The background of the cover features a close-up, low-angle shot of a row of white electrical meters mounted on a grey metal rack. The meters are slightly out of focus, creating a sense of depth. On the left side, there are three teal-colored circles connected by thin teal lines, resembling a circuit board or a data flow diagram. The text is overlaid on a semi-transparent white hexagonal shape in the center-right.

Recommandation de la branche

Metering Code Suisse

Dispositions techniques pour la mesure et
la mise à disposition des données de mesure

MC – CH 2022

Publication 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

Rudolf Baumann	ETRANS/Swissgrid AG	Responsable GDP* MC CH
Stefan Brunner	EWBN AG, Brig	Membre GDP MC CH
Philippe Gagnebin	Groupe E	Membre GDP MC CH
Alexander Pfister	VSE/AES	Membre GDP MC CH
Cornel Rüede	ETRANS/Swissgrid AG	Membre GDP MC CH
Edgar Vock	NOK AG	Membre GDP MC CH
Peter Walter	EKT AG	Membre GDP MC CH
Thomas Winter	Visos AG	Membre GDP MC CH

Auteurs de la révision 2022

Daniel Röthlisberger	Enersuisse AG	Président EnDaKo**
Roland Bissig	Swissgrid AG	Membre EnDaKo
Jan Giger	Genossenschaft Elektra Jegenstorf	Membre EnDaKo
Vincent Graf	Romande Energie	Membre EnDaKo
Adrian Gremlich	Technische Betriebe Weinfelden AG	Membre EnDaKo
Simon Keller	Axpo Grid AG	Membre EnDaKo
Roland Kiefer	ACA Administration Consulting AG	Membre EnDaKo
Antonio Martinelli	EWZ	Membre EnDaKo
André Rast	CKW	Membre EnDaKo
Henk la Roi	VSE/AES	Secrétaire EnDaKo
Steffen Weber	Industrielle Werke Basel	Membre EnDaKo
Luigi Zala	IBC Energie Wasser Chur	Membre EnDaKo
Stefan Zaugg	ewb Bern	Membre EnDaKo

*GDP = groupe de projet partiel

**EnDaKo = Commission Données énergétiques (Mesures et échange de données de mesures) de l'AES



Chronologie

Mai 2005	Début du travail du groupe de projet partiel MC – CH
30 janvier 2006	Achèvement de l'ébauche MC – CH
Février / mars 2006	Consultation dans la branche
Avril / mai 2006	Achèvement de la version allemande pour approbation par le Comité de l'AES
1 ^{er} juin 2006	Approbation par le Comité de l'AES
12 janvier 2007	Correction linguistique et graphique de quelques passages
Août - novembre 2007	Révision, harmonisation avec la LApEI, l'OApEI et le DA 'Échange de données standardisé pour le marché de l'électricité CH', y compris consultation dans la branche
5 décembre 2007	Approbation par le Comité de l'AES
Mai 2008	Modifications et adaptation à l'OApEI du 14 mars 2008
18 juin 2008	Approbation par le Comité de l'AES
Automne 2008	Révision en vue de l'édition 2009 et consultation ouverte
Nov. / déc. 2008	Consultation ouverte selon l'art. 27, al. 4 OApEI
14 mai 2009	Approbation par le Comité de l'AES
Été / automne 2010	Adaptation pour l'édition 2011, consultation ouverte
2 mars 2011	Approbation par le Comité de l'AES
Janvier - mars 2012	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2012
Avril / mai 2012	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
24 octobre 2012	Approbation par le Comité de l'AES
Janvier - août 2014	Révision en vue de l'édition 2014 par la Commission Données énergétiques
Sept. / oct. 2014	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
3 décembre 2014	Approbation par le Comité de l'AES
Mars - mai 2015	Révision en vue de l'édition septembre 2015 par la Commission Données énergétiques
Juin / juillet 2015	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
18 mai 2016	Approbation par le Comité de l'AES
Juin 2016 - avril 2017	Révision en vue de l'édition juillet 2017 par la commission Données énergétiques
Mai / juin 2017	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
12 septembre 2017	Approbation par le Comité de l'AES
Mars - juillet 2018	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2018
Août / septembre 2018	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
24 octobre 2018	Approbation par le Comité de l'AES
Juin – septembre 2021	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2022
Nov. 2021 – jan. 2022	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
11 mai 2022	Approbation par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 11 mai 2022.



Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour 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.

Ce document est un document de la branche sur le marché de l'électricité. Il fait office de directive selon l'art. 27, al. 4 de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. La Commission Données énergétiques de l'AES s'occupe de maintenir à jour le document.

REMARQUE: en cas de modifications de la législation ultérieures à la publication de ce document, les lois, ordonnances, décisions et directives (notamment de l'ECom) priment les dispositions du présent document.



Sommaire

Avant-propos	10
Domaine d'application du document.....	11
1. Introduction.....	12
1.1 Objectif et domaine d'application du Metering Code Suisse.....	12
1.2 Compétence et responsabilité	13
1.3 Dispositions marginales pour la préparation des données de mesure	13
1.4 Exigences minimales.....	14
1.5 Propriété des données	15
1.6 Identification des acteurs du marché et des réseaux.....	16
2. Description du processus de mise à disposition des données de mesure.....	18
3. Exploitation de la place de mesure	20
3.1 Généralités	20
3.2 Désignation du point de mesure	20
3.2.1 But	20
3.2.2 Variantes des points de mesure.....	20
3.2.3 Système de codage des points de mesure.....	21
3.2.4 Points de mesure réels et virtuels	22
3.2.4.1 Point de mesure réel.....	23
3.2.4.2 Point de mesure virtuel	23
3.2.5 Point de mesure spéciaux	23
3.2.5.1 Point de mesure de production.....	23
3.2.5.2 Mesure en cas de consommation propre.....	26
3.2.5.3 Mesure en cas d'utilisation de dispositifs de stockage	26
3.2.6 Assignation de points de mesure	26
3.3 Codes OBIS.....	27
3.4 Définition du sens du flux d'énergie	27
3.4.1 Principe de la désignation du sens du flux d'énergie	27
3.4.2 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs entre le réseau de transport et le réseau de distribution	28
3.4.3 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs entre le réseau de transport et la production	28
3.4.4 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les lignes au point d'interconnexion entre réseaux de même niveau de tension.....	28
3.4.5 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs se trouvant entre le niveau de distribution amont et le niveau de distribution aval	29
3.4.6 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs entre le niveau de distribution et le producteur	29
3.4.7 Sens du flux d'énergie en cas de mesures entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final ou le producteur	29
3.5 Choix des appareils de mesure	29
3.5.1 Exigences générales	29
3.5.2 Classes de précision	30
3.5.3 Courbe et profil de charge	30



3.5.3.1	Courbe de charge	30
3.5.3.2	Profil de charge.....	31
3.5.4	Compteurs spéciaux.....	31
3.5.5	Dispositifs de télécommunication.....	31
3.6	Plages de tarif / Plages de prix	31
3.6.1	Plages de tarif	31
3.6.2	Plages de prix	31
3.7	Base de temps des courbes de charge.....	31
3.8	Base de temps pour mesures sans saisie de la courbe de charge	32
3.9	Administration des places de mesure	32
3.10	Surveillance des équipements de mesure	33
3.11	Remplacement des équipements de mesure	34
3.12	Vérification subséquente des équipements de mesure	34
4.	Acquisition des données	35
4.1	Relevés ordinaires	35
4.2	Relevés extraordinaires.....	35
4.3	Archivage des données brutes	35
5.	Préparation des données	36
5.1	Calcul des valeurs d'énergie et des maxima de puissance.....	36
5.2	Validation des données de mesure.....	36
5.3	Établissement de valeurs de substitution à partir d'index de compteurs	36
5.3.1	Généralités.....	36
5.3.2	Établissement de valeurs de substitution pour les valeurs de mesure	37
5.3.3	Établissement de valeurs de substitution pour les courbes de charge	37
5.4	Identification des valeurs de mesure.....	37
6.	Traitement des données.....	39
6.1	Tâches.....	39
6.2	Gestion des attributions de fournisseurs.....	39
6.3	Obligation d'information.....	39
6.4	Pertes de réseau.....	39
6.5	Pool de clients virtuel du fournisseur attitré.....	40
6.5.1	Principe.....	40
6.5.2	Calcul du pool de clients virtuel.....	40
6.6	Agrégation de données	40
6.6.1	Calcul des agrégations pour la facturation de l'énergie de compensation	40
6.6.1.1	Bases	40
6.6.1.2	Agrégations de fournisseurs/producteurs	41
6.6.1.3	Agrégations du fournisseur attitré.....	41
6.6.1.4	Agrégations des groupes-bilan.....	41
6.6.2	Calcul des agrégations pour le report de coûts / l'imputation de coûts.....	41
6.6.2.1	Courbe de charge agrégée brute du propre réseau pour l'imputation de coûts.....	41
6.6.2.2	Courbe de charge brute agrégée totale pour le report de coûts	42
6.7	Installations productrices d'énergie (IPE).....	42
6.8	Données pour OSTRAL, pour la surveillance des groupes-bilan et pour le recours aux centrales	43
6.9	Tâches de contrôle.....	43
6.9.1	Gestionnaire de réseau	43
6.9.2	Fournisseur	44



6.9.2.1	Contrôle des agrégations	44
6.9.3	Responsable de groupe-bilan	44
6.9.3.1	Contrôle des agrégations	44
6.9.3.2	Contrôle du solde chronologique des séries de valeurs	44
6.10	Protection des données de mesure	45
6.11	Archivage.....	45
7.	Livraison des données	46
8.	Déroulement et chronologie	47
8.1	Principe.....	47
8.2	Échéances de relevé/télérelevé et de livraison	48
8.3	Livraison supplémentaire.....	49
8.4	Agrégats et chroniques échangés mensuellement: corrections intervenant après le délai prescrit....	49
9.	Rétribution	50
9.1	Mesure et livraison des données de mesure.....	50
9.2	Processus de changement.....	50
10.	Annexes.....	51
10.1	Annexe 1: Glossaire.....	51
10.2	Annexe 2: Désignation du point de mesure.....	51
10.2.1	Structure de la désignation du point de mesure:	51
10.2.2	Exemple de désignation d'un point de mesure réel et du code OBIS:.....	51
10.2.3	Exemple de désignation d'un point de mesure virtuel et du code OBIS:	51
10.3	Annexe 3: Aperçu de l'utilisation des codes OBIS.....	52
10.3.1	Généralités.....	52
10.3.2	Codes OBIS utilisés en Suisse	52
10.3.3	Légende (tableau 9)	54
10.4	Annexe 4: Aperçu de la désignation du sens des flux d'énergie	56
10.5	Annexe 5: Procédures applicables pour la validation des données de mesure	57
10.5.1	But de la validation	57
10.5.2	Validation des index des compteurs et des maxima de puissance.....	57
10.5.3	Validation des mesures de courbes de charge.....	57
10.5.3.1	Contrôle du nombre des périodes d'enregistrement par jour.....	57
10.5.3.2	Vérification de l'intégrité des données	57
10.5.4	Vérification des informations portant sur le statut des valeurs de mesure	57
10.5.5	Vérification par un compteur de contrôle.....	58
10.5.6	Procédures complémentaires pour contrôler la validation des données de mesure	58
10.6	Annexe 6: Détermination des valeurs de substitution.....	59
10.6.1	Procédé d'interpolation pour la détermination des valeurs de substitution des courbes de charge	59
10.6.2	Procédé de comparaison pour déterminer des valeurs de substitution pour les courbes de charge	59
10.6.2.1	Définition des valeurs.....	59
10.6.2.2	Définition des profils de charge de substitution	60
10.6.2.3	Mise à l'échelle	62
10.7	Annexe 7: Système vectoriel de dénomination	63
10.8	Annexe 8: Mesure à 4 quadrants.....	64
10.9	Annexe 9: Détermination de l'utilisation du réseau en cas d'installation mixtes	66



10.10 Annexe 10: Mesures dans les réseaux de faible envergure	67
10.11 Annexe 11: Manière de traiter les installations productrices d'énergie sans mesure de la courbe de charge.....	70
10.11.1 Introduction	70
10.11.2 Principes	70
10.11.3 Formation de profils (par analogie avec la méthode PTa) d'injection (Pi).....	70
10.11.4 Exemple de formation d'un Pi.....	72

Liste des figures

Figure 1:	Variantes des points de mesure selon le modèle des rôles d'ENTSO-E, d'EFET et d'ebIX.	20
Figure 2:	Définition du point de mesure avec raccordement direct	22
Figure 3:	Définition du point de mesure avec raccordement sur transformateur	23
Figure 4:	Définition du point de mesure avec raccordement sur transformateur et compteur de contrôle	24
Figure 5:	Définition du point de mesure de la production nette et de celui de la consommation dans une installation de production avec rétribution du courant injecté (SRI/GO ou reprise pour un autre acheteur, par exemple une bourse solaire).	24
Figure 6:	Définition du point de mesure de l'excédent et de la consommation dans une installation de production avec refoulement de l'excédent.	25
Figure 7:	Définition des points de mesure de la production nette et de la consommation dans une installation de production avec rétribution du courant injecté (SRI/GO) et connexion à des réseaux amont (à plusieurs niveaux de réseau)	26
Figure 8:	Principe du processus de mise à disposition des données de mesure	47
Figure 9:	Désignation du sens des flux d'énergie	56
Figure 10:	Représentation graphique de l'interpolation	60
Figure 11:	Organigramme pour détermination des valeurs de substitution dans la courbe de charge	61
Figure 12:	Point de vue du sens de l'énergie	63
Figure 13:	Correspondance entre système vectoriel, mesure à 4 quadrants et encodage OBIS	64
Figure 14:	Réseau de faible envergure au NR7 – Alimentation et unité de production avec raccordement au réseau de distribution du GRD.	67
Figure 15:	Réseau de faible envergure avec alimentation au NR5 – alimentation et unité de production avec raccordement au réseau de distribution NR 7	68
Figure 16:	Réseau de faible envergure avec alimentation au NR5 – alimentation et unité de production avec raccordement au RFE	68

Liste des tableaux

Tableau 1:	Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure	17
Tableau 2:	Étapes du processus de mise à disposition des données de mesure	19
Tableau 3:	Désignation du point de mesure avec indication des positions constituantes	21
Tableau 4:	Exigences minimales des classes de précision	30



Tableau 5:	Exigences minimales de la précision du synchronisme des mesures de courbes de charge	32
Tableau 6:	Statuts des valeurs de mesure	38
Tableau 7:	Délais de livraison pour les différentes fonctions	48
Tableau 8:	Groupes de valeurs des codes OBIS	52
Tableau 9:	Exemples de codes OBIS utilisés en Suisse	53
Tableau 10:	Interpolation en cas de courtes périodes manquantes dans la courbe de charge	59



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).

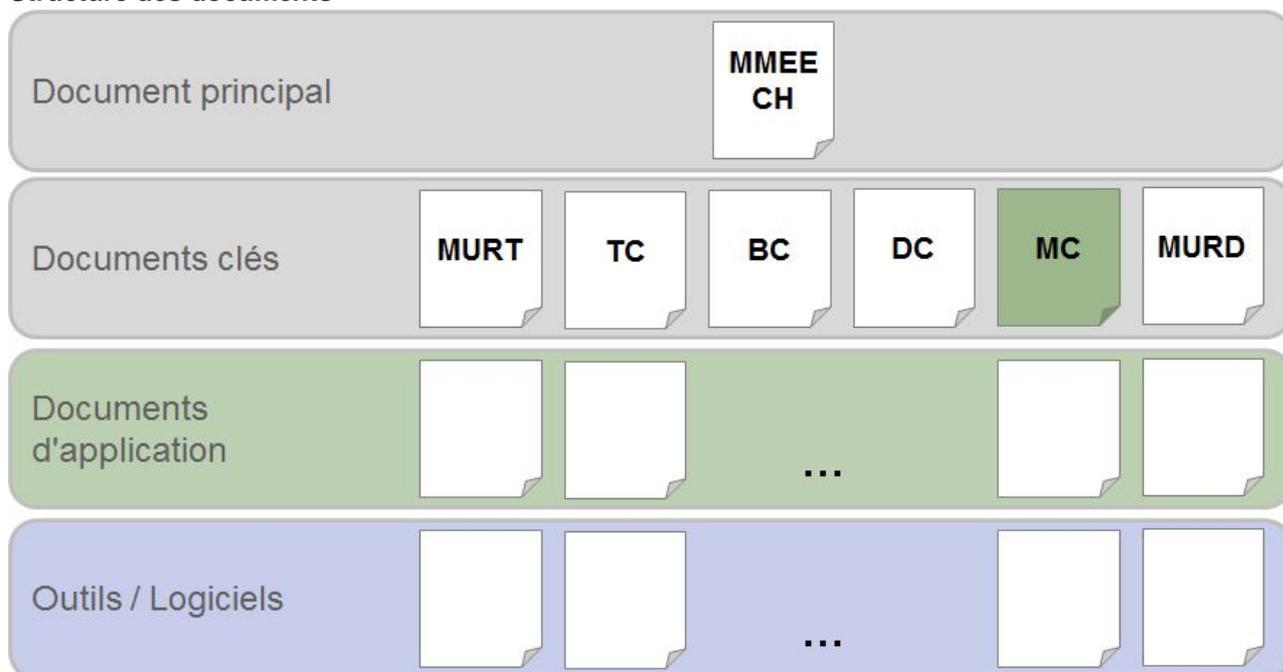
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité: ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation. En principe, les documents de la branche font foi pour toutes les personnes impliquées ayant déclaré que lesdits documents faisaient partie intégrante d'un contrat donné.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

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

Le présent document «Metering Code (MC - CH)» est un document clé.

Structure des documents



Domaine d'application du document

La publication du Metering Code Suisse MC – CH procure les possibilités d'application ou fixe les limites d'application suivantes:

- Le Metering Code Suisse constitue le concept actuel de gestion des données de mesure pour le marché suisse de l'électricité.
- Le concept doit être appliqué en fonction des règles des autres documents clés et des documents d'application qui les complètent.

Entrée en vigueur

Les réglementations figurant dans la présente édition doivent être mises en œuvre le 21 février 2023.



1. Introduction

1.1 Objectif et domaine d'application du Metering Code Suisse

- (1) Le présent Metering Code Suisse décrit un système de mise à disposition des données de mesure efficace et réalisable avec la qualité requise pour tous les acteurs concernés du marché. Il définit les exigences minimales pour les mesures destinées à la facturation (désignées ci-après mesures). La mise à disposition de données de mesure décrite s'applique à tous les niveaux de réseaux. Par contre, il ne couvre pas les besoins de mesure d'exploitation ni ceux de mesure du réglage de fréquence et de puissance.
- (2) Le Metering Code Suisse est donc délimité comme suit:
 - Le Metering Code Suisse MC – CH s'applique à tous les niveaux de réseau (NR1 - NR7), du niveau de transport (380 kV / 220 kV) au niveau local de distribution (400V) y compris les réseaux de faible envergure¹ («installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine»).
 - Les mesures en temps réel nécessaires au réglage de la fréquence et de la puissance active sont traitées sous Transmission Code.
 - Les mesures pour la facturation de la consommation interne² ne sont pas traitées.
 - Les installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine sont de plus traitées dans le document de la branche «Réseaux de faible envergure». Les mesures pour les réseaux de faible envergure sont traitées dans l'annexe 10 «Mesures dans les réseaux de faible envergure».
 - Il ne traite pas l'approbation ni l'étalonnage des appareillages de mesure.
 - Les mesures en temps réel nécessaires à la conduite du réseau sont traitées par le Transmission Code et le Distribution Code.
 - L'application de la consommation propre de l'autoproduction est décrite dans le manuel du même nom (MRCP). À l'exception des installations de production faisant partie du regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), les compteurs d'un RCP ne font pas partie du domaine de responsabilité du GRD et ne sont donc pas traités dans le présent Metering Code.
 - Les conditions de mise à disposition des données de mesure fournies par des dispositifs de stockage au sein d'un RCP sont définies dans le «Manuel Dispositifs de stockage» de l'AES.
 - Les informations relatives à la facturation de l'utilisation du réseau et des frais de mesure sont décrites dans le document clé «Modèle d'utilisation des réseaux de distribution» (MUR-D – CH) ainsi que dans le document d'application «Schéma de calcul des coûts».
 - Le manuel «Systèmes de mesure intelligents (iMS)» donne des recommandations sur la mise en œuvre pratique du déploiement et sur l'exploitation sûre d'un système de mesure intelligent (SMI).
 - La recommandation de la branche «Politique des données dans la branche énergétique» constitue le cadre de gestion globale des données dans la branche énergétique.
- (3) Le Metering Code Suisse définit les exigences minimales à satisfaire au niveau de la gestion des données de mesure pour permettre le traitement conforme aux dispositions légales de la facturation, des groupes-bilan, de l'utilisation du réseau et des services système.
- (4) Conformément à la LApEI, l'ouverture du marché s'effectue en deux étapes. Dans la première étape, seuls les consommateurs finaux avec une consommation annuelle de moins de 100 000 kWh n'ont

¹ voir art. 4, al. 1, let. a LApEI

² Interne aux EAE



pas de droit d'accès au marché. Les autres consommateurs finaux n'obtiendront ce droit qu'à l'entrée en vigueur de la deuxième étape. **Le présent document décrit fondamentalement les exigences concernant la première étape. Les exigences déjà connues aujourd'hui mais valables seulement à partir de la seconde étape de l'ouverture du marché sont marquées spécialement.**

- (5) Les acteurs du marché sont libres de définir dans quelle mesure ils souhaitent dépasser les exigences minimales définies dans le Metering Code Suisse. Des exigences supplémentaires doivent être dédommagées selon le principe de causalité.
- (6) Le Metering Code régit les compteurs électriques classiques ainsi que les appareils de mesure intelligents conformément aux art. 8a et 8b OApEI du 1^{er} janvier 2018.

1.2 Compétence et responsabilité

- (1) La compétence et la responsabilité de la mise à disposition des données de mesure incombent au gestionnaire de réseau. Pour les points d'interconnexion entre deux gestionnaires de réseau, la responsabilité de la mise à disposition des données de mesure est à régler de manière univoque: normalement elle incombe au propriétaire du champ de couplage côté tension supérieure. Les stipulations contractuelles divergentes déjà en place peuvent être maintenues. Pour les points d'interconnexion entre deux réseaux de même niveau, la responsabilité doit être réglée par accord bilatéral. Cela étant, le gestionnaire de réseau est tenu de fournir à tous les acteurs du marché autorisés toutes les données dont ils ont besoin avec une qualité irréprochable et dans les délais impartis. Il peut assurer lui-même ce service ou le déléguer en partie ou intégralement à des tiers. Dans le cadre des réglementations correspondantes, les acteurs du marché sont habilités à exiger la mise à disposition des données de mesure en fonction de leurs besoins adaptés à l'utilisation du réseau et à la livraison d'énergie (voir document d'application SDAT-CH)³. Cette règle est valable tant pour la mise à disposition périodique des données de mesure que pour la mise à disposition ponctuelle pour les processus de changement.

1.3 Dispositions marginales pour la préparation des données de mesure

- (1) Des exigences légales particulières sont posées aux données de mesure d'énergie qui sont utilisées pour la facturation de prestations fournies dans le cadre d'un contrat. L'art. 9, al. 3 de la Loi fédérale sur la métrologie RS 941.20 stipule que l'utilisateur d'instruments de mesure doit s'assurer que l'homologation pour le compteur a été donnée et que l'étalonnage a été fait dans les délais. Conformément à l'art. 4 de l'Ordonnance sur les instruments de mesure RS 941.210, l'utilisateur est celui qui dispose de l'instrument de mesure ou d'une méthode de mesure, indépendamment des relations de propriété. L'al. 5 de l'Ordonnance sur les instruments de mesure d'énergie et de puissance électrique RS 941.251 règle les obligations de l'utilisateur. Le gestionnaire de réseau étant compétent pour la mesure, il en est aussi responsable au sens de la Loi sur la mesure et de l'Ordonnance sur les instruments de mesure.
- (2) Selon l'art. 9 de la Loi fédérale sur la métrologie et les art. 4 à 7 de l'Ordonnance sur les instruments de mesure, l'obligation d'approbation et de vérification s'étend aux mesures destinées aux transactions commerciales et à la détermination officielle. Ces mesures sont définies comme «mesures de facturation».

³ Voir SDAT-CH «Échange standardisé de données pour le marché suisse de l'électricité»



- (3) Fondamentalement, ces mesures doivent être installées partout où les données saisies et mises à disposition servent directement à la facturation de prestations fournies à des tiers dans le cadre d'un contrat. Cette règle est valable pour la facturation de l'utilisation du réseau comme pour la facturation des transactions d'énergie, de même que pour les garanties d'origine (GO⁴) et pour d'autres types de certificats en usage.
- (4) La nouvelle OApEI du 1^{er} janvier 2018 stipule que 80% de l'ensemble des places de mesure installées doivent être équipées de systèmes de mesure intelligents (SMI) d'ici à fin 2027. Ceux-ci mesurent notamment les courbes de charge avec une période de mesure de quinze minutes et disposent de deux interfaces, dont l'une est réservée à la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données du gestionnaire de réseau et l'autre à l'utilisation des données par le client. Un dispositif de mesure de la courbe de charge existant peut être compté dans les 80% et rester opérationnel jusqu'à sa fin de vie.
- (5) L'art. 8b OApEI régleme la vérification de la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents. La recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents» fournit de plus amples informations à ce sujet.
- (6) Il est indispensable d'effectuer des mesures de facturation aux points de fourniture et de soutirage du réseau, ainsi qu'aux points d'interconnexion entre les différents réseaux.
- (7) Les points de mesure pour les fournitures et les soutirages des producteurs et des consommateurs finaux sont déterminés par le gestionnaire de réseau. Les points de mesure entre deux réseaux de distribution sont définis d'un commun accord par les deux gestionnaires de réseau, qu'il s'agisse de points de mesure entre deux niveaux de réseau ou entre deux réseaux de distribution de même niveau.
- (8) Les données transmises doivent correspondre aux valeurs effectivement mesurées ou agrégées. Les valeurs de remplacement doivent être créées selon les règles reconnues.
- (9) En ce qui concerne la responsabilité civile, les dispositions de la Loi fédérale concernant les installations électriques à courant faible et fort du 24 juin 1902 font foi, ainsi que les ordonnances basées sur cette loi et les dispositions correspondantes.

1.4 Exigences minimales

Disposition valable pour la première étape de l'ouverture du marché:

Chaque point de raccordement au réseau dont la courbe de charge n'est pas mesurée reste impérativement dans le groupe-bilan du fournisseur attiré!

- (1) Il en découle que tout point de raccordement d'un consommateur final changeant de fournisseur/de producteur doit être équipé d'un dispositif de mesure de courbe de charge.
- (2) Conformément à l'art. 8b OApEI, les appareils de mesure intelligents doivent être contrôlés quant à la sécurité des données et satisfaire aux exigences définies à l'art. 8a de cette même ordonnance.

⁴ GO, en allemand HKN, Herkunftsnachweis.



Comme ils calculent notamment les courbes de charge, ils sont assimilés aux dispositifs de mesure de la courbe de charge mentionnés dans le présent document.

- (3) Depuis le 1^{er} janvier 2018, les appareils de mesure intelligents doivent être utilisés pour les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et pour les producteurs, si une nouvelle installation de production est raccordée au réseau d'électricité (art. 31e OApEI).
- (4) Dans le cadre du déploiement des appareils de mesure intelligents, 80% des installations de mesure d'une zone de desserte devront correspondre à un appareil de mesure intelligent ou à un dispositif de mesure de la courbe de charge d'ici au 31 décembre 2027. Un dispositif existant peut rester opérationnel jusqu'à sa fin de vie.
- (5) Chaque point d'interconnexion entre les réseaux doit être équipée d'une mesure de la courbe de charge. Si un gestionnaire de réseau ne peut ou ne veut pas remplir cette condition, les possibilités suivantes existent:
 - Le gestionnaire de réseau remet au gestionnaire de réseau amont la gestion de son réseau en ce qui concerne les bilans et l'échange des données.
 - Plusieurs gestionnaires de réseau organisent en commun la gestion de leurs réseaux, en ce qui concerne la formation du bilan et l'échange de données de mesure, et règlent les compétences entre eux.
- (6) Dans ces deux cas particuliers, la répartition des coûts répercutés et l'attribution directe des coûts imputés aux prestations de service sont à régler de façon bilatérale.
- (7) Dans des cas exceptionnels, par exemple pour les injections de secours, il faut définir de façon bilatérale des séries de remplacement pour la durée de l'utilisation.
- (8) La loi autorise les consommateurs finaux ayant une consommation annuelle supérieure ou égale à 100 000 kWh à changer de fournisseur ou à quitter l'approvisionnement de base. Lorsqu'un consommateur final a fait usage de son droit à l'accès au réseau en vertu de ces critères, il gardera pour toujours ce droit à la liberté de choix, même si sa consommation annuelle descend en dessous de 100 000 kWh.
- (9) Les exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure sont récapitulées dans le Tableau 1.
- (10) Le relevé et le traitement ultérieur des données au moyen de l'interface dédiée au client incombent au consommateur final/producteur.

1.5 Propriété des données

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable de la mise à disposition des données de mesure. Sa responsabilité s'étend de l'exploitation de la place de mesure à la livraison des données, en passant par leur traitement.
- (2) Le propriétaire des données de mesure est l'utilisateur de réseau, c'est-à-dire l'installation productrice d'énergie, le consommateur final ou, respectivement, le gestionnaire de réseau aval. Lors de transitions entre réseaux de même niveau, la propriété des données est à régler bilatéralement. La



propriété des données comprend toutes les données de mesure spécifiques d'injection, de soutirage ou de reprise en provenance du réseau amont. Les utilisateurs de réseau ont le droit d'accéder à leurs données et de les utiliser.

- (3) Le gestionnaire de réseau est gérant fiduciaire des données de mesure. Il a le droit et est tenu d'agréger les données de mesure pour la facturation des groupes-bilan, de l'utilisation du réseau et services système et de les transmettre sans discrimination aux acteurs de marché autorisés. Il est autorisé à utiliser les données pour remplir les tâches légales et à les transmettre – sous une forme anonymisée – à des fins d'études qui sont d'intérêt public (clarifications de la branche, travaux universitaires, projets de recherche).
- (4) Dans le cadre du déploiement de systèmes de mesure intelligents, l'infrastructure/la technologie utilisée pour la sécurité des données doit satisfaire aux exigences ad hoc stipulées à l'art. 8b OApEI. Pour ce faire, il convient d'appliquer les directives définies dans la recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents» (annexe 2).

1.6 Identification des acteurs du marché et des réseaux

- (1) Tous les acteurs et réseaux impliqués dans l'échange de données sont à identifier de manière univoque par un code identificateur. À cette fin, on utilise le code EIC.
- (2) Cette désignation est normalisée en Europe selon les instructions d'ENTSO-E réalisées selon le code EIC (ENTSO-E a succédé à ETSO depuis juillet 2009, voir www.entsoe.eu).
- (3) Chaque gestionnaire de réseau a besoin d'un code EIC-Y (Area-Code) pour l'identification de son réseau et d'un code EIC-X (Party-Code) pour son identification en qualité d'acteur du marché.
- (4) Par suite de l'obligation de séparation réseau – marché (Unbundling), les fonctions de marché, donc les rôles de fournisseur (et éventuellement de responsable de groupe-bilan), nécessitent au moins un code X pour l'activité de distribution de l'EAE actuelle.
- (5) Ce code X est à utiliser pour les activités de fournisseur. Si un propre groupe-bilan est mis en place, un code X spécifique est également nécessaire.
- (6) Ces codes sont attribués en Suisse par Swissgrid⁵.
- (7) Les gestionnaires de réseaux de faible envergure et les RCP n'ont pas le statut de gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et ne peuvent donc pas solliciter de code EIC-Y (Area Code).

Remarque: L'identificateur attribué par l'AES constitue une désignation propre à la Suisse et sert à garantir des désignations univoques des points de mesure à 33 positions.

⁵ La liste des codes EIC existants et attribués par Swissgrid est disponible sous <http://www.swissgrid.ch>.



Exigences minimales concernant la mise à disposition des données de mesure pour les différentes catégories					
Catégorie de place de mesure	Unité	Type de mesure, périodicité de relevé	Moment de la livraison		Remarques
			Données non validées à titre informatif	Données validées à but de facturation	
Consommateurs finaux et installations productrices d'énergie qui n'ont pas droit à l'accès au réseau ou consommateurs finaux qui ne font pas usage de ce droit ⁵	kWh kW ² kvarh ⁴	Simple tarif ou tarif multiple ¹ éventuellement puissance maximale au ¼ h ² énergie réactive ⁴ Relevé ³ : mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel Appareil de mesure intelligent: mesurer l'énergie active et l'énergie réactive, toutes deux au ¼ h, et relever si besoin	Pas de mise à disposition Appareil de mesure intelligent: consultation 1 fois par jour au max. et représentation dans une forme compréhensible (selon OApEI)	Mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel ³	Le choix -du type de mesure -de la période de relevé -de la mise à disposition est de la compétence du gestionnaire de réseau.
Consommateurs finaux et installations productrices d'énergie qui font usage de leur droit d'accès au réseau, ainsi que tous les points de transition entre les réseaux	kWh kvarh ⁴	Mesure de la courbe de charge au ¼ h avec énergie active et énergie réactive Appareil de mesure intelligent: mesurer l'énergie active et l'énergie réactive, toutes deux au ¼ h, et relever si besoin	Quotidiennement ⁵	Mensuel / le jour ouvrable suivant pour les points de transition avec l'étranger	Le relevé des courbes de charge doit avoir lieu quotidiennement.

Tableau 1: Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure

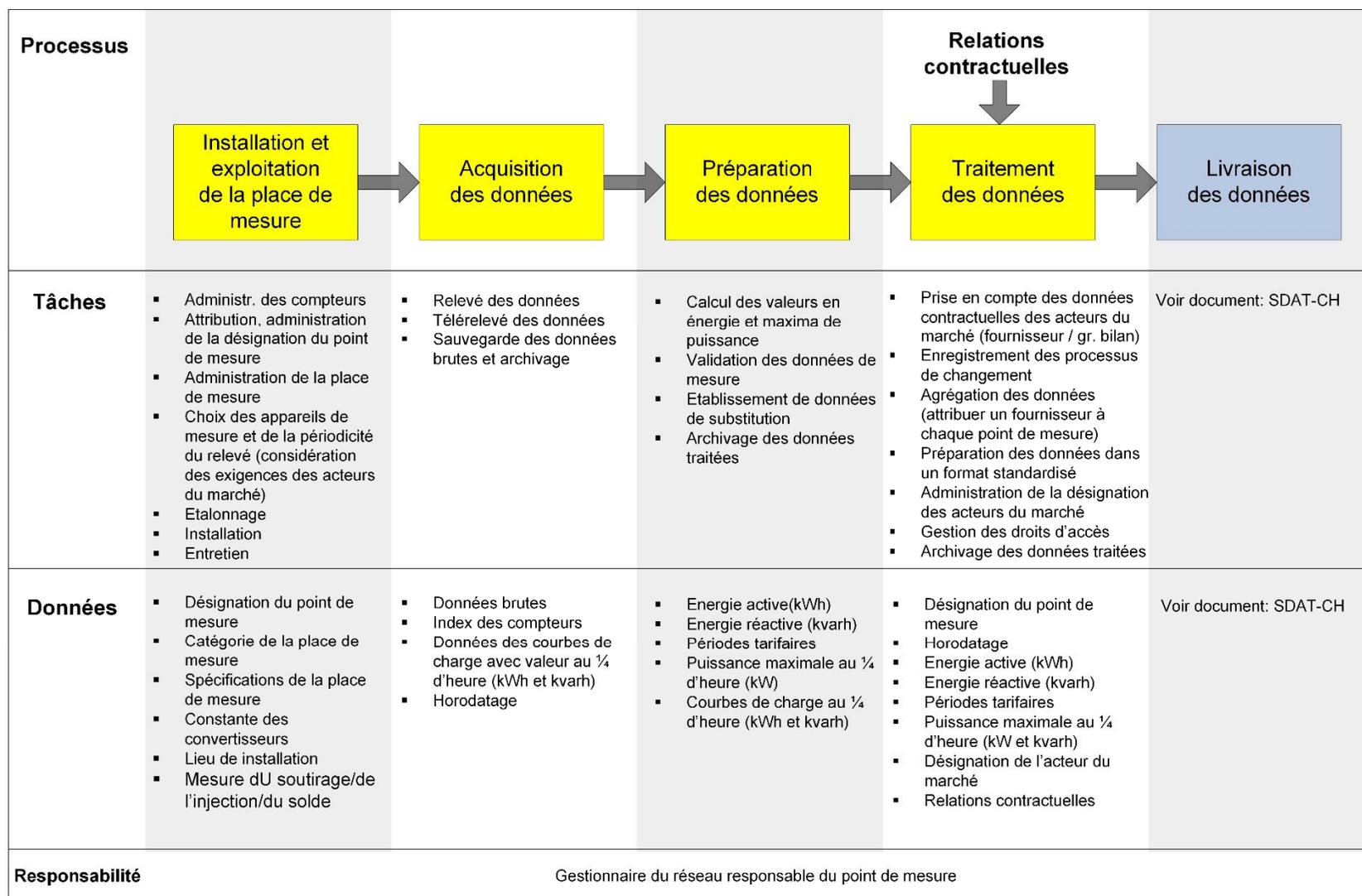
- 1 Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau chez lesquels un compteur à simple tarif ou à tarif multiple doit être installé.
- 2 Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau chez lesquels en plus, la mesure de la puissance maximale au ¼ h (kW) est nécessaire.
- 3 Le gestionnaire de réseau détermine les dates de relevé ou de télérelevé.
- 4 Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau nécessitant la mesure de l'énergie réactive (kvarh). Au point d'interconnexion vers le réseau de transport, l'énergie réactive doit être impérativement mesurée.
- 5 Les données quotidiennes doivent être livrées automatiquement. Un piquet de week-end ou de jours fériés n'est pas nécessaire.



2. Description du processus de mise à disposition des données de mesure

- (1) La mise à disposition des données de mesure est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution pour divers acteurs du marché de l'électricité. Les tâches, les données et les responsabilités concernant les diverses étapes du processus sont récapitulées dans le Tableau 2.
- (2) Le résultat de la mise à disposition des données, permet de disposer de valeurs de mesure énergétiques clairement vérifiables indiquant à quel réseau et à quel point de mesure elles se réfèrent. Elles indiquent par ailleurs la période temporelle, la durée de mesure, le sens de flux d'énergie et l'unité de mesure.
- (3) Ces valeurs de mesure sont également clairement attribuables à un consommateur final ou à un producteur et à un fournisseur ou à un groupe-bilan. Elles sont mises à la disposition des acteurs du marché concernés conformément au document d'application «Échange de données standardisé» (SDAT-CH).





Légende:

Metering Code

SDAT

Tableau 2: Étapes du processus de mise à disposition des données de mesure



3. Exploitation de la place de mesure

3.1 Généralités

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable de l'exploitation correcte des équipements de mesure. L'accès à la place de mesure doit être garanti aux représentants du gestionnaire de réseau pour effectuer des relevés, pour le contrôle de l'installation, pour remplacer les équipements de mesure, pour des travaux d'entretien et en cas de perturbations.

3.2 Désignation du point de mesure

3.2.1 But

- (1) La désignation du point de mesure définit des relations importantes entre les lieux de mesure, les appareils de mesure, les consommateurs finaux, les installations productrices d'énergie, les fournisseurs, les producteurs et les gestionnaires de réseaux. La désignation du point de mesure reste la même en cas de changement de clients finaux, d'installations productrices d'énergie, de fournisseurs ou de producteurs, en cas de fusion de gestionnaires de réseaux et lors du remplacement d'appareils. La désignation du point de mesure est partie intégrante du processus d'échange de données: elle est donc connue de tous les participants concernés par une fourniture d'énergie ou par une utilisation de réseaux.

3.2.2 Variantes des points de mesure

- (1) Afin d'assurer la compatibilité avec l'environnement européen, les variantes des points de mesure sont basées sur le modèle des rôles harmonisé d'ENTSO-E, d'EFET et d'ebIX.

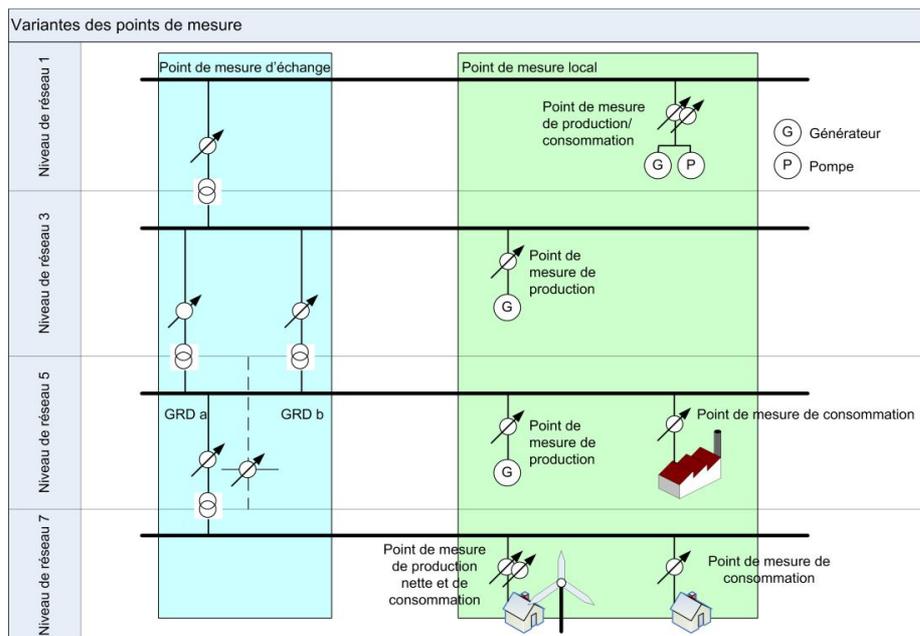


Figure 1: Variantes des points de mesure selon le modèle des rôles d'ENTSO-E, d'EFET et d'ebIX.



(2) Les variantes sont définies comme suit (voir le modèle des rôles eBlX):

- **Point de mesure (Metering Point):** Un point où l'on mesure un flux énergétique.
- **Point de mesure d'échange (Exchange Metering Point):** Un point où l'on mesure l'échange d'énergie entre deux réseaux. Le point de mesure d'échange est une variante des types de points de mesure.
Attention: Un point de mesure d'échange n'est attribué à aucun groupe-bilan ni à aucun fournisseur.
- **Point de mesure local (Local Metering Point):** La plus petite unité à laquelle peut être attribué un fournisseur avec son groupe-bilan. Ce point peut être réel ou virtuel. Le point de mesure local est une variante des types de points de mesure.
- **Point de mesure de production (Production Metering Point):** Un point où l'on mesure une production. Il peut s'agir d'un point physique ou d'une addition ou soustraction de plusieurs points. Le point de mesure de production est une variante du type de point de mesure local.
- **Point de mesure de consommation (Consumption Metering Point):** Un point où l'on mesure une consommation. Il peut s'agir d'un point physique ou d'une addition ou soustraction de plusieurs points. Le point de mesure de consommation est une variante du type de point de mesure local.

3.2.3 Système de codage des points de mesure

(1) Chaque point de mesure reçoit une désignation univoque à 33 positions qui est composée comme suit (voir aussi annexe 2):

Pays	Identificateur	Numéro du point de mesure
1,2	3 à 13	14 à 33

Tableau 3: Désignation du point de mesure avec indication des positions constituantes

(2) Légende:

- Pays:** 2 lettres (positions 1 et 2)
La désignation du pays utilise la norme «ISO 3166 Alpha-2», CH pour la Suisse.
- Identificateur:** 11 chiffres (positions 3 à 13)
L'identificateur se compose du numéro de réseau (positions 3 à 8) et de cases de réserve (positions 9 à 13, réservées pour extensions du code). Chaque gestionnaire de réseau demande à l'AES⁶ l'identificateur nécessaire à la désignation de ses points de mesure (voir directive AES «Attribution de l'identificateur pour la désignation du point de mesure»).
- Numéro du point de mesure:** 20 caractères alphanumériques (positions 14 à 33)
Le numéro du point de mesure est attribué par le gestionnaire de réseau et sert, avec l'indication du pays et l'identificateur, à désigner sans ambiguïté le point de mesure. Le gestionnaire garantit que le numéro du point de mesure est univoque et permanent au sein de son réseau.
Le numéro du point de mesure se compose de 20 positions: des majuscules

⁶ **Remarque:** Si le gestionnaire de réseau exploite d'autres réseaux (p. ex. gaz, eau ou chaleur à distance) en plus du réseau électrique, il faut prendre un identificateur ou un numéro de gestionnaire de réseau différent pour chaque réseau. Pour les réseaux de gaz, d'eau et de chaleur à distance, l'identificateur peut être demandé auprès de la SSIGE.



A-Z du jeu de caractères «ISO 8859-1 (Europe de l'Ouest)», des chiffres 0-9 ainsi que du trait d'union '-'.

Recommandation: Il est vivement recommandé d'éviter des clés «parlantes»

- (3) La désignation complète du point de mesure, c'est-à-dire les 33 cases, doit être considérée comme un tout. Les cases vides doivent être complétées par le chiffre 0. La désignation d'un point de mesure n'est attribuée qu'une seule fois et reste attribuée pour toujours, même si le point de mesure devait être supprimé.

Exemple de désignation d'un point de mesure:

C	H	9	8	7	6	5	0	1	2	3	4	5	0	0	A	7	T	8	3	9	K	H	3	8	O	2	D	7	8	R	4	5	
1	3												14																				33

- (4) Lors de l'échange de données, les 33 caractères de la désignation du point de mesure doivent être transmis. Des symboles de séparation optique ne sont autorisés que dans la partie du numéro du point de mesure à 20 caractères.
- (5) Remarque: Si le point de mesure se trouve dans la zone de réglage suisse mais sur sol étranger, ou inversement, la désignation à utiliser est à décider bilatéralement.

Recommandation: Utiliser la désignation du gestionnaire de réseau responsable.

3.2.4 Points de mesure réels et virtuels

- (1) Une place de mesure réelle se désigne comme point de mesure réel. Un point de mesure virtuel contient des valeurs de mesure et des chroniques obtenues par calcul arithmétique.
- (2) La structure des désignations (structure du code) des points de mesure réels et virtuels est identique (annexe 2) et est attribuée par le gestionnaire de réseau.

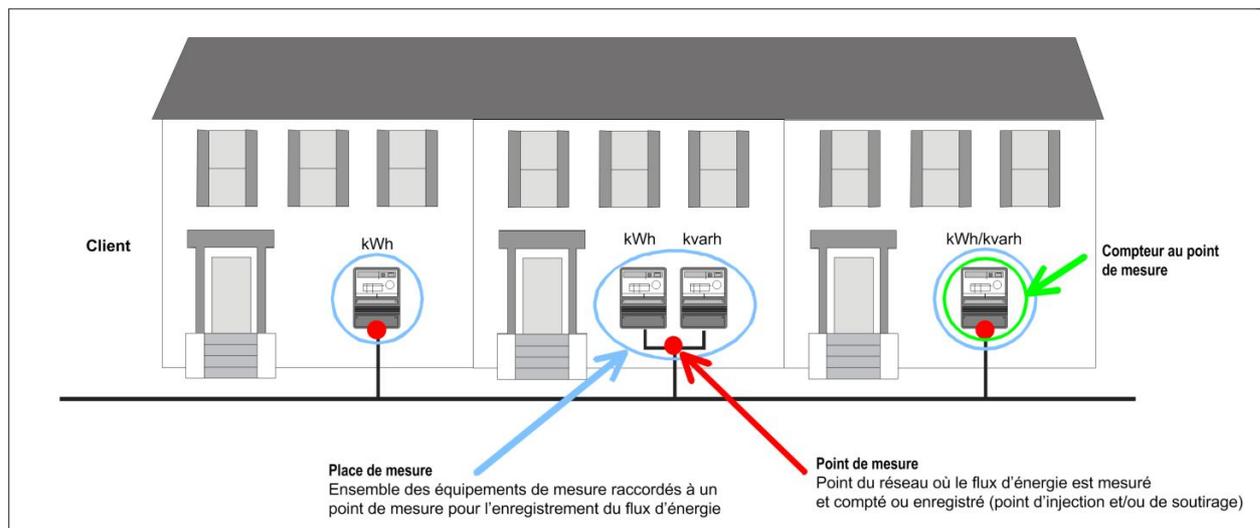


Figure 2: Définition du point de mesure avec raccordement direct



3.2.4.1 Point de mesure réel

- (1) Les points de mesure et les places de mesure réels sont définis selon les figures 2 à 5.
- (2) Le point de mesure caractérise le point d'injection ou le point de soutirage d'un réseau où le flux d'énergie est saisi, mesuré et enregistré. La place de mesure désigne l'ensemble des équipements techniques de mesure raccordés à un point de mesure et destinés à saisir les flux d'énergie.

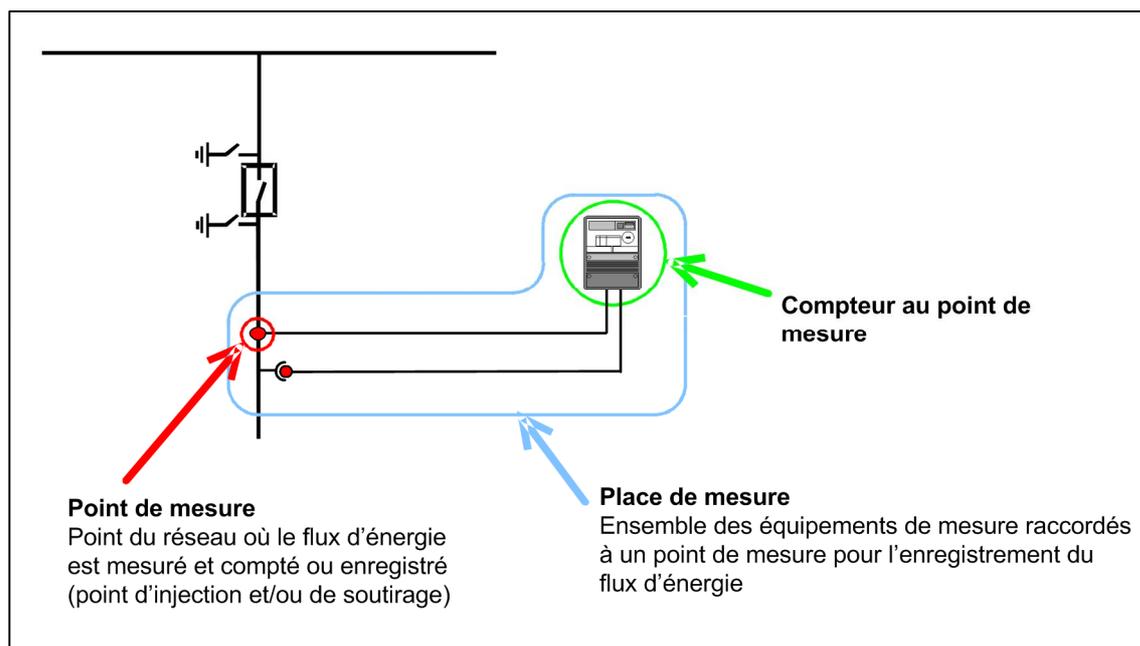


Figure 3: Définition du point de mesure avec raccordement sur transformateur

3.2.4.2 Point de mesure virtuel

- (1) Si des points de mesure virtuels sont établis pour des fournitures consolidées, la désignation de mesure est effectuée par le gestionnaire de réseau.
- (2) Les règles arithmétiques intervenant dans le calcul d'un point de mesure virtuel sont mises à disposition sur demande des acteurs de marché concernés.

3.2.5 Point de mesure spéciaux

3.2.5.1 Point de mesure de production

- (1) Le point de mesure de production calcule la production brute et la production nette.



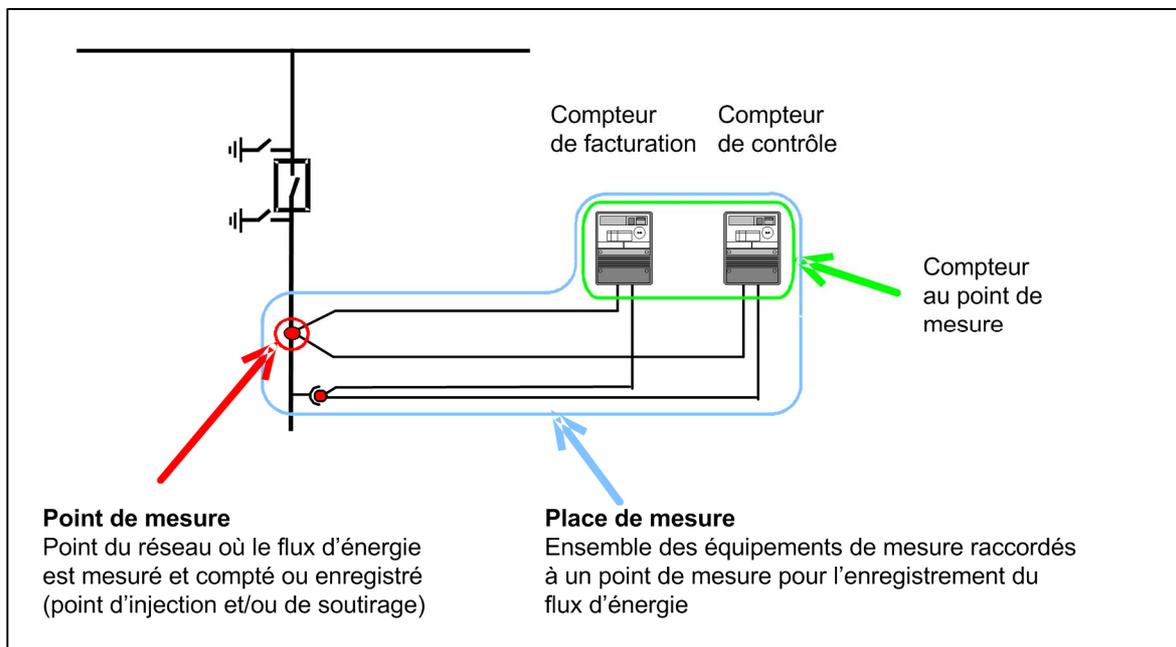


Figure 4: Définition du point de mesure avec raccordement sur transformateur et compteur de contrôle

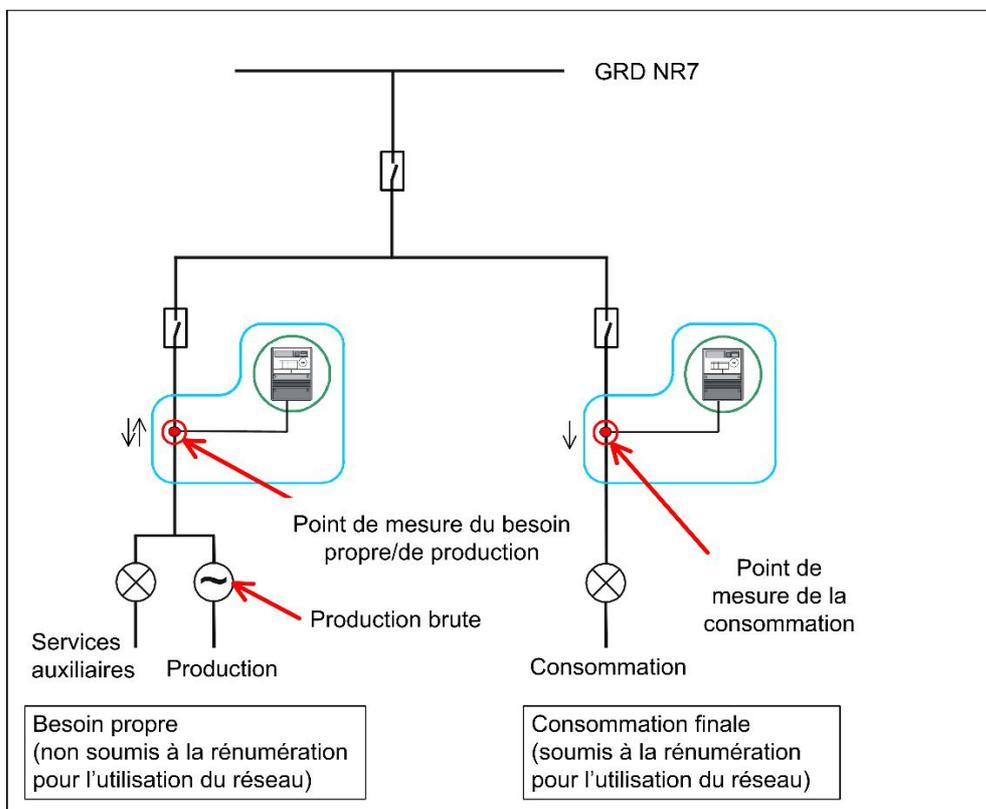


Figure 5: Définition du point de mesure de la production nette et de celui de la consommation dans une installation de production avec rétribution du courant injecté (SRI/GO ou reprise pour un autre acheteur, par exemple une bourse solaire).



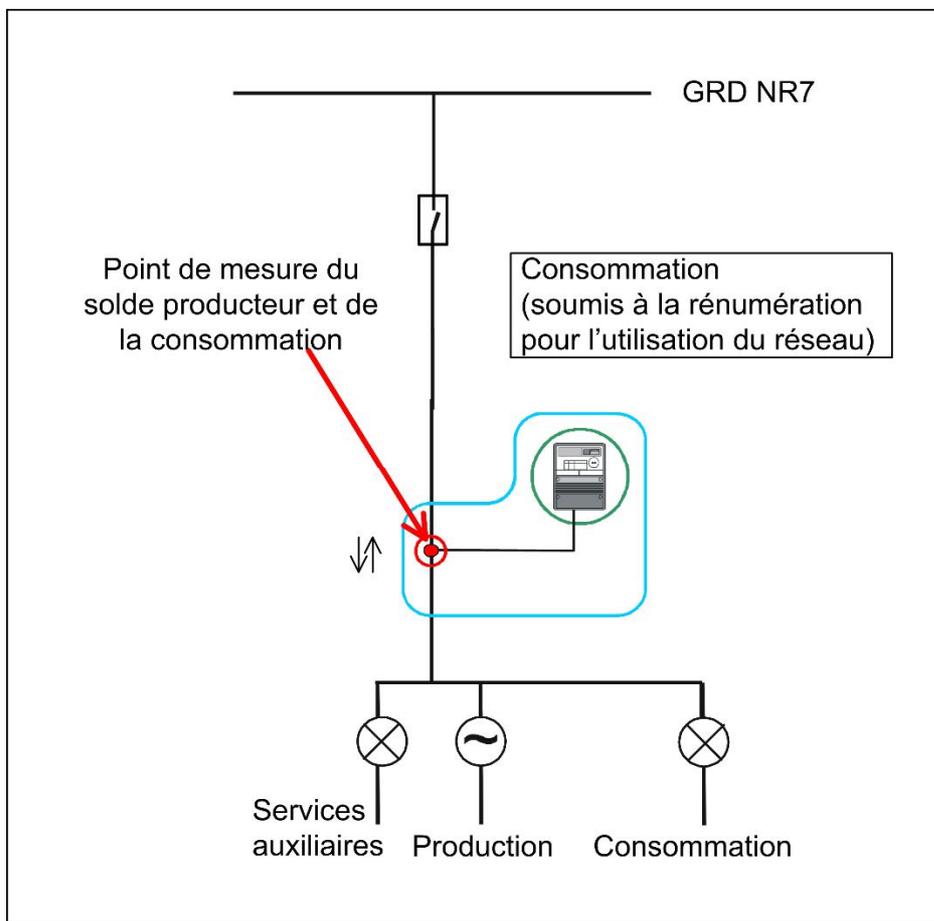


Figure 6: Définition du point de mesure de l'excédent et de la consommation dans une installation de production avec refoulement de l'excédent.

- (2) Les systèmes de mesure des figures 5 et 6 sont utilisés en particulier pour les énergies renouvelables lorsqu'ils sont rétribués par le SRI/les GO ou par un autre acheteur comme la bourse de l'électricité solaire.
- (3) Le système de mesure de la figure 7 exige que toutes les places de mesure soient équipées de compteurs à courbe de charge et de raccordement de communication afin de pouvoir garantir un établissement correct du calcul. Cette situation est fréquente dans les réseaux de faible envergure et avec les clients à moyenne tension. Un supplément/rabais correspondant est nécessaire pour les pertes de transformation (BT/MT).
- (4) Les valeurs à facturer sont calculées à l'aide de mesure de la courbe de charge là où c'est nécessaire. Pour ce faire, des places de mesure virtuelles sont créées par le gestionnaire de réseau.

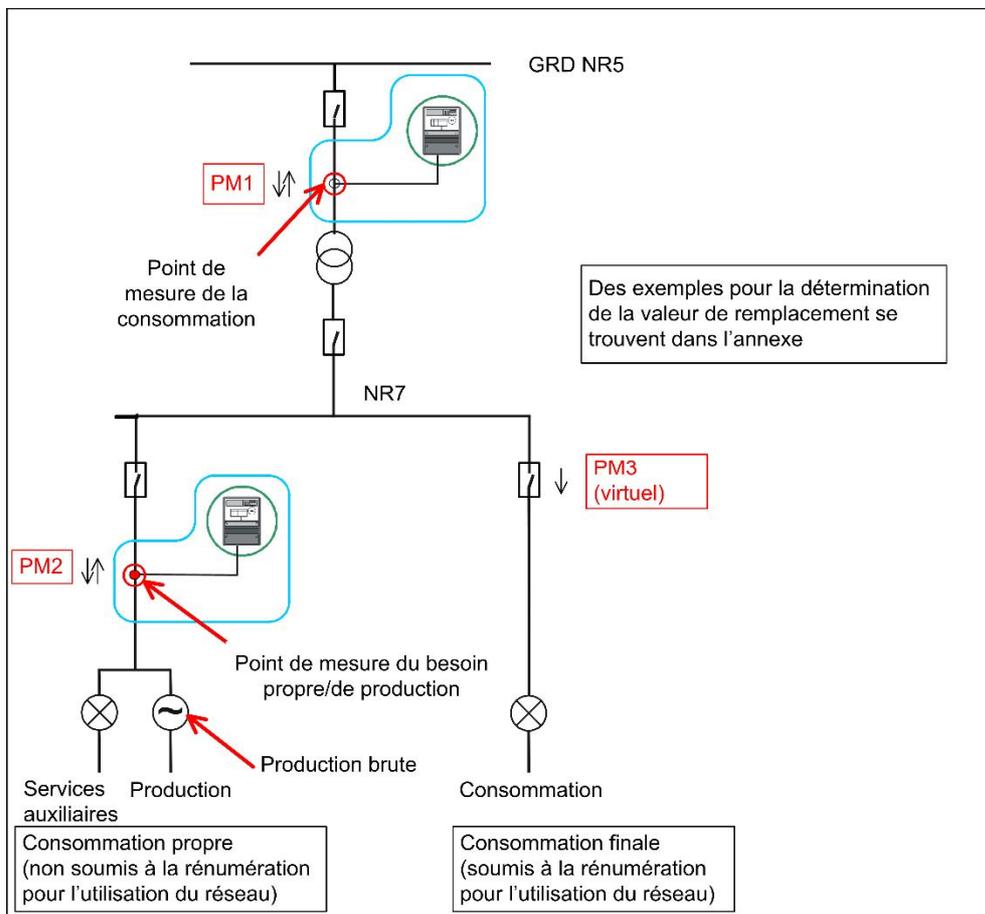


Figure 7: Définition des points de mesure de la production nette et de la consommation dans une installation de production avec rétribution du courant injecté (SRI/GO) et connexion à des réseaux amont (à plusieurs niveaux de réseau)

3.2.5.2 Mesure en cas de consommation propre

- (1) Pour la mesure en cas de consommation propre, se référer au manuel «Règles pour la consommation propre» de l'AES (MRCP).

3.2.5.3 Mesure en cas d'utilisation de dispositifs de stockage

- (1) Pour la mesure en cas d'utilisation de dispositifs de stockage, se référer au «Manuel Dispositifs de stockage» de l'AES.

3.2.6 Assignation de points de mesure

- (1) Si l'injection et le soutirage ne sont pas gérés par le même fournisseur/producteur ou par le même groupe-bilan, un point de mesure doit être défini pour chaque sens de flux d'énergie. Pour cette raison, il est indispensable d'attribuer deux points de mesure à des compteurs mesurant les deux sens de flux d'énergie.
- (2) Mesure du côté de la tension inférieure: les points d'interconnexion entre niveau de réseau de transport et niveau de réseau de distribution, ainsi qu'entre un réseau de distribution amont et celui en



aval sont normalement du côté de la tension supérieure. Si, pour certaines raisons, il n'existe qu'une mesure du côté de la tension inférieure, s'assurer que la valeur soit calculée du côté de la tension supérieure en tenant compte des pertes de transformation et qu'elle soit transmise ainsi. Dans ce but, déterminer un point de mesure virtuel situé du côté de la tension supérieure

3.3 Codes OBIS

- (1) Pour que les valeurs de mesure puissent être identifiées de manière univoque, il faut utiliser les codes OBIS (voir l'annexe 3 «Aperçu de l'utilisation des codes OBIS pour l'échange de données de mesure»). Complétant la désignation du point de mesure, qui identifie de manière univoque le point d'interconnexion entre deux réseaux ou entre un réseau et un raccordé, le code OBIS contient une masse d'informations supplémentaires.
- (2) Par exemple:
 - le genre de mesure (énergie active, énergie réactive)
 - la provenance de la valeur (compteur principal ou de contrôle)
 - le sens du flux (injection ou soutirage)
 - la zone tarifaire / de prix (heures de pointe, heures creuses).
- (3) Ensemble, le code OBIS et la désignation du point de mesure contiennent toutes les informations nécessaires pour interpréter clairement une valeur mesurée.
- (4) L'adoption de la norme européenne harmonisée ebiX pour l'échange de données d'énergie entre les divers acteurs du marché a quelque peu modifié l'utilisation des codes OBIS par rapport à la première version du Metering Code Suisse.
- (5) L'utilisation des codes OBIS est prévue pour l'échange des données de comptage au sein d'un gestionnaire de réseau de distribution (compteur/relevé à distance/Energy Data Management, rôle «Metered data collector») et pour l'échange de données brutes entre les gestionnaires de réseau de distribution.
- (6) Les codes OBIS sont utilisés dans les processus d'échange de données suivants:
 - entre les compteurs et les systèmes de traitement en aval (relevé à distance, Energy Data Management), correspondant dans OBIS au rôle de «Meter data collector»;
 - entre les gestionnaires de réseau de distribution pour les échanges de données brutes de compteur.

3.4 Définition du sens du flux d'énergie

3.4.1 Principe de la désignation du sens du flux d'énergie

- (1) Le sens du flux d'énergie est déterminé par le diagramme vectoriel de comptage d'un consommateur. Le sens du flux d'énergie sortant du jeu de barres est considéré, vu du réseau amont, comme fourniture (positive), c'est-à-dire selon OBIS (groupe de valeurs: C.D.E) par 1.X.X pour l'énergie active et par 3.X.X l'énergie réactive.



- (2) Le sens de transport du flux d'énergie entrant dans le jeu de barres est considéré comme soutirage, c'est-à-dire selon OBIS (groupe de valeurs: C.D.E) par 2.X.X pour l'énergie active et 4.X.X pour l'énergie réactive.
- (3) Ce système est aussi valable pour les points de mesure virtuels, ainsi que pour les équipements de mesure de comparaison s'il n'existe pas d'accords bilatéraux divergents. Le principe de désignation du sens du flux aux divers points de soutirage et de fourniture figure à l'annexe 4.

3.4.2 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs entre le réseau de transport et le réseau de distribution

- (1) Le réseau de transport est identique au niveau de réseau 1. Afin que le sens de fourniture et de soutirage soit défini de manière uniforme pour les transformateurs entre le réseau de transport et le niveau de réseau de distribution, le lieu de mesure est en général le côté de la tension supérieure. On applique la règle suivante:
 - «fourniture» signifie: «le niveau de transport fournit» (Injection, +A /+R).
 - «soutirage» signifie: «le niveau de transport soutire» (Soutirage, -A /-R).

3.4.3 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs entre le réseau de transport et la production

- (1) Afin que le sens de fourniture et de soutirage soit défini uniformément pour tous les transformateurs entre le réseau de transport et la production, le lieu de mesure est en général le côté de la tension supérieure. On applique la règle suivante:
 - «fourniture» signifie: «le niveau de transport fournit» (Injection, +A /+R),
p. ex. pour le besoin propre du producteur ou pour les pompes d'accumulation.
 - «soutirage» signifie: «le niveau de transport soutire» (Soutirage, -A /-R),
p. ex. injection par le producteur (générateur).

3.4.4 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les lignes au point d'interconnexion entre réseaux de même niveau de tension

- (1) L'énergie sortant du jeu de barres au travers du point de mesure est considérée comme positive (+) et celle entrant dans le jeu de barres au travers du point de mesure est dite négative (-). Les deux gestionnaires de réseau fixent bilatéralement le point d'interconnexion.
- (2) La règle valable pour deux réseaux des gestionnaires A et B reliés par une ligne est la suivante:
 - «fourniture» signifie: le réseau A responsable du point de mesure achemine l'énergie à travers ce point de mesure vers le réseau B (Injection, +A/+R).
 - «soutirage» signifie: le réseau A responsable du point de mesure reçoit l'énergie à travers ce point de mesure depuis le réseau B (Soutirage, -A/-R).



3.4.5 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs se trouvant entre le niveau de distribution amont et le niveau de distribution aval

- (1) Afin que le sens de fourniture et de soutirage soit défini uniformément pour les transformateurs entre les niveaux de distribution amont et aval, le lieu de mesure est en général le côté de la tension supérieure. La règle suivante s'applique:
- «fourniture» signifie: «le niveau de distribution amont fournit» (Injection, +A /+R)
 - «soutirage» signifie: «le niveau de distribution amont soutire» (Soutirage, -A /-R).

3.4.6 Sens du flux d'énergie en cas de mesures sur les transformateurs entre le niveau de distribution et le producteur

- (1) Afin que le sens de fourniture et de soutirage soit défini uniformément pour les transformateurs entre le niveau de distribution et le producteur, le lieu de mesure est en général le côté de la tension supérieure. La règle suivante s'applique:
- «fourniture» signifie: «le niveau de distribution fournit» (Fourniture, p. ex. pour le besoin propre du producteur, +A /+R).
 - «soutirage» signifie: «le niveau de distribution soutire», (Soutirage, c'est-à-dire injection par des producteurs, -A /-R).

3.4.7 Sens du flux d'énergie en cas de mesures entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final ou le producteur

- (1) L'énergie fournie par le gestionnaire de réseau au travers du point de mesure est qualifiée de positive (+) et l'énergie reçue du producteur par le gestionnaire de réseau au travers du point de mesure est qualifiée de négative (-).
- «fourniture» signifie: «le gestionnaire de réseau fournit» (Fourniture, +A /+R).
 - «soutirage» signifie: «le gestionnaire de réseau soutire» (Soutirage, -A /-R), c'est-à-dire que le producteur injecte dans le réseau.

3.5 Choix des appareils de mesure

3.5.1 Exigences générales

- (1) Des dispositifs de mesure appropriés doivent être installés aux points d'interconnexion entre deux réseaux ou entre un réseau et un utilisateur de réseau. Les exigences minimales posées au genre de mesure, le volume des informations nécessaires et le moment de la transmission sont définis au tableau 1. Si les exigences minimales doivent être dépassées, leur volume doit alors être fixé par contrat bilatéral entre les partenaires.
- (2) Les appareils de mesure servant au décompte et à la facturation doivent être conformes aux dispositions légales en vigueur.
- (3) Le gestionnaire de réseau détermine la place de mesure, la désignation et l'équipement du point de mesure.



- (4) Les appareils de mesure nécessaires à la mesure de l'énergie et de la puissance sont installés et exploités sous la responsabilité du gestionnaire de réseau. L'utilisateur de réseau doit faire installer à ses frais le raccordement de l'équipement de mesure selon les indications du gestionnaire de réseau.
- (5) L'utilisateur du réseau met à disposition du gestionnaire de réseau la place nécessaire à l'installation des équipements de mesure. Les éventuels revêtements, niches, coffrets, etc... nécessaires à la protection des appareils sont à la charge de l'utilisateur de réseau.

3.5.2 Classes de précision

- (1) Lors de la mise en place de nouvelles places de mesures pour la facturation, ainsi qu'en cas de modification ou de remplacement d'appareils de mesure sur les installations existantes, les classes de précision des appareils utilisés doivent répondre aux exigences minimales selon le tableau 4. Les exigences d'ENTSO-E sont à appliquer aux mesures destinées à la facturation sur les lignes transfrontalières.

Type de mesure Niveau de réseau	Classes de précision				
	Niveau de réseau	Compteur énergie active	Compteur énergie réactive	Transformateur de courant	Transformateur de potentiel
Réseau de transport 380/220 kV	NR 1	0.2 S	1 S	0.2	0.2
Réseaux de distribution suprarégionaux > 52 kV à 220 kV ⁷	NR 3	0.5 S	2	0.2	0.2
Réseaux de distribution suprarégionaux > 36 kV à 52 kV	NR 3	C	2	0.2	0.2
Réseaux de distribution régionaux de 1 kV à 36 kV	NR 5	B (1 ⁸)	2	0.5	0.5
Réseaux de distribution Arts et métiers, industrie légère ⁹	NR 7	B (1 ⁸)	2	0.5S	-
Réseaux de distribution Ménages	NR 7	A (2 ⁸)	3	-	-

Tableau 4: Exigences minimales des classes de précision

3.5.3 Courbe et profil de charge

- (1) Les courbes et les profils de charge illustrent l'évolution de la charge au cours du temps. Les courbes de charge sont mesurées et les profils de charge sont définis.
- (2) L'évolution temporelle de la production est traitée de la même manière pour les producteurs que l'évolution de la charge des autres utilisateurs de réseau. Le Metering Code Suisse englobe toutes les définitions concernant l'évolution de la charge, c'est-à-dire aussi les courbes et les profils de charge traitant de l'évolution de la fourniture des producteurs.

3.5.3.1 Courbe de charge

- (1) Si un relevé de l'évolution de la charge est indispensable pour un utilisateur de réseau selon les exigences minimales figurant dans le tableau 5, la place de mesure doit être pourvue d'équipements de mesure de la courbe de charge. De cette façon, les valeurs énergétiques sont enregistrées à la

⁷ La MID est valable jusqu'à 52 kV. Au-delà de cette limite, la classe de précision est définie selon IEC 62052-22 (énergie active) ou IEC 62053-24 (énergie réactive).

⁸ Indication de la classe selon l'ancien droit (voir art. 15 OI Mepe du 26 août 2015)

⁹ Selon art. 7 OI Mepe et la directive correspondante



place de mesure par un appareil tous les quarts d'heure et relevées périodiquement par un système central. À partir des courbes de charge, on peut calculer, selon la trame de la période définie, c'est-à-dire pour les valeurs enregistrées à chaque quart d'heure, n'importe quelle valeur de puissance ou quantité d'énergie pour la préparation des données.

3.5.3.2 Profil de charge

- (1) Durant la première étape de l'ouverture du marché de l'électricité, les profils de charge ne sont pas appliqués, sauf dans le cas des profils d'injection selon l'annexe 11.

3.5.4 Compteurs spéciaux

- (1) Les exigences minimales concernant la mise à disposition des données sont aussi valables pour les compteurs spéciaux tels que les systèmes à prépaiement. Les fonctions supplémentaires de ces compteurs, comme par exemple l'encaissement, nécessitent des règlements particuliers bilatéraux.

3.5.5 Dispositifs de télécommunication

- (1) Pour le relevé à distance de compteurs installés jusqu'au 31 décembre 2017, l'utilisateur de réseau doit mettre à disposition un canal de communication. Conformément à l'art. 8 LApEI, selon lequel le gestionnaire de réseau doit pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace, la détermination du type (technologie, sécurité, disponibilité, largeur de bande, etc.) et l'utilisation du canal de communication lui sont réservées.
- (2) La communication avec des dispositifs de mesure intelligents incombe au GRD, qui fournit l'infrastructure nécessaire.

3.6 Plages de tarif / Plages de prix

3.6.1 Plages de tarif

- (1) Le gestionnaire de réseau peut appliquer les plages tarifaires utilisées jusqu'à présent (tarif haut / tarif bas) pour influencer la charge du réseau en différenciant les coûts de réseau entre le tarif haut et le tarif bas.

3.6.2 Plages de prix

- (1) Avec l'ouverture du marché, les plages tarifaires classiques (tarif haut / tarif bas) du marché réglementé doivent être complétées par des plages applicables au secteur libéralisé. Pour les consommateurs finaux libres, il n'y a plus de tarifs, mais des prix pour le commerce de l'énergie. Étant donné que dans la première étape d'ouverture du marché tous les consommateurs finaux libres sont mesurés par des compteurs à courbe de charge, chaque fournisseur est libre de déterminer les plages de prix à son gré et de facturer ainsi selon les courbes de charge.

Remarque: Les courbes de charge ne contiennent pas d'informations sur les plages de tarif ou de prix!

3.7 Base de temps des courbes de charge

- (1) La base de temps pour toutes les mesures de courbe de charge est l'heure de l'Europe Centrale (sur la base du temps universel UTC+1) ou l'heure d'été de l'Europe Centrale (UTC+2). On peut utiliser



comme indicateur d'heure le temps normalisé DCF 77, GPS ou d'autres bases de temps standardisées. La période minimale de mesure, et, par conséquent, de facturation est toujours le quart d'heure. Les autres périodes de décompte sont des multiples entiers de cette période minimale d'un quart d'heure.

- (2) Le synchronisme de la mesure de toutes les courbes de charge doit être assuré. De préférence, le synchronisme est réalisé par l'horloge interne du compteur ou du système de relevé à distance. La période de mesure débute donc de manière synchrone sur toutes les places de mesure à partir de l'heure entière, puis à chaque quart d'heure suivant. Le temps applicable est l'heure de l'Europe centrale, c'est-à-dire le temps universel plus une heure ou, pour l'heure d'été, plus deux heures. L'horodatage des courbes de charge est effectué au terme du quart d'heure, c'est-à-dire dans la plage de 00:15 à 00:00 du jour suivant pour les périodes quart-horaires et dans la plage de 01:00 à 00:00 du jour suivant pour les périodes horaires.
- (3) La précision du synchronisme des mesures des courbes de charge doit être en adéquation avec la classe de précision de la place de mesure selon le tableau 4. Cela correspond à l'écart temporel de l'horloge du compteur figurant dans le tableau 5.

Classe de précision de la mesure de l'énergie	Écart toléré de l'heure du compteur
0.2 S	+/- 2 secondes
C ,0.5 S	+/- 5 secondes
B (1 ¹⁰)	+/- 10 secondes
A (2 ¹¹)	+/- 20 secondes

Tableau 5: Exigences minimales de la précision du synchronisme des mesures de courbes de charge

3.8 Base de temps pour mesures sans saisie de la courbe de charge

- (1) Pour la synchronisation des compteurs à tarif multiple ou à puissance maximale, les procédures utilisant la télécommande centralisée, la fréquence du réseau ou une horloge de commutation (intégrée ou pas) suffisent.

3.9 Administration des places de mesure

- (1) Le gestionnaire du réseau est responsable de l'administration de toutes les places de mesure de son réseau pertinentes pour le décompte qu'il utilise dans le cadre des processus de marché ainsi que de leur documentation complète sous une forme appropriée.
- (2) La documentation doit au minimum comprendre les informations suivantes pour satisfaire les exigences de renseignements sur des données commerciales:
 - Désignation du point de mesure
 - Emplacement de la place de mesure (adresse ou coordonnées)
 - Utilisateur de réseau
- (3) En dehors de ces exigences minimales posées à l'administration des places de mesure, il faut documenter les données techniques de la place de mesure.

¹⁰ Indication de la classe selon l'ancien droit (voir art. 15 OIMepe du 26 août 2015)



3.10 Surveillance des équipements de mesure

- (1) Le gestionnaire de réseau doit garantir que les équipements de mesure qu'il gère et exploite répondent aux exigences de la Loi fédérale sur la métrologie et à l'obligation d'approbation et d'étalonnage. L'Ordonnance sur les instruments de mesure, l'Ordonnance sur les instruments de mesure pour l'énergie et la puissance électrique et la directive de l'Institut fédéral de métrologie (METAS) concernant les exigences au niveau des marques d'étalonnage et de leur utilisation définissent ensemble les paramètres suivants:
 - les exigences relatives aux appareils de mesure et aux méthodes de mesure,
 - la déclaration de conformité ou l'approbation nationale, l'étalonnage et sa durée de validité,
 - les méthodes statistiques de test pour l'extension de la validité de l'étalonnage,
 - les tolérances de l'étalonnage et en service,
 - le certificat officiel d'étalonnage,
 - le plombage et la marque de conformité.
 - à compter du 1^{er} janvier 2019, les Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents
- (2) Si les équipements de mesure sont endommagés ou manipulés par l'utilisateur de réseau ou par des tiers, les coûts de réparation, de remplacement ou d'échange de l'équipement sont à la charge de l'utilisateur de réseau. Les équipements de mesure ne peuvent être plombés, déplombés, retirés ou déplacés que par le gestionnaire de réseau ou des personnes mandatées par lui. Seules ces personnes peuvent établir ou interrompre la fourniture d'électricité d'une installation en montant ou démontant l'équipement de mesure. Quiconque viole ou retire le plombage des instruments de mesure ou commet des manipulations qui influencent l'exactitude des instruments de mesure est punissable, responsable des dommages causés et supporte les coûts des réparations, des travaux et vérifications nécessaires. Le gestionnaire de réseau se réserve le droit de porter plainte.
- (3) En cas de raccordement ou d'indication erronés d'un équipement de mesure par rapport à la tolérance autorisée par la loi (erreur limite en service), la fourniture d'électricité sera établie sur la base d'un contrôle subséquent. Si le degré de correction ne peut être défini par un examen a posteriori, la fourniture sera définie par le gestionnaire de réseau qui tiendra raisonnablement compte des indications de l'utilisateur du réseau. Si les installations existantes le permettent, il se basera sur la consommation des périodes précédentes en tenant compte des changements intervenus, de la puissance de raccordement et des conditions d'exploitation.
- (4) Si l'ampleur et la durée d'indication erronée d'un équipement de mesure peuvent être établies de manière incontestable, il doit être tenu compte des décomptes pour cette durée, mais au maximum sur une période de cinq ans. Si la durée de l'erreur ne peut être définie, il ne sera tenu compte que de la période de relevé contestée.
- (5) Si des pertes surviennent dans une installation suite à un défaut à la terre, à un court-circuit ou d'autres causes, l'utilisateur du réseau n'a droit à aucune réduction sur les valeurs d'énergie ou de puissance enregistrées par l'équipement de mesure.
- (6) Les partenaires contractuels doivent s'informer mutuellement et sans délai des irrégularités constatées au niveau du fonctionnement des équipements de mesure.



3.11 Remplacement des équipements de mesure

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable du remplacement des équipements de mesure. Il doit en informer de manière adéquate l'utilisateur de réseau.

3.12 Vérification subséquente des équipements de mesure

- (1) Lorsque l'exactitude des mesures est mise en doute, il est possible d'exiger une vérification par un laboratoire officiel. En cas de litige, la position de l'Institut fédéral de métrologie (METAS) est prépondérante. Les coûts de la vérification sont à la charge du gestionnaire de réseau lorsque les résultats de la vérification sont en dehors des tolérances légales. Dans le cas contraire, ces coûts incombent au demandeur (art. 29 de l'Ordonnance sur les instruments de mesure). En cas d'erreur de mesure hors des tolérances légales admissibles, la consommation sera déterminée sur la base d'une mesure complémentaire ou d'une estimation consensuelle basée sur les valeurs mesurées durant les périodes précédentes ou ultérieures.



4. Acquisition des données

4.1 Relevés ordinaires

Le gestionnaire de réseau est responsable du relevé régulier des données de telle façon que soient respectées les exigences minimales de mise à disposition des données mentionnées dans le tableau 1. L'acquisition des données de mesure ayant des répercussions sur la facturation comprend aussi bien le relevé manuel sur site que le relevé effectué à l'aide d'un système de communication numérique.

4.2 Relevés extraordinaires

Lors d'un changement de relation contractuelle entre deux acteurs du marché ayant des répercussions sur la facturation, le gestionnaire de réseau doit effectuer un relevé extraordinaire.

4.3 Archivage des données brutes

- (1) Au sens de l'art. 8, al. 4, OApEI, les données brutes doivent être archivées durant 5 ans ¹¹.

¹¹ Pour des informations plus détaillées, se reporter à la recommandation de la branche «Politique des données».



5. Préparation des données

5.1 Calcul des valeurs d'énergie et des maxima de puissance

- (1) Les données brutes des places de mesure avec leur identification, leurs périodes tarifaires et leur statut sont préparées par le gestionnaire du réseau conformément au tableau 6. Le gestionnaire de réseau détermine, à l'aide des constantes de lecture et de conversion, les valeurs d'énergie et les maxima de puissance par $\frac{1}{4}$ d'heure. Les courbes de charge sont exprimées en valeurs d'énergie par $\frac{1}{4}$ d'heure.
- (2) Les données de mesure sont livrées en kWh, kvarh, kW et kvar indépendamment du niveau de tension. Les valeurs d'énergie par $\frac{1}{4}$ d'heure et les maxima de puissance sont livrés avec trois chiffres après la virgule.
- (3) Règles pour arrondir en valeur absolue les valeurs préparées:
 - si le dernier chiffre est 1, 2, 3, 4, on arrondit vers le bas;
 - si le dernier chiffre est 5, 6, 7, 8, 9, on arrondit vers le haut.
- (4) Les valeurs constituées de plusieurs valeurs de mesure ne sont arrondies qu'au terme de leur détermination, par exemple pour les valeurs horaires après avoir additionné quatre valeurs quart-horaires.
- (5) Sont transmises les courbes de charge, qui permettent au gestionnaire de réseau/ fournisseur d'énergie d'en déduire toutes les données nécessaires à la facturation.

Recommandation: Dans le cas de relevé de la courbe de charge, les valeurs d'énergie sont à calculer à partir de la courbe de charge.

5.2 Validation des données de mesure

- (1) Le gestionnaire de réseau procède à la validation des données de mesure afin de garantir leur qualité, à savoir leur intégralité et leur exactitude, à des fins de décompte ou de bilan. Le choix des méthodes appliquées à cet effet incombe au gestionnaire de réseau. Une méthode permettant de tester la validité des données de mesure est décrite à l'annexe 5.
- (2) Les «données non validées» fournies quotidiennement sont les données de mesure relevées de manière automatique et transmises sans autres vérifications. Le gestionnaire de réseau ne peut pas être rendu responsable des coûts provoqués par des données non validées (par exemple du fait d'un pronostic erroné).

5.3 Établissement de valeurs de substitution à partir d'index de compteurs

5.3.1 Généralités

- (1) Au terme des tests de validation, le gestionnaire de réseau établit des valeurs de substitution pour les données de mesure erronées ou manquantes. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau met à disposition des données de substitution plausibles et les identifie en conséquence.



- (2) Si un équipement de mesure de contrôle est disponible, les valeurs de cet équipement seront utilisées en priorité pour la facturation de la période perturbée et identifiées comme valeurs de substitution. Si aucun équipement de mesure de contrôle n'est disponible, des méthodes statistiques doivent être appliquées pour l'établissement de valeurs de substitution.

5.3.2 Établissement de valeurs de substitution pour les valeurs de mesure¹²

- (1) Pour les données de mesure fournies à partir des index de compteurs, telles que, par exemple, les valeurs d'énergie et les maxima de puissance, des valeurs de substitution seront établies en se basant sur des valeurs historiques.
- (2) Pour l'établissement des valeurs de substitution, il existe les possibilités suivantes:
 - la consommation d'énergie pour la période depuis le dernier relevé sans erreur sera déterminée à partir de la consommation moyenne durant la période de relevé avant la constatation de l'erreur et de l'énergie consommée durant la période de relevé suivant le constat de l'erreurou
 - la consommation pour la période depuis le dernier relevé sans erreur sera déterminée par estimation sur la base de la consommation de l'année précédente.
- (3) Il y a lieu de considérer de manière adéquate les conditions réelles lors de l'établissement de valeurs de substitution.

5.3.3 Établissement de valeurs de substitution pour les courbes de charge

- (1) En cas de manque de données dans les courbes de charge d'une durée inférieure ou égale à 2 heures, il y a lieu d'appliquer une procédure d'interpolation (annexe 6.1) et en cas de manque de données d'une durée supérieure à 2 heures, il y a lieu d'appliquer une procédure par comparaison des valeurs (annexe 6.2). Il faut vérifier qu'il y a bien eu consommation d'énergie pendant la période concernée avant d'établir des valeurs de substitution.

5.4 Identification des valeurs de mesure

- (1) Pour effectuer le relevé à l'aide du système de communication numérique, le gestionnaire de réseau identifie de manière univoque chaque valeur de mesure par un statut selon le tableau 6.
- (2) Agrégation des sommes: en cas de sommes et de sommes de différences, la valeur des statuts est à reporter dans toute la chaîne d'information. Au cas où des statuts différents sont agrégés, c'est le statut présentant la plus petite valeur de priorité qui est mis à disposition.
- (3) Dans l'échange des données de mesure, les statuts V, G et F sont regroupés en tant que T (temporaire)¹³. Seules les vraies valeurs / valeurs réelles ou les valeurs de substitution peuvent servir d'état entrant dans la facturation.

¹² Selon les art. 31j et 31e OApEI, les SMI qui ne satisfont pas aux art. 8a et 8b peuvent, sous certaines conditions, être utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. Si les appareils ne permettent pas de mesure de la courbe de charge, l'établissement des valeurs de substitution se conforme à la section 5.3.2.

¹³ Voir document SDAT – CH (Échange de données standardisé)



Statut	Signification	Signification (allemand)	Priorité (5 = la plus haute)	Statut SDAT-CH
„W“ ou manque de statut	Valeur réelle	Wahrer Wert	5	Manque de statut
„E“	Valeur de substitution	Ersatzwert	4	56
„V“	Valeur provisoire	Vorläufiger Wert	3	21
„G“	Valeur perturbée	Gestörter Wert	2	21
„F“	Valeur manquante	Fehlender Wert	1	21

Tableau 6: Statuts des valeurs de mesure

(4) Remarques complémentaires concernant l'utilisation des informations sur le statut:

- Si le compteur fournit directement un statut et une valeur qui portent le statut W et que la valeur est plausible, le statut et la valeur ne doivent pas être modifiés
- Si l'on constate que la qualité des valeurs du compteur (ou relevé à distance, SMI) n'est pas suffisante, et/ou qu'elle a été corrigée, il est interdit d'envoyer un statut W
- Un bon statut avec de bonnes valeurs ne doit pas être ramené volontairement à un statut inférieur, même pour l'envoi journalier non validé. (p. ex. W → V)
- Les livraisons différées en raison d'erreurs constatées sont envoyées avec de nouveaux messages (nouveaux IDs) et l'information sur le statut «replace» dans le titre du message
- Les livraisons différées doivent être évaluées en conséquence du côté du destinataire (statut de la valeur de mesure, etc.)



6. Traitement des données

6.1 Tâches

- (1) Le gestionnaire de réseau ou la personne chargée de mettre à disposition les données gère l'attribution des dénominations des acteurs du marché aux points de mesure ainsi que les autorisations à recevoir les données. Il ou elle assure l'agrégation des données, calcule les valeurs des points de mesures virtuels et archive les données traitées ainsi que les autorisations correspondantes.
- (2) Chaque gestionnaire de réseau est tenu de former au moins les trois agrégations de données suivantes:
 - L'agrégation de la courbe de charge brute de son propre réseau (pas de valeur négative)
 - L'agrégation de fourniture de base
 - L'agrégation du groupe-bilan du fournisseur attitré (fourniture de base)

6.2 Gestion des attributions de fournisseurs

- (1) Le gestionnaire de réseau gère les attributions de fournisseurs qui lui sont communiquées par les acteurs du marché conformément aux processus définis dans le document d'application «Échange de données standardisé». Il doit garantir qu'à chaque point de mesure actif local soit attribué un fournisseur/producteur.

6.3 Obligation d'information

- (1) Le gestionnaire de réseau est tenu, à la demande des acteurs autorisés du marché, de les informer sur les rapports contractuels qu'il gère. De ce fait, le gestionnaire de réseau est tenu de communiquer aux acteurs du marché qui le lui demandent les relations contractuelles les concernant et qu'il gère. Cela concerne aussi bien les rapports contractuels existants que ceux concernant des données archivées de chaque acteur du marché y ayant droit.

6.4 Pertes de réseau

- (1) Les pertes de réseau sont à déterminer pour chaque niveau de réseau par des séries de valeurs à intervalle de ¼ heure.
- (2) Pour la série temporelle des valeurs de perte, il faut définir pour chaque niveau de réseau un point de mesure virtuel. La perte de réseau doit être traitée comme un consommateur final. Elle est approvisionnée par un fournisseur en passant par le groupe-bilan de celui-ci. Ce fournisseur reçoit quotidiennement la courbe de charge des pertes, analogue aux courbes de charges d'un consommateur final. Le consommateur final des pertes est le gestionnaire du réseau de distribution.



6.5 Pool de clients virtuel du fournisseur attitré

6.5.1 Principe

- (1) Dans la première étape de l'ouverture du marché, tous les consommateurs finaux d'une consommation supérieure à 100 000 kWh par an disposent du droit de choisir librement leur fournisseur. Tous les autres consommateurs finaux restent encore liés à leur fournisseur attitré.
- (2) Par fournisseur attitré, on entend le fournisseur qui assure l'approvisionnement de base dans une aire de réseau donnée. Tous les clients d'une aire de réseau donnée dont la courbe de charge n'est pas mesurée sont regroupés en un pool de clients virtuel et sont approvisionnés par le fournisseur attitré.
- (3) Dans le contexte de la gestion de bilan, le gestionnaire de réseau de distribution doit attribuer au pool de clients virtuel un point de mesure virtuel et remettre au fournisseur attitré une courbe de charge analogue à celle d'un consommateur final mesuré.
- (4) Le pool de clients virtuel est un instrument auxiliaire nécessaire du fait que les consommateurs finaux ne sont pas tous munis d'une mesure de la courbe de charge. Cela donne la possibilité au gestionnaire de réseau d'attribuer une courbe de charge à la somme des consommateurs finaux non munis d'une mesure de la courbe de charge. Cette courbe de charge est formée selon la section 6.5.2 par la différence de tous les soutirages et injections dans le réseau munis d'une mesure de la courbe de charge.

6.5.2 Calcul du pool de clients virtuel

- (1) La courbe de charge du pool de clients virtuel est calculée par le procédé dit «du haut vers le bas»:
 - a) On fait le bilan et on calcule la somme de tous les points d'interconnexion avec d'autres réseaux de manière à obtenir le soutirage en provenance de réseaux en amont.
 - b) Au soutirage en provenance de réseaux en amont, on additionne dans la propre aire de réseau les installations productrices d'énergie (IPE) avec mesure de la courbe de charge ainsi que les profils d'injection (Pi) des IPE sans mesure de la courbe de charge (selon l'annexe 11), de manière à obtenir l'injection totale dans le réseau, et donc la consommation totale plus les pertes dans l'aire du réseau.
 - c) Du calcul de l'injection totale, il faut déduire les pertes de réseau. Ainsi, on obtient la consommation totale sur le réseau.
 - d) De la consommation totale, il faut déduire la consommation des clients dont la courbe de charge est mesurée (y compris celle du fournisseur attitré). Le résultat correspond à la courbe de charge de la consommation du pool de clients virtuel.

6.6 Agrégation de données

6.6.1 Calcul des agrégations pour la facturation de l'énergie de compensation

6.6.1.1 Bases

- (1) Le gestionnaire de réseau de distribution agrège (additionne) les données de mesure, séparément en fonction des fournisseurs, des groupes-bilan et du sens du flux d'énergie, et met les résultats à la



disposition des acteurs du marché à des fins de contrôle et de facturation de l'énergie de compensation, conformément au SDAT.

- (2) Le gestionnaire de réseau de distribution doit garantir que toute énergie consommée dans son aire de réseau, y compris les pertes, l'énergie de pompage et le besoin propre des IPE soit attribuée à des groupes-bilan et à des fournisseurs / producteurs.

6.6.1.2 Agrégations de fournisseurs/producteurs

- (1) Chaque point de mesure des consommateurs finaux/IPE, est attribué à un fournisseur/producteur. Le gestionnaire de réseau de distribution additionne toutes les valeurs mesurées par le fournisseur/producteur séparément selon le sens du flux d'énergie et obtient ainsi mensuellement pour n fournisseurs/producteurs $2 \cdot n$ séries de valeurs agrégées avec le nombre jours $\cdot 96$ valeurs.
Attention: Lorsqu'un fournisseur/producteur participe à plusieurs groupes-bilan dans une même aire de réseau, il faut établir pour lui des agrégations fournisseur/producteur séparées pour chaque groupe-bilan !
- (2) Conformément au texte SDAT-CH, les valeurs de mesure individuelles de ces agrégations doivent être livrées au fournisseur pour qu'il puisse également calculer les agrégations pour son contrôle.

6.6.1.3 Agrégations du fournisseur attitré

- (1) Les agrégations du fournisseur attitré sont à établir exactement de la même manière que celles des autres fournisseurs/producteurs. Ce faisant, le pool de clients virtuel est à traiter comme un consommateur final normal (au même titre que le client «pertes», qui est éventuellement attribué au fournisseur attitré).
- (2) La courbe d'injection agrégée est à compléter avec les profils d'injection selon l'annexe 11.
- (3) Pour des raisons d'équité, le fournisseur attitré ne doit pas disposer de plus d'informations que les autres fournisseurs.

6.6.1.4 Agrégations des groupes-bilan

- (1) Chaque point de mesure d'un consommateur final/d'une IPE est attribué à un groupe-bilan. Le gestionnaire de réseau de distribution additionne toutes les valeurs mesurées par groupe-bilan, séparément en fonction du sens du flux d'énergie, et obtient ainsi mensuellement avec n groupes-bilan $2 \cdot n$ séries de valeurs agrégées avec le nombre jours $\cdot 96$ valeurs.

6.6.2 Calcul des agrégations pour le report de coûts / l'imputation de coûts

6.6.2.1 Courbe de charge agrégée brute du propre réseau pour l'imputation de coûts

- (1) La courbe de charge agrégée brute du propre réseau CCBA/RP (BLS/EN Bruttolastgangsumme eigenen Netz) correspond à l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux directement raccordés au réseau (art. 15, al. 2 et art. 16, al. 1, let. a OApEI).
- (2) En principe, la courbe de charge brute devrait être établie en faisant la somme des courbes de charge de tous les consommateurs finaux sur le réseau. Comme tous les consommateurs finaux ne sont pas



munis d'un relevé de la courbe de charge, la courbe de charge brute du propre réseau est calculée de la manière suivante au moyen d'un instrument auxiliaire (voir également le calcul du pool de clients virtuel):

- a) On fait le bilan et on calcule la somme de tous les points d'interconnexion avec d'autres réseaux de manière à obtenir le soutirage en provenance de réseaux en amont.
 - b) Au soutirage en provenance de réseaux en amont, on additionne dans la propre aire de réseau les IPE avec mesure de la courbe de charge ainsi que les profils d'injection (P_i) des IPE sans mesure de la courbe de charge (selon l'annexe 11), de manière à obtenir l'injection totale dans le réseau, et donc la consommation totale plus les pertes dans l'aire du réseau.
 - c) Du calcul de l'injection totale, il faut déduire les pertes de réseau. Ainsi, on obtient la consommation totale sur le réseau.
 - d) Enfin, il faut soustraire l'énergie consommée par les pompes d'accumulation des centrales de pompage-turbinage et le besoin propre des centrales de production¹⁴.
- (3) Le gestionnaire de réseau transmet cette courbe de charge résultante au gestionnaire du réseau de transport.
- (4) Sur la base de la CCBA/RP annoncée par le GRD, le gestionnaire de réseau de transport facture chaque mois, à chaque gestionnaire de réseau, le tarif SDL (services-système). L'organe d'exécution pour les programmes d'encouragement établit tous les mois, pour chaque gestionnaire de réseau, une facture pour les suppléments LENE (encouragement des énergies renouvelables). Le GRD doit régler ces factures sous forme d'acomptes. La facture finale du tarif SDL et des suppléments LENE est établie l'année suivante en fonction de l'énergie soutirée par réseau par les consommateurs finaux au cours de l'année civile écoulée.

6.6.2.2 Courbe de charge brute agrégée totale pour le report de coûts

- (1) La courbe de charge brute agrégée totale CCBA/T (BLS/T, totale Bruttolastgangsumme) correspond à l'énergie électrique des consommateurs finaux directement raccordés au réseau plus celle de tous les consommateurs finaux raccordés à des niveaux inférieurs (art. 15, al. 3, let. a et art 16, al. 1, let. a OApEI).
- (2) Selon l'art. 4, al. 1, let. b LApEI, le soutirage d'électricité pour les pompes d'accumulation des centrales de pompage-turbinage et le besoin propre des centrales de production est exclu des coûts d'utilisation du réseau.
- (3) La courbe de charge brute agrégée totale se calcule comme suit: ajouter à la courbe de charge brute agrégée du propre réseau la courbe de charge brute des réseaux de niveau inférieur. Le calcul de la courbe de charge brute agrégée du propre réseau est décrit à la section 6.6.2.1.
- (4) Le gestionnaire de réseau transmet cette courbe de charge totale au gestionnaire de réseau amont. S'il y a plus d'un gestionnaire de réseau amont couplé directement ou s'il existe des liaisons au même niveau de réseau, les clés de répartition entre les gestionnaires de réseau impliqués sont à définir.

6.7 Installations productrices d'énergie (IPE)

- (1) Les IPE doivent être équipées d'appareils de mesure intelligents et attribuées à un groupe-bilan.

¹⁴ Art.4, al. 1, let b LApEI



- (2) Le gestionnaire de réseau de distribution envoie, dans le cadre des processus standard, une agrégation des groupes-bilan, une agrégation du fournisseur ainsi que les courbes de charge de chacune des IPE au fournisseur/producteur. Les quantités d'énergie sont envoyées selon des flux distincts avec les courbes de charge et d'injection (SVC/SVI).
- (3) Les IPE sans appareil de mesure intelligent restent dans le GB du fournisseur attiré. Selon l'annexe 11, elles doivent être transformées en profils d'injection (Pi) et ajoutées à la courbe d'injection agrégée (CIA) ainsi qu'à CCBA/RP.
- (4) Les quantités de production injectées (mesure nette) d'installations ayant été certifiées (garanties d'origine, GO), doivent être envoyées à l'organe d'exécution pour les programmes d'encouragement (Pronovo; voir le manuel Garanties d'origine et programmes d'encouragement).

6.8 Données pour OSTRAL¹⁵, pour la surveillance des groupes-bilan et pour le recours aux centrales

- (1) En cas de pénurie d'électricité, la Confédération ordonne des mesures de contingentement permettant d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation à un niveau réduit. Elle a chargé l'Association des entreprises électriques suisses (AES) de procéder aux préparatifs nécessaires pour surmonter une situation de crise (OEBE, RS 531.35). Dans ce but, l'AES a créé OSTRAL.
- (2) OSTRAL et le GRT (Swissgrid), en tant que coordinateur des groupes-bilan, ont besoin de données précises dans le temps sur la production et la consommation pour les prévisions concernant la consommation et le recours aux centrales, mais aussi les responsables de groupe-bilan. Grâce aux agrégations des groupes-bilan (CCA/GB et CIA/GB), les GRD disposent déjà de cette information qui peut être utilisée dans ces buts.
- (3) Chaque mois, le GRD fournit au responsable du groupe-bilan et au GRT la somme de la courbe de charge et la somme de la courbe d'injection (toutes deux validées) par groupe-bilan de la zone de desserte du réseau d'approvisionnement. De plus, le GRD fournit chaque jour au gestionnaire de réseau de transport ces chroniques non validées pour les 10 derniers jours.
- (4) Le GRD fournit au gestionnaire de réseau de transport les séries temporelles d'injection (STI) en vue de la gestion de l'offre en situation de gestion réglementée. Ce dernier présente au préalable au GRD une demande écrite concernant la livraison des données. Pour les points de mesure demandés, le GRD envoie chaque mois les données validées et chaque jour les données non validées pour les cinq derniers jours.

6.9 Tâches de contrôle

6.9.1 Gestionnaire de réseau

- (1) Le gestionnaire de réseau est au minimum responsable de l'exécution des contrôles suivants:
 - il contrôle que l'attribution des points de mesure annoncée par les fournisseurs est correcte; par exemple il vérifie que chaque point de mesure est attribué à un, et un seul fournisseur;

¹⁵ Organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise



- les agrégations de données effectuées par le gestionnaire de réseau sont validées et reproductibles.

6.9.2 Fournisseur

6.9.2.1 Contrôle des agrégations

- (1) Le fournisseur/producteur reçoit du gestionnaire de réseau de distribution les informations suivantes:
 - la liste des attributions indiquant tous ses consommateurs finaux et ses IPE (après écoulement du mois de fourniture);
 - les courbes de charge et d'injection par consommateur final/IPE (journallement);
 - la courbe de charge agrégée du fournisseur/producteur (CCA/FP) et la courbe d'injection agrégée du fournisseur/producteur (CIA/FP) de l'aire de réseau de distribution (après écoulement du mois de fourniture).
- (2) Le fournisseur/producteur doit contrôler l'attribution de ses consommateurs finaux/IPE et les agrégations. Il doit immédiatement élucider les éventuelles erreurs avec le gestionnaire de réseau de distribution.

6.9.3 Responsable de groupe-bilan

6.9.3.1 Contrôle des agrégations

- (1) Le responsable de groupe-bilan reçoit du gestionnaire de réseau de distribution les informations suivantes:
 - la courbe de charge agrégée du fournisseur/producteur (CCA/FP) et la courbe d'injection agrégée du fournisseur/producteur (CIA/FP) de l'aire de réseau de distribution (non validées quotidiennement, validées après écoulement du mois de fourniture);
 - la courbe de charge agrégée du groupe-bilan CCA/GB et la courbe d'injection agrégée du groupe-bilan (CIA/GB) de l'aire de réseau de distribution (validées après écoulement du mois de fourniture).
- (2) Le responsable de groupe-bilan doit comparer les agrégations des fournisseurs/producteurs avec les agrégations de son groupe-bilan. Il doit immédiatement élucider les éventuelles erreurs avec le gestionnaire de réseau de distribution ou, le cas échéant, avec le gestionnaire du réseau de transport.

6.9.3.2 Contrôle du solde chronologique des séries de valeurs

- (1) Le solde chronologique des séries de valeurs correspond à la différence entre le programme du groupe-bilan (prévision) et l'agrégation des valeurs mesurées du groupe-bilan (réalité). Le responsable de groupe-bilan reçoit du gestionnaire de réseau de transport le solde chronologique des séries de valeurs et doit les contrôler. Il doit immédiatement élucider les éventuelles erreurs avec le gestionnaire du réseau de transport.



6.10 Protection des données de mesure

- (1) La mise à disposition des données de mesure est soumise à la Loi sur la protection des données (LPD). Le gestionnaire de réseau ou la personne chargée de mettre les données à disposition doit prendre les mesures nécessaires pour garantir la protection des données. Ces données peuvent contenir des profils d'utilisateurs de réseau (au sens de la LPD), voire des secrets d'affaires. Ainsi, seuls les acteurs du marché qui en ont besoin dans le cadre de leurs prestations pour le réseau ou pour leurs contrats de fourniture d'électricité de même que les tiers désignés par ces acteurs de marché ou légalement autorisés sont habilités à recevoir ces données.
- (2) Les autorités sont également autorisées à prendre connaissance des données sous forme anonymisée conformément aux dispositions légales, de même que les organisations ayant des objectifs de recherche d'intérêt public.
- (3) Les acteurs du marché habilités à utiliser le réseau ont le droit d'obtenir et d'utiliser leurs données basées sur une relation contractuelle actuelle ou passée avec d'autres acteurs du marché. L'utilisateur de réseau, en tant que propriétaire des données de mesure, peut autoriser d'autres personnes à prendre connaissance de ses données¹⁶. Les éventuels frais supplémentaires pour cette mise à disposition des données peuvent être facturés selon le principe de causalité.

6.11 Archivage

- (1) Le gestionnaire de réseau, ou la personne chargée de la mise à disposition des données, doit archiver les données de mesure nécessaires à la facturation pendant 5 ans.

¹⁶ Il faut tenir compte de la Loi sur la protection des données (LPD) ainsi que des dispositions fédérales et cantonales.



7. Livraison des données

- (1) Les acteurs du marché peuvent accéder aux données qui leur reviennent de droit. Un droit existe si les acteurs du marché ont besoin de ces données pour assurer le service de leurs réseaux ou pour le déroulement de leurs contrats de fourniture (voir le chiffre 6.10). Le gestionnaire du réseau fournit en temps voulu les données aux acteurs du marché y ayant droit conformément au document d'application «Échange de données standardisé» (SDAT-CH).
- (2) Un acteur du marché peut être prié par le gestionnaire de réseau de prouver de manière adéquate qu'il a besoin de ces données pour assurer le service de ses réseaux ou pour le déroulement de ses contrats de fourniture.

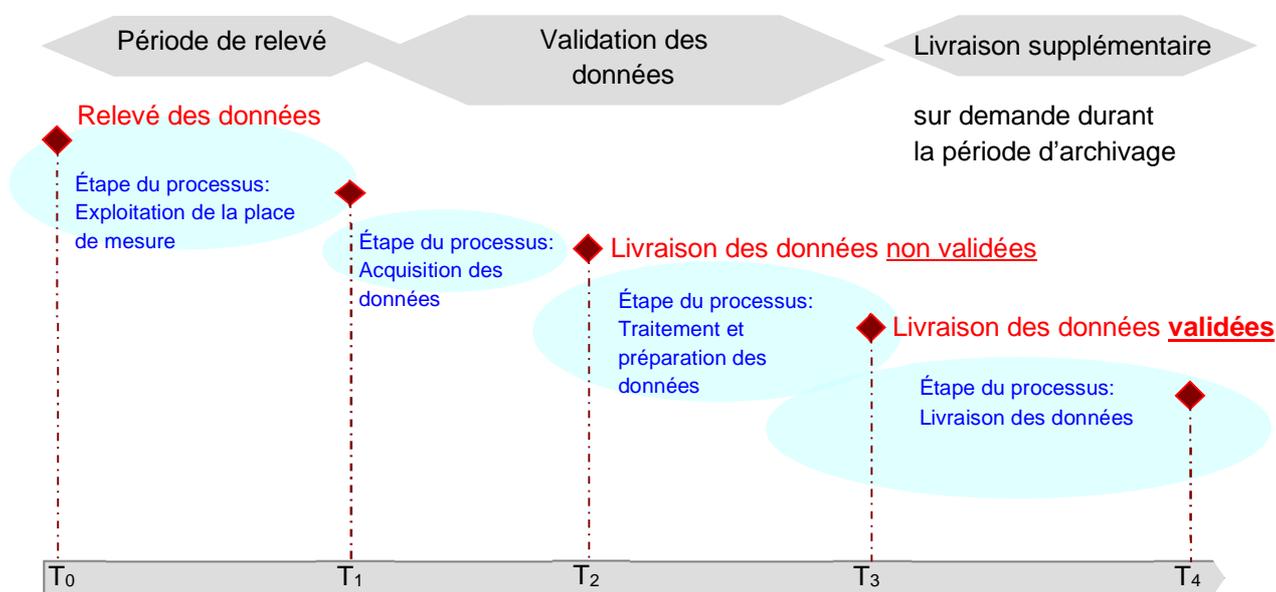


8. Déroulement et chronologie

8.1 Principe

(1) Les divers moments de mise à disposition des données destinées à la facturation ou à l'information doivent respecter les exigences minimales décrites dans le tableau 1. Le déroulement est défini en détail par la figure 7. Le déroulement du processus distingue:

- les données de mesure validées destinées à la facturation et
- les données de mesure non validées destinées à l'information.



Légende:

T₀ Début de la période de relevé

T₁ Fin de la période de relevé

T₁ correspond à la date d'échéance de relevé théorique.

Sauf accord contractuel différent, le moment de T₁ intervient:

- le dernier jour du mois pour une période de relevé de 1 mois ou supérieure;
- 00:00h pour une période de relevé de 1 jour, c'est-à-dire pour les mesures de courbes de charge.

T₂ Livraison des données non validées pour information.

Applicable uniquement pour les mesures de courbes de charge.

T₃ Les données de mesure sont validées et livrées aux acteurs du marché.

T₄ Les données de mesure sont supprimées des archives et ne sont plus disponibles.

Figure 8: Principe du processus de mise à disposition des données de mesure



8.2 Échéances de relevé/télérelevé et de livraison

- (1) Le gestionnaire de réseau décide du procédé et des périodes de relevé/télérelevé en respectant les dispositions de l'OApEI lors de l'utilisation d'appareils de mesure intelligents.
- (2) En cas d'utilisation d'un appareil de mesure intelligent, la lecture des données relatives à la consommation ayant des répercussions sur la facturation a lieu à l'échéance fixée.
- (3) Si aucun appareil de mesure intelligent n'est encore utilisé, la lecture s'effectue dans une plage de quelques jours avant ou après la date d'échéance fixée.
- (4) Les délais de livraison suivants s'appliquent pour la livraison des séries de chroniques individuelles ou des agrégations.

But	Séries de chroniques individuelles/agrégations	Délai de livraison le plus tardif
Prévision	Courbes de charge et d'injection des points d'interconnexion avec les GRD amont, aval et voisins (non validées)	Le jour suivant ¹⁷ , jusqu'à 9h00
	Courbes de charge et d'injection par consommateur final / unité de production (SVC/SVI) aux fournisseurs (non validées)	Le jour suivant ¹⁵ , jusqu'à 10h00
	Courbe d'injection par IPE pour l'utilisation des centrales dans le cas OSTRAL, rétroactivement pour les 5 derniers jours	Le jour suivant ¹⁵ jusqu'à 10h00 ainsi qu'au plus tard jusqu'au 5ème jour ouvrable suivant le mois de livraison.
	Agrégats de groupes-bilan (CCA/GB et CIA/GB) au GRT / OSTRAL rétroactivement pour les 10 derniers jours et agrégations des fournisseurs (CCA/FP et CIA/FP) aux RGB (non validées) rétroactivement pour les 5 derniers jours	Le jour suivant ¹⁶ , jusqu'à 11h00
Coûts imputés (SDL/RPC), facturation d'énergie et d'utilisation du réseau	Courbes de charge et d'injection des points d'interconnexion avec les GRD amont, aval et voisins (validées)	Jusqu'au 4 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent
	Courbes de charge et d'injection (SVC/SVI) aux fournisseurs (validées)	Jusqu'au 5 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent
	Courbes de charge besoin propre / énergie de pompage des centrales à tous les GRD amont et voisins concernés.	Jusqu'au 5 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent
	Courbe de charge brute du réseau propre (CCBA/RP) (sans les réseaux aval) au GRT	Au plus tard le 8 ^e JO du mois suivant.
	Courbe de charge brute totale (CCBA/T) de tous les consommateurs finaux (y c. réseaux aval).	Au plus tard le 8 ^e JO du mois suivant. Quant au gestionnaire de réseau amont, il a ensuite 4 JO à disposition pour faire son annonce à son gestionnaire de réseau amont, etc.
	Agrégats des fournisseurs (CCA/CIA) aux fournisseurs et aux RGB (validées) Agrégats de groupes-bilan (CCA/CIA) au GRT et aux RGB (validées)	Jusqu'au 8 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent

(La description détaillée de toutes les livraisons de données figure dans le SDAT-CH)

JO = jour ouvrable

Tableau 7: Délais de livraison pour les différentes fonctions

¹⁷ Les données quotidiennes doivent être livrées automatiquement. Un piquet de week-end ou de jours fériés n'est pas nécessaire.



8.3 Livraison supplémentaire

- (1) Le gestionnaire de réseau est tenu de livrer sur demande aux acteurs du marché leurs données de mesure durant la période d'archivage. Les livraisons supplémentaires de données de mesure se font contre rémunération.

8.4 Agrégats et chroniques échangés mensuellement: corrections intervenant après le délai prescrit

- (1) Des données validées envoyées par les acteurs du marché peuvent encore être corrigées par ceux-ci après les délais prescrits au cours des 6 mois suivant la fin du mois (de mesure), moyennant annonce aux destinataires, mais sans nécessiter d'autre explication.
- (2) Même après ces 6 mois, des corrections doivent rester possible en vertu du Code des Obligations. De manière à tendre vers une procédure de décompte limitée dans le temps, il est proposé de renoncer dans toute la mesure du possible à de telles corrections si elles sont minimales. Afin de donner du poids à cette proposition, il est permis de facturer au responsable les coûts de telles livraisons de données corrigées en dehors de cette période de 6 mois.



9. Rétribution

9.1 Mesure et livraison des données de mesure

- (1) Le consommateur final ou le producteur ou encore une instance désignée par celui-ci a droit à recevoir sans frais les valeurs de ses courbes de charge dans un format compréhensible.

9.2 Processus de changement

En cas de changement de fournisseur, aucuns coûts supplémentaires ne peuvent être facturés par le gestionnaire de réseau au consommateur final ou au fournisseur d'énergie.



10. Annexes

10.1 Annexe 1: Glossaire

- (1) Le glossaire avec des explications au sujet des termes spécifiques utilisés dans les documents de la branche peut être consulté via une page Internet¹⁸.

10.2 Annexe 2: Désignation du point de mesure

10.2.1 Structure de la désignation du point de mesure:

Clé univoque pour un point de mesure composée de 33 positions

Positions 1 et 2 = code du pays (CH, DE, FR, IT, AT, ...)

Positions 3 à 13 = identificateur (par réseau ou réseau partiel)

Positions 14 à 33 = numéro du point de mesure

Le gestionnaire de réseau doit pourvoir son identificateur des points de mesure réels de son réseau, p. ex. "CH10380112345xxxxxxxxxxxxxxxxxxxx".

Chaque gestionnaire de réseau doit déposer une demande auprès de l'AES pour obtenir l'identificateur nécessaire.

Un numéro alphanumérique composé de 20 positions (position 14 à 33) est attribué par le gestionnaire de réseau et constitue, avec la désignation du pays et l'identificateur, la désignation univoque du point de mesure.

Le numéro du point de mesure se compose de 20 positions: des majuscules A-Z du jeu de caractères «ISO 8859-1 (Europe de l'Ouest)», des chiffres 0-9 ainsi que du trait d'union '-'.

Le gestionnaire de réseau garantit que, dans son aire de réseau, les numéros de point de mesure sont univoques.

10.2.2 Exemple de désignation d'un point de mesure réel et du code OBIS:

Désignation du point de mesure (positions)				Code OBIS
1, 2	3 - 8	9 - 13	14 - 33	(exemple)
CH	103801	12345	AXL-0000001507359027	1-1:1.9.2*255

10.2.3 Exemple de désignation d'un point de mesure virtuel et du code OBIS:

Désignation du point de mesure (positions)				Code OBIS
1, 2	3 - 8	9 - 13	14 - 33	(exemple)
CH	103801	12345	AXL-V000000000000135	1-5:1.9.2*255

- (1) Les points réels se différencient des points virtuels par la deuxième position du code OBIS, c'est-à-dire dans le groupe de valeur B (canal).
- (2) La liste des gestionnaires de réseau avec les identificateurs attribués par l'AES pour le réseau électrique est accessible sous <http://www.electricite.ch>.

¹⁸ <https://www.strom.ch/fr/services/glossaire-des-documents-de-la-branche-de-laes>



10.3 Annexe 3: Aperçu de l'utilisation des codes OBIS

10.3.1 Généralités

- (1) Le système d'identification d'objet (OBIS) est utilisé pour les équipements de mesure tels que compteurs, équipements complémentaires, appareils de tarification, totalisateurs de mesures et autres équipements électroniques en vue d'identifier de manière univoque les valeurs de mesure de puissance et d'énergie. Les codes OBIS permettent de caractériser des données pour leur représentation sur l'affichage des appareils ou pour leur transmission à des systèmes d'acquisition et de calculs de bilans ou de décomptes.
- (2) Le code OBIS se compose de 6 groupes de valeur (A – F) qui caractérisent la valeur des données. Les groupes de valeurs et une valeur de données sont illustrés dans le tableau 8. Pour les entreprises électriques, le code 1 a été fixé pour le vecteur Électricité.
- (3) Groupes de valeur:
 - Vecteur (groupe de valeur A)
 - Canal (groupe de valeur B)
 - Grandeur de mesure (groupe de valeur C)
 - Type de mesure (groupe de valeur D)
 - Tarif (groupe de valeur E)
 - Valeur préalable (groupe de valeur F)
- (4) Pour pouvoir utiliser toutes les fonctionnalités associées, l'intégralité des groupes de valeurs doit toujours être indiquée.

Vecteur	-	Canal	:	Grandeur de mesure	.	Type de mesure	.	Tarif	*	Valeur préalable	Données
A	-	B	:	C	.	D	.	E	*	F	-

Tableau 8: Groupes de valeurs des codes OBIS

10.3.2 Codes OBIS utilisés en Suisse

- (1) Les codes OBIS définis dans la norme IEC 62056-61 ne satisfont pas aux exigences des gestionnaires suisses de réseau. Quelques exemples de codes OBIS à utiliser pour la mise à disposition de données de mesure figurent dans le tableau 9. Ce tableau n'est pas exhaustif.

A	-	B	:	C	.	D	.	E	*	F	Signification du code OBIS
1	-	1	:	1	.	8	.	0			Index du compteur énergie active fourniture +A (non tarifé) Compteur principal
1	-	1	:	2	.	8	.	0			Index du compteur énergie active soutirage –A (non tarifé) Compteur principal
1	-	1	:	3	.	8	.	0			Index du compteur énergie réactive fourniture +R (non tarifé) Compteur principal
1	-	1	:	4	.	8	.	0			Index du compteur énergie active soutirage –R (non tarifé) Compteur principal
1	-	1	:	1	.	9	.	0	*	255	Quantité énergie active fourniture +A Compteur principal



A - B : C . D . E * F	Signification du code OBIS	
1- 1 : 2 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie active soutirage –A	Compteur principal
1- 1 : 3 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie réactive fourniture +R	Compteur principal
1- 1 : 4 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie réactive soutirage –R	Compteur principal
1- 2 : 1 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie active fourniture +A	Compteur de contrôle
1- 2 : 2 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie active soutirage –A	Compteur de contrôle
1- 2 : 3 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie réactive fourniture +R	Compteur de contrôle
1- 2 : 4 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie réactive soutirage –R	Compteur de contrôle
1- 5 : 1 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie active fourniture +A	Valeur calculée, fourniture
1- 5 : 2 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie active soutirage –A	Valeur calculée, soutirage
1- 5 : 3 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie réactive fourniture +R	Valeur calculée, fourniture
1- 5 : 4 . 9 . 0 * 255	Quantité énergie réactive soutirage –R	Valeur calculée, soutirage
1- 1 : 1 . 9 . 1 * 255	Quantité énergie active T1 fourniture +A	Compteur principal
1- 1 : 2 . 9 . 1 * 255	Quantité énergie active T1 soutirage –A	Compteur principal
1- 1 : 1 . 9 . 2 * 255	Quantité énergie active T2 fourniture +A	Compteur principal
1- 1 : 2 . 9 . 2 * 255	Quantité énergie active T2 soutirage –A	Compteur principal
1- 1 : 3 . 9 . 1 * 255	Quantité énergie réactive T1 fourniture +R	Compteur principal
1- 1 : 4 . 9 . 1 * 255	Quantité énergie réactive T1 soutirage –R	Compteur principal
1- 1 : 3 . 9 . 2 * 255	Quantité énergie réactive T2 fourniture +R	Compteur principal
1- 1 : 4 . 9 . 2 * 255	Quantité énergie réactive T2 soutirage –R	Compteur principal
1- 1 : 1 . 6 . 1 * 255	Puissance active T1 fourniture +A	Compteur principal
1- 1 : 2 . 6 . 1 * 255	Puissance active T1 soutirage –A	Compteur principal
1- 1 : 1 . 6 . 2 * 255	Puissance active T2 fourniture +A	Compteur principal
1- 1 : 2 . 6 . 2 * 255	Puissance active T2 soutirage –A	Compteur principal
1- 1 : 1 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active fourniture +A	Compteur principal
1- 1 : 2 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active soutirage –A	Compteur principal
1- 1 : 3 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive fourniture +R	Compteur principal
1- 1 : 4 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirage –R	Compteur principal
1- 1 : 5 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive fourniture QI	Compteur principal
1- 1 : 6 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive fourniture QII	Compteur principal
1- 1 : 7 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirage QIII	Compteur principal
1- 1 : 8 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirage QIV	Compteur principal
1- 5 : 1 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active fourniture	Compteur de contrôle
1- 5 : 2 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active fourniture	Valeur calculée, fourniture
1- 5 : 3 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active soutirage	Valeur calculée, soutirage
1- 5 : 4 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive fourniture	Valeur calculée, fourniture
0- X : 0 . 1 . 0 * 255	Nombre de remises à zéro (Billing Counter)	Mesure principale
1- 1 : 130 . 130 . 0 * 255	Différence temporelle positive	Mesure principale
1- 1 : 130 . 131 . 0 * 255	Différence temporelle négative	Mesure principale
8- 1 : 132 . 9 . 0 * 255	Niveau d'eau (lac)	Mesure principale

Tableau 9: Exemples de codes OBIS utilisés en Suisse



10.3.3 Légende (tableau 9)

Pour chaque groupe de valeurs, les indices revêtent les significations suivantes (liste non exhaustive):

A Vecteur

0	Divers
1	Électricité
4	Chaleur
5	Refroidissement à distance
6	Chaleur à distance
7	Gaz
8	Eau

B Canal

1	Mesure principale, compteur principal, compteur
2	Mesure de contrôle
5	Valeur calculée

C Grandeur de mesure

1	Énergie active (D=9 ou 29) ou puissance active (D=6) fourniture (+A)
2	Énergie active (D=9 ou 29) ou puissance active (D=6) soutirage (-A)
3	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) fourniture (+R)
4	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) soutirage (-R)
5	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) fourniture QI (+Ri)
6	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) fourniture QII (+Rc)
7	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) soutirage QIII (-Ri)
8	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) soutirage QIV (-Rc)

83	Pertes générales
96	Heures d'exploitation, température ambiante
128	Pertes dépendant du courant
129	Pertes dépendant de la tension
130	Différence temporelle
131	Puissance de réglage
135	Pertes dépendant du courant et de la tension

D Type de mesure

6	Puissance (kW)
8	Index du compteur (kWh, kvarh)
9	Quantité (avance du compteur par rapport à la dernière lecture: kWh, kvarh)
29	Courbe de charge (kWh, kvarh)

E Tarif

0	Non tarifé
1	Tarif T1 ¹⁹
2	Tarif T2 ¹⁹

¹⁹ Les plages d'application des tarifs doivent être indiquées par le gestionnaire de réseau.



F **Valeur préalable**
255 Pas de valeur préalable



10.4 Annexe 4: Aperçu de la désignation du sens des flux d'énergie

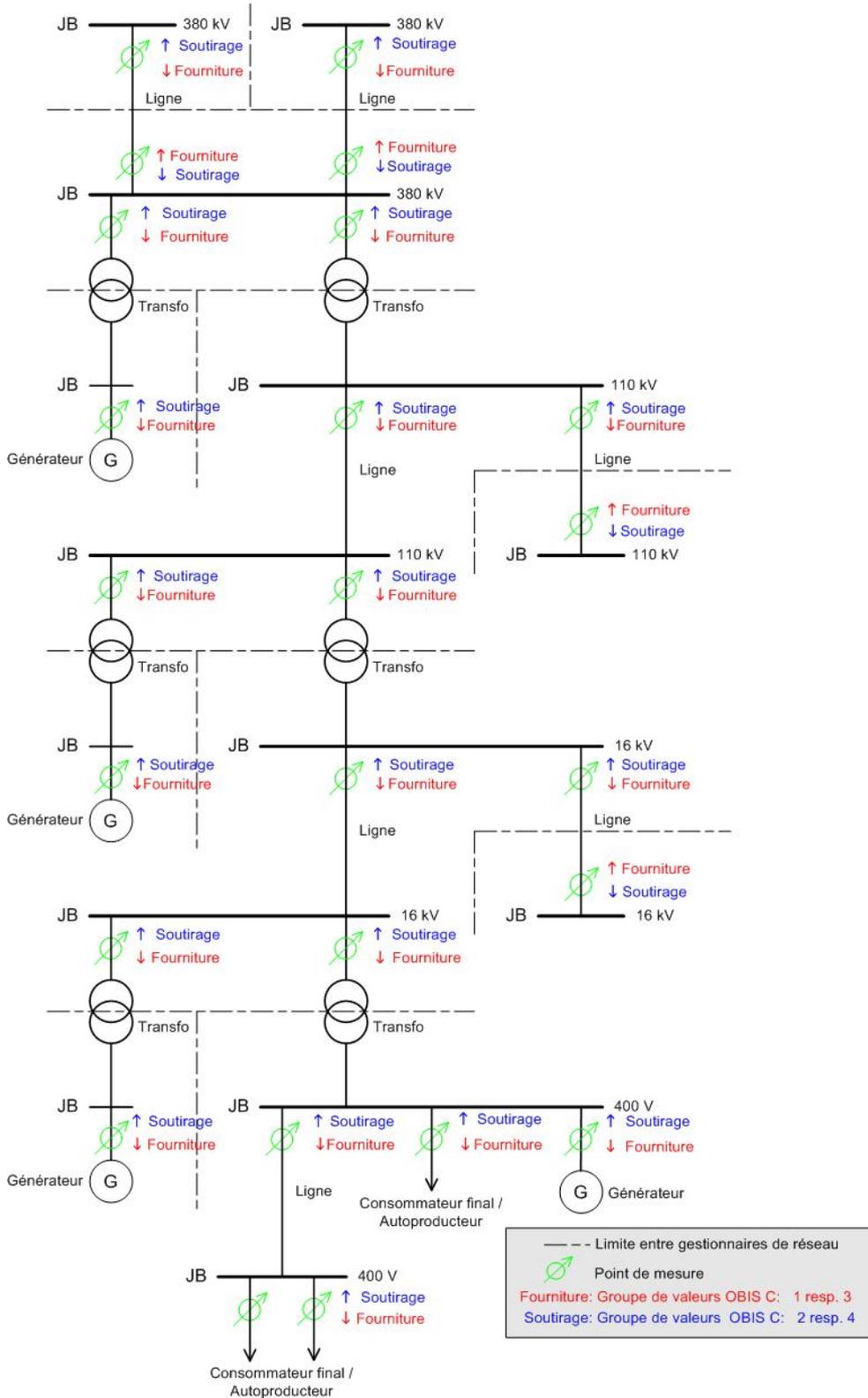


Figure 9: Désignation du sens des flux d'énergie



10.5 Annexe 5: Procédures applicables pour la validation des données de mesure

10.5.1 But de la validation

- (1) Le but de la validation des données de mesure est de déterminer le plus rapidement possible les valeurs de mesure erronées ou manquantes après le relevé. Les valeurs erronées ou manquantes doivent être indiquées au moyen d'informations de statut. Le contrôle de validation des données peut avoir lieu selon les procédures exposées ci-dessous.

10.5.2 Validation des index des compteurs et des maxima de puissance

- (1) Lors du relevé ou du télérelevé de l'index des compteurs et des maxima de puissance, la validation des données de mesure consiste à contrôler que toutes les places de mesure sont enregistrées, que l'index des compteurs et les maxima de puissance ont été correctement reportés et que la consommation actuelle correspond à la consommation d'une période de relevé précédente comparable.

10.5.3 Validation des mesures de courbes de charge

10.5.3.1 Contrôle du nombre des périodes d'enregistrement par jour

- (1) Avant tout contrôle plus approfondi, il faut préalablement définir le nombre de valeurs de mesure par jour. Chaque jour, 96 périodes d'enregistrement, soit 96 valeurs d'énergie à raison d'une par $\frac{1}{4}$ h sont disponibles. Deux exceptions à la règle: le jour du passage de l'heure d'hiver à l'heure d'été avec 92 valeurs et le jour du passage de l'heure d'été à l'heure d'hiver avec 100 valeurs. Pour les autres cas où plus de 96 valeurs sont disponibles, il faut d'abord adapter la courbe de charge à 96 valeurs. À cet effet, il faut additionner les valeurs consécutives pour des périodes d'enregistrement plus courtes dues, par exemple, à la mise à l'heure de l'appareil et indiquer la valeur ainsi obtenue comme valeur de substitution. Il faut toutefois prendre garde à ce qu'il ne résulte pas une nouvelle valeur maximale. Par contre, si moins de 96 valeurs sont disponibles, il faut calculer les valeurs de substitution correspondantes (voir annexes 6.1 et 6.2).

10.5.3.2 Vérification de l'intégrité des données

- (1) Il convient de contrôler l'enregistrement correct des chroniques, c'est-à-dire une valeur à chaque $\frac{1}{4}$ heure. Si une interruption de l'approvisionnement est indéniablement constatée, les périodes d'enregistrement manquantes doivent être complétées par des valeurs nulles en tant que valeurs de substitution.

10.5.4 Vérification des informations portant sur le statut des valeurs de mesure

- (1) Les informations portant sur le statut d'une valeur de mesure fournissent des renseignements sur la qualité de la valeur de mesure et révèlent ainsi à quel point la valeur est fiable. Si les places de mesure disposent d'informations portant sur le statut des valeurs de mesure, il faut les évaluer en conséquence.



10.5.5 Vérification par un compteur de contrôle

- (1) Si la place de mesure est équipée d'un compteur principal et d'un compteur de contrôle, il est possible de détecter avec une très haute fiabilité une erreur par comparaison. La valeur de mesure du compteur de contrôle sera utilisée pour déterminer les valeurs de substitution.

10.5.6 Procédures complémentaires pour contrôler la validation des données de mesure

- (1) Il existe d'autres procédures pour contrôler la validation des données de mesure:
 - Bilan des jeux de barre
 - Contrôler s'il existe des valeurs nulles
 - Contrôler l'index des compteurs pour les mesures de la courbe de charge
 - Valeurs de mesures d'exploitation
 - Valeurs historiques
 - Contrôle d'autres informations telles que:
 - - contrôle de manque de phase,
 - - contrôle de l'heure de l'appareil,
 - - contrôle de la remise à zéro (Reset).



10.6 Annexe 6: Détermination des valeurs de substitution

10.6.1 Procédé d'interpolation pour la détermination des valeurs de substitution des courbes de charge

- (1) Les périodes manquantes plus courtes ou égales à 2 heures doivent être remplies par un procédé d'interpolation linéaire. Avant que les lacunes puissent être remplies, vérifier que pendant ce temps une consommation d'énergie a eu lieu. Les lacunes sont remplies au moyen d'une interpolation linéaire basée sur des valeurs précédentes et suivantes. À cet effet, il ne faut considérer que des valeurs contrôlées et validées sans statut d'erreur. Des valeurs vraies sont donc à utiliser pour effectuer l'interpolation.
- (2) Un exemple d'interpolation est exposé dans le tableau 10 et la figure 9.

Heure	Valeur réelle [kWh]	Valeur de substitution [kWh]	Formule
00:15	7.4		aucune
00:30	7.9		
00:45	8.2		
01:00	7.8		
01:15		7.3	$x(n) = x(n-1) + \frac{x(\text{réelle_après}) - x(\text{réelle_avant})}{\text{manque} + 1}$ <i>ce qui correspond à</i> $x(n) = x(n-1) + (5.4\text{kWh} - 7.8\text{kWh})/5$
01:30		6.8	
01:45		6.4	
02:00		5.9	
02:15	5.4		aucune
02:30	5.2		
02:45	5.0		
03:00	4.8		
03:15	5.3		
03:30	5.7		
03:45	5.8		
04:00	6.0		

Tableau 10: Interpolation en cas de courtes périodes manquantes dans la courbe de charge

10.6.2 Procédé de comparaison pour déterminer des valeurs de substitution pour les courbes de charge

- (1) Le procédé de comparaison des données est à appliquer en cas de périodes lacunaires supérieures à 2 heures. Avant de remplir les lacunes, vérifier si, pendant le temps considéré, une consommation d'énergie a eu lieu. Le procédé comprend les trois phases suivantes: **définition des valeurs, définition des profils de charge de substitution et mise à l'échelle.**

10.6.2.1 Définition des valeurs

- (1) Lors de l'application du procédé de comparaison, contrôler dans quelle mesure des valeurs connues de la place de mesure perturbée sont disponibles. En cas de perturbation de la courbe de charge, on



peut ainsi utiliser les informations relatives à l'énergie et à la puissance provenant d'un relevé, d'une liste de facturation ou d'une mesure d'exploitation.

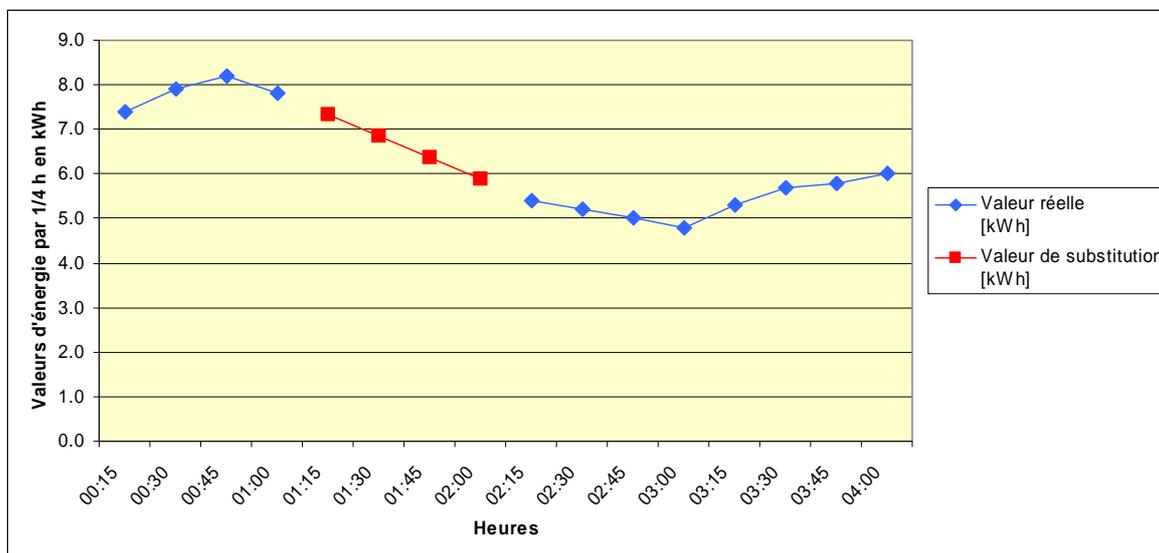


Figure 10: Représentation graphique de l'interpolation

- (2) En cas de double absence d'une énergie de remplacement (A_e ; valeurs d'énergie) et d'une puissance de remplacement (P_e) durant une période perturbée, il y a lieu d'utiliser une énergie comparable (A_v ; valeurs d'énergie) et une puissance comparable (P_v) durant une période comparable:

$$A_e = A_v; \quad P_e = P_v$$

- (3) En cas d'absence de l'énergie de remplacement (A_e) ou de la puissance de remplacement (P_e) durant une période perturbée, la valeur manquante sera calculée sur la base d'une énergie comparable (A_v) ou d'une puissance comparable (P_v) durant une période comparable avec pondération de la valeur connue de l'énergie de remplacement (A_e) ou par la valeur connue de la puissance de remplacement (P_e):

$$A_e = A_v * \frac{P_e}{P_v} \quad \text{ou} \quad P_e = P_v * \frac{A_e}{A_v}$$

10.6.2.2 Définition des profils de charge de substitution

- (1) Sont adéquats comme profils de charge de substitution:
- Courbes de charge mesurées adéquates spécifiques au client, d'une période non perturbée, en tenant compte des jours fériés.
 - Profils de charge standardisés spécifiques à la branche, qui peuvent être appliqués par exemple pour les grands clients d'une même branche.
 - Courbes de charge des semaines précédentes, si aucune valeur de substitution (énergie/puissance) n'est disponible.
 - Résultats d'un pronostic à court terme sur la base de valeurs mesurées au préalable.
 - Utilisation générale de profils de charge standardisés.



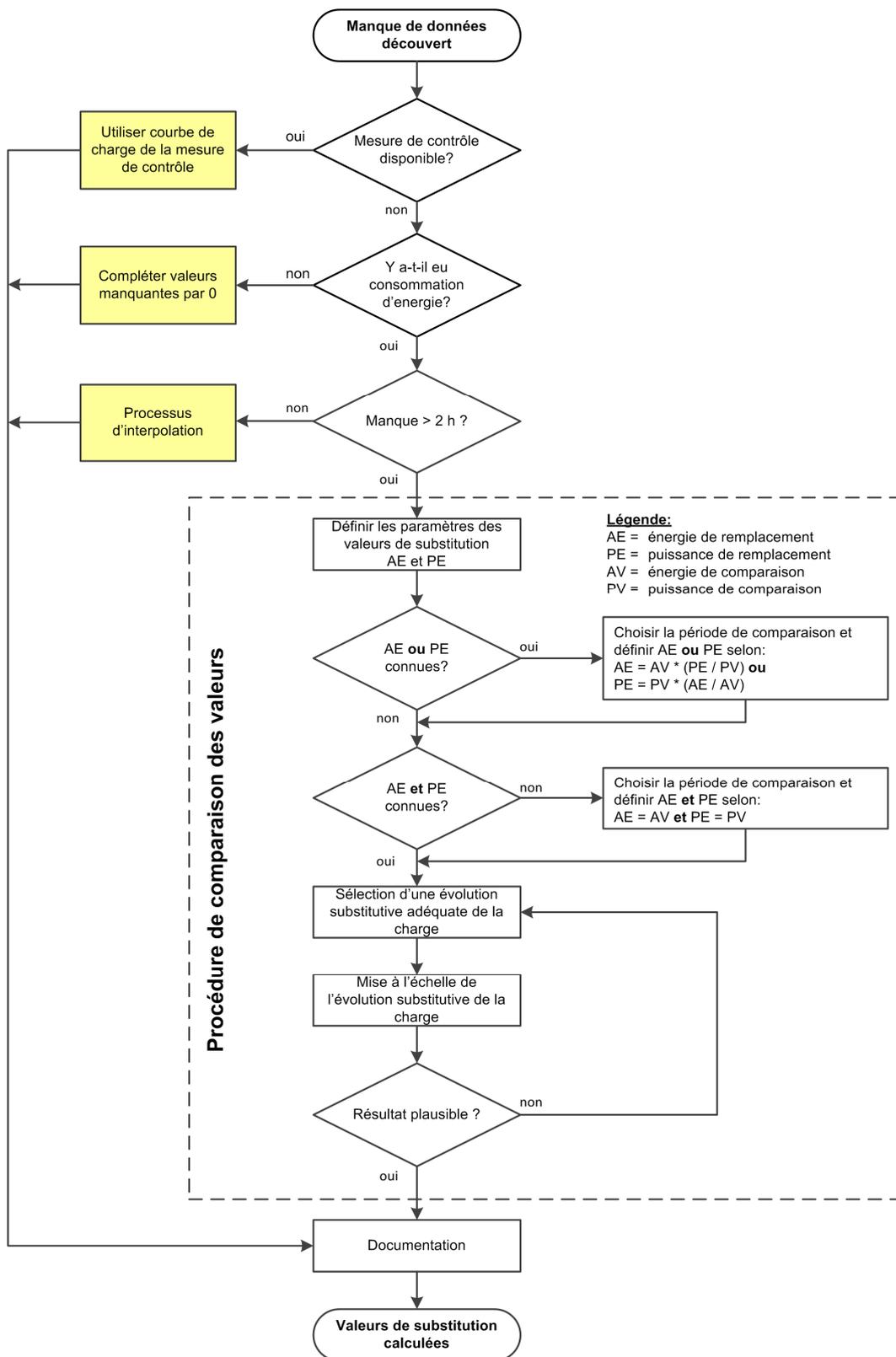


Figure 11: Organigramme pour détermination des valeurs de substitution dans la courbe de charge



- Rubans d'énergie, c'est-à-dire une quantité constante d'énergie, si aucun comportement déterminant n'est visible dans l'évolution de la charge et aucune valeur de puissance n'est définie en tant que valeur de substitution.

10.6.2.3 Mise à l'échelle

- (1) En règle générale, les profils de substitution choisis doivent être mis à l'échelle par des méthodes mathématiques au moyen des paramètres A_e et P_e pour la période de remplacement.
- (2) La procédure par étapes visant à calculer les valeurs de substitution pour les courbes de charge est exposée dans la figure 10.
- (3) La validation de la courbe de charge plausible (la décision finale de la figure 10) est basée par exemple sur des règles internes.



10.7 Annexe 7: Système vectoriel de dénomination

Système vectoriel de dénomination de consommation

- (1) Le système vectoriel de consommation est une convention internationale valable pour tous les gestionnaires de réseau, tant pour les consommateurs que les installations productrices.
- (2) Le sens de l'énergie est toujours vu depuis le point de mesure (nœud de réseau).

Fourniture: le sens de l'énergie va du réseau vers le consommateur/client (soutirage du réseau)

Soutirage: le sens de l'énergie va du producteur vers le réseau (injection dans le réseau)

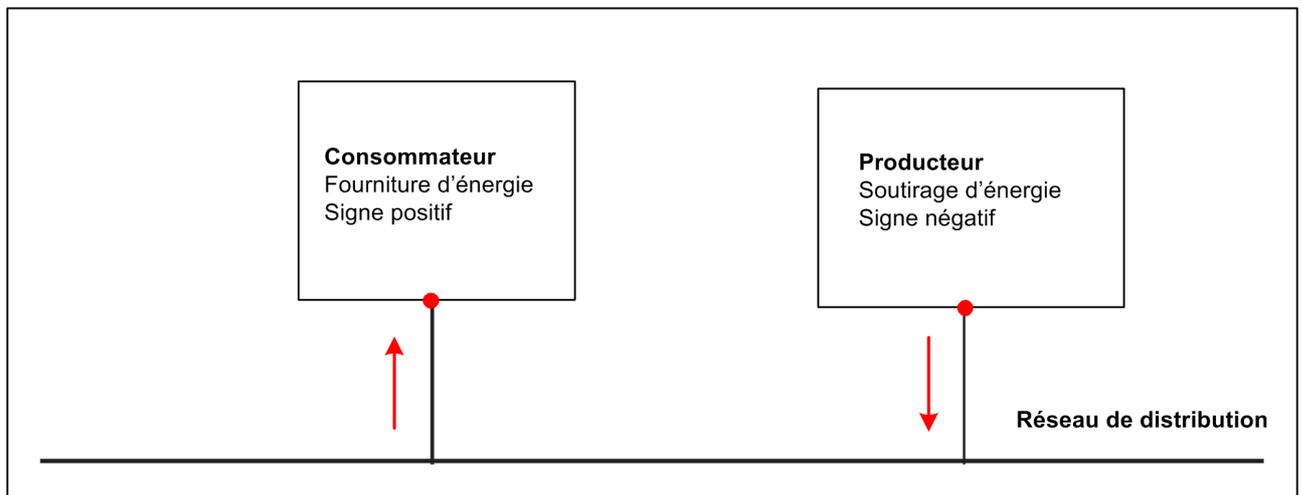
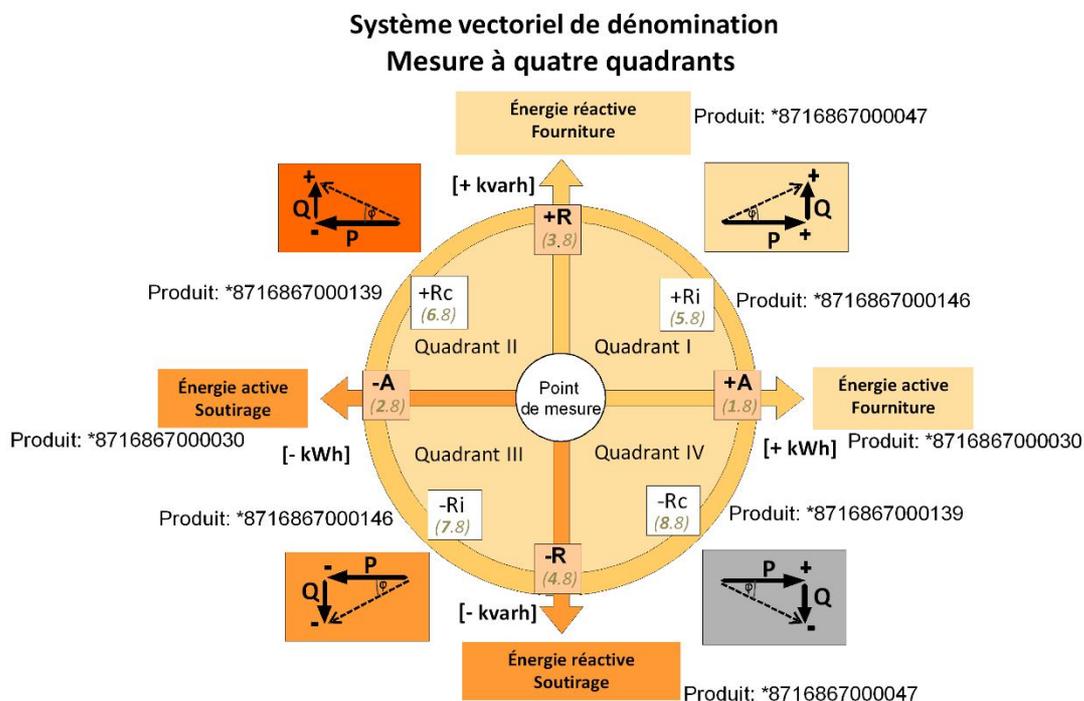


Figure 12: Point de vue du sens de l'énergie

- (3) Cette convention est conséquemment valable autant pour les installations consommatrices que productrices.
- (4) Les quatre quadrants d'un cercle permettent de représenter l'explication des énergies active et réactive. Cette représentation est compatible avec la représentation trigonométrique du domaine des nombres complexes.



10.8 Annexe 8: Mesure à 4 quadrants



Le sens de l'énergie est toujours vu depuis le point de mesure (nœud de réseau):
 fourniture/consommation: sens de l'énergie du réseau vers le client (soutirage du réseau)
 soutirage/production: sens de l'énergie du client vers le réseau (injection dans le réseau)

Exemple
 (1.8) Encodage OBIS
 (1.x) Dimension d. m.
 (x.8) Type de mesure

* Le numéro de produit correspond au «EnergyProductIdentificationCode» dans SDAT-CH, annexe 3 (section 5.11)

Figure 13: Correspondance entre système vectoriel, mesure à 4 quadrants et encodage OBIS

Définitions pour la transmission:

- Sens de l'énergie du réseau vers le client (soutirage/fourniture/consommation). En fonction de la structure du point de mesure²⁰, la désignation change: Out of**-grid ou Consumption.
- Sens de l'énergie du client vers le réseau (injection/soutirage/production). En fonction de la structure du point de mesure, la désignation change: Into**-grid ou Production.
- Chaque quadrant d'énergie réactive est attribué au diagramme vectoriel simplement via le code OBIS. La constitution des demi-cercles d'énergie réactive pour la fourniture et le soutirage est faite sur le compteur. Les quadrants/demi-cercles sont indiqués avec la désignation de produit (EnergyProductIdentificationCode) et le sens du flux d'énergie dans le xml correspondant, selon SDAT. La désignation «Production (E18)/ Consumption (E17)» associée au MeteringPointType sert à identifier les données transmises. Celles-ci sont indépendantes de la répercussion physique du type d'énergie réactive.
- Le décompte de produits d'énergie réactive sur la base de quadrants d'énergie réactive doit être défini de façon bilatérale entre les partenaires de marché.

²⁰ (MeteringPointType) point d'interconnexion entre les réseaux, unité de production, dispositif de stockage ou consommateur final



Exemples:

(1) Point d'interconnexion entre les réseaux:

- Q1+Q2 = fourniture/ In Area Y2, Out Area Y1; Product Code 8716867000047
- Q3+Q4 = soutirage/ In Area Y1, Out Area Y2; Product Code 8716867000047
- Q1= énergie réactive inductive: In Area Y2, Out Area Y1;Product Code 8716867000146
- Q2= énergie réactive capacitive: In Area Y2, Out Area Y1;Product Code 8716867000139
- Q3= énergie réactive inductive: In Area Y1, Out Area Y2;Product Code 8716867000146
- Q4= énergie réactive capacitive: In Area Y1, Out Area Y2;Product Code 8716867000139

(2) Unité de production/consommateur:

- Q1+Q2 = fourniture/ Consumption; Product Code 8716867000047
- Q3+Q4 = soutirage/ Production; Product Code 8716867000047
- Q1= énergie réactive inductive: Consumption; Product Code 8716867000146
- Q2= énergie réactive capacitive: Consumption; Product Code 8716867000139
- Q3= énergie réactive inductive: Production; Product Code 8716867000146
- Q4= énergie réactive capacitive: Production; Product Code 8716867000139



10.9 Annexe 9: Détermination de l'utilisation du réseau en cas d'installation mixtes

- (1) Afin de calculer la part d'utilisation du réseau dans le cas d'installation mixtes, comme illustré à la figure 6, il est possible de procéder du calcul suivant.

$$PM_{3\text{ virtuel NR7}} = x * |PM_{1A}| + |PM_{2B}| - |PM_{2A}| - 1/x * |PM_{1B}|$$

$$PM_{3\text{ virtuel NR5}} = 1/x * PM_{3\text{ virtuel NR7}}$$

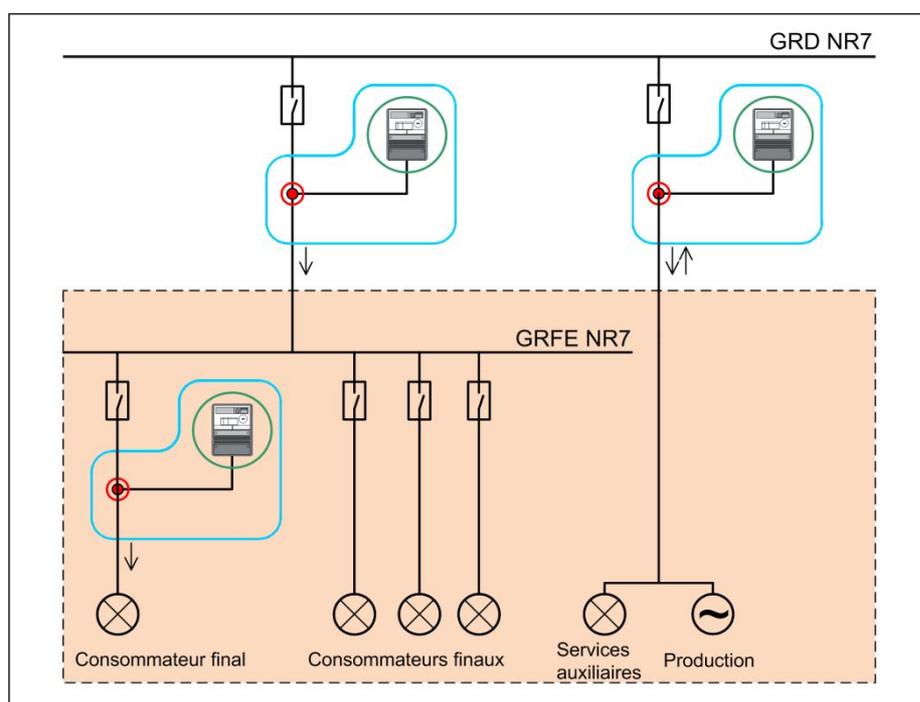
x = facteur de correction pour les pertes de transformation, par ex. 0.98
correspond à 2% de pertes du transformateur

- (2) Il faut régler individuellement par contrat si l'installation est considérée au NR5 ou NR7. Les indices A et B dans la formule indiquent fourniture (A) et soutirage (B) du point de vue des barres collectrices, selon l'annexe 4 du MC-CH.



10.10 Annexe 10: Mesures dans les réseaux de faible envergure

- (1) Les schémas de mesure des figures 13 et 14 sont conseillés pour les réseaux de faible envergure.
- (2) Dans les réseaux de faible envergure (RFE) existants, il est possible pour des raisons économiques d'utiliser les schémas de mesure selon les figures 15 ou 16, ceci en accord avec le GRD.
- (3) Toutes les places de mesure sont équipées de compteurs à courbe de charge (exception: compteurs de production des figures 13 et 14 pour installations < 30kVA).



GRFE: gestionnaire du réseau de faible envergure

Figure 14: Réseau de faible envergure au NR7 – Alimentation et unité de production avec raccordement au réseau de distribution du GRD.



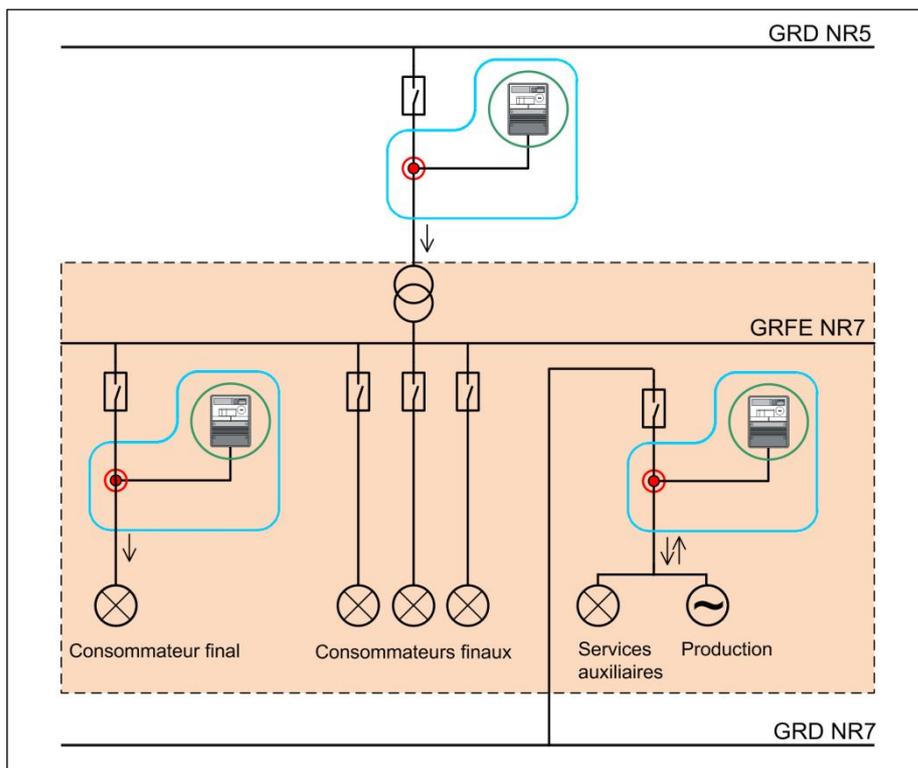


Figure 15: Réseau de faible envergure avec alimentation au NR5 – alimentation et unité de production avec raccordement au réseau de distribution NR 7

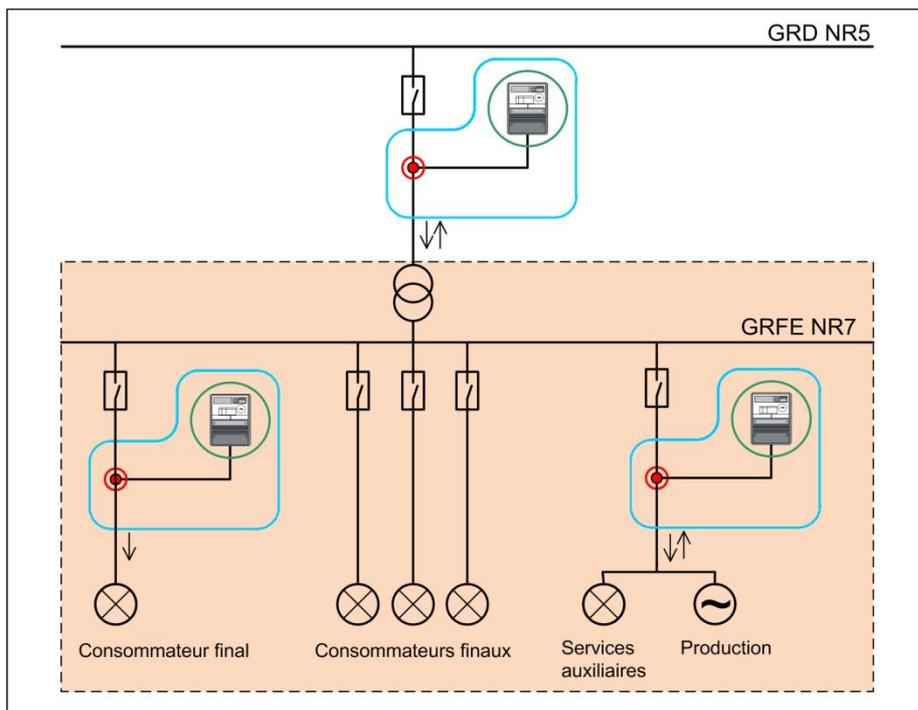


Figure 16: Réseau de faible envergure avec alimentation au NR5 – alimentation et unité de production avec raccordement au RFE



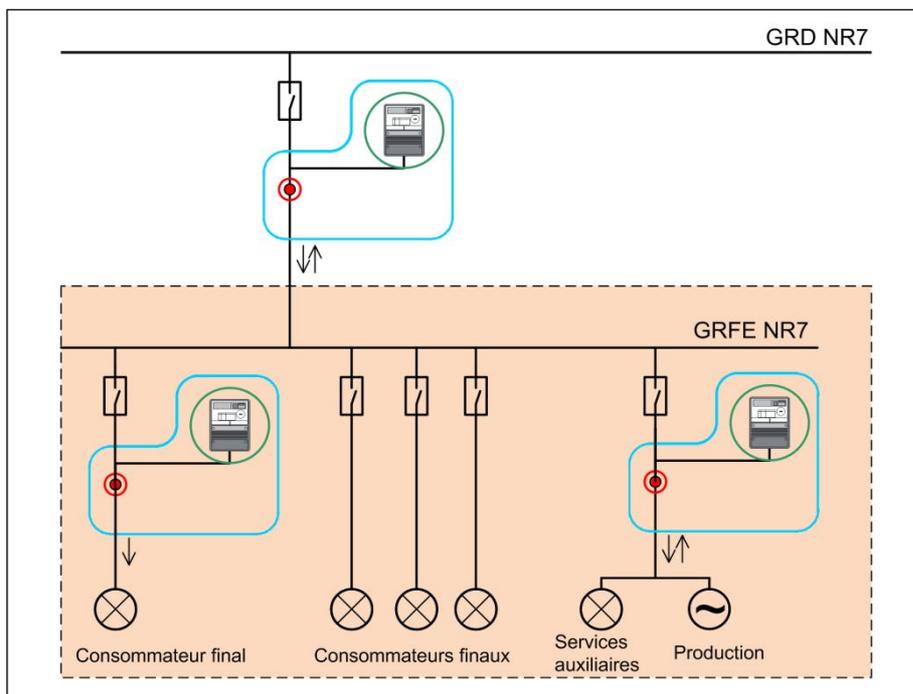


Figure 17: Réseau de faible envergure avec alimentation au NR7 – injection et unité de production avec raccordement au RFE



10.11 Annexe 11: Manière de traiter les installations productrices d'énergie sans mesure de la courbe de charge

10.11.1 Introduction

- (1) Le marché suisse de l'électricité est libéralisé en une première étape depuis le 1^{er} janvier 2009. Tous les consommateurs finaux avec une consommation annuelle de plus de 100 000 kWh par site de consommation (selon l'OApEI) ainsi que toutes les installations productrices d'énergie (IPE) peuvent choisir librement leur fournisseur/producteur.
- (2) Selon la législation actuelle, les consommateurs finaux avec plus de 100 000 kWh/a et bénéficiant d'un accès libre au réseau, et les IPE doivent être équipées d'appareils de mesure intelligents.
- (3) Il existe à l'heure actuelle de nombreuses IPE sans mesure de la courbe de charge qui ne sont pas dotées d'appareils de mesure intelligents. Celles-ci doivent être intégrées aux CCBA/RP afin de ne pas fausser le report des coûts de réseau. Le présent chapitre explique comment ces IPE sont prises en compte dans les CCBA/RP au moyen du profil d'injection.

10.11.2 Principes

- (1) Afin de surseoir aux problèmes décrits au paragraphe 11.11.1. (3), la mesure suivante doit être mise en œuvre:
 - Les IPE sont équipées d'appareils de mesure intelligents, et les données mises à disposition selon SDAT-CH.
 - Pour les IPE sans mesure de la courbe de charge, la variante suivante doit être appliquée:

Des profils de charge de référence sont formés à partir d'au moins une, mieux de plusieurs installations dont la courbe de charge est mesurée. Ainsi, on utilisera des courbes de charge d'IPE similaires et, par le biais du rapport des puissances nominales, un profil de charge de référence pourra ainsi être calculé. Ce sont les installations photovoltaïques qui sont concernées avant tout. Lorsque cela semble adapté, d'autres types de production peuvent être traités avec cette méthode.

10.11.3 Formation de profils (par analogie avec la méthode PTa) d'injection (Pi)

- (1) Le profil de charge de référence (RLG) [**Referenzlastgang**] est formé à partir d'une ou mieux de plusieurs installations en additionnant les courbes de charge relevées (ou d'autres séries de mesure adéquates, p. ex. les données de rayonnement pour les installations photovoltaïques) et les puissances nominales correspondantes.
- (2) Le facteur de conversion, appelé aussi facteur d'échelle (F) pour le profil d'injection (Pi), est calculé en divisant la puissance nominale [$P_{nominale}$] des IPE non munies de relevé de la courbe de charge par la puissance nominale du profil de référence RLG.

$$F = \frac{P_{nominale}(Pi)}{P_{nominale}(RLG)}$$



- (3) Le facteur de conversion (F) doit être optimisé par le GRD après les lectures des compteurs et en tenant compte des installations avec consommation propre, afin de représenter aussi correctement que possible les conditions locales particulières.
- (4) Le profil d'injection Pi est formé en multipliant les valeurs d'énergie au quart d'heure du profil de référence par le facteur de conversion (F).

$$E_{15\min}(Pi) = F * E_{15\min}(RLG)$$

- (5) Le GRD peut décider lui-même s'il veut former un Pi par point de mesure ou s'il forme un Pi agrégé de toutes les installations.
- (6) Afin de simplifier le déroulement des procédures, il est renoncé volontairement à une correction du Pi après la lecture des compteurs. Les valeurs empiriques de GRD appliquant déjà cette méthode montrent que les différences restent de l'ordre du dixième de pour-cent.



10.11.4 Exemple de formation d'un Pi

Installation à représenter	23 kVA	$P_{\text{ nominale (Pi)}}$
Installation de référence	125 kVA	$P_{\text{ nominale (RLG)}}$
Facteur de conversion	0.184	F

Date	Heure	RLG (125 kVA)	Pi (23 kVA)
		200.610	36.912
28.02.2014	00:15	0.000	0.000
28.02.2014	00:30	0.000	0.000
28.02.2014	00:45	0.000	0.000
28.02.2014	01:00	0.000	0.000
28.02.2014	01:15	0.000	0.000
28.02.2014	01:30	0.000	0.000
28.02.2014	01:45	0.000	0.000
28.02.2014	02:00	0.000	0.000
28.02.2014	02:15	0.000	0.000
28.02.2014	02:30	0.000	0.000
28.02.2014	02:45	0.000	0.000
28.02.2014	03:00	0.000	0.000
28.02.2014	03:15	0.000	0.000
28.02.2014	03:30	0.000	0.000
28.02.2014	03:45	0.000	0.000
28.02.2014	04:00	0.000	0.000
28.02.2014	04:15	0.000	0.000
28.02.2014	04:30	0.000	0.000
28.02.2014	04:45	0.000	0.000
28.02.2014	05:00	0.000	0.000
28.02.2014	05:15	0.000	0.000
28.02.2014	05:30	0.000	0.000
28.02.2014	05:45	0.000	0.000
28.02.2014	06:00	0.000	0.000
28.02.2014	06:15	0.000	0.000
28.02.2014	06:30	0.000	0.000
28.02.2014	06:45	0.000	0.000
28.02.2014	07:00	0.000	0.000
28.02.2014	07:15	0.000	0.000
28.02.2014	07:30	0.000	0.000
28.02.2014	07:45	0.000	0.000
28.02.2014	08:00	0.225	0.041
28.02.2014	08:15	0.750	0.138
28.02.2014	08:30	0.825	0.152
28.02.2014	08:45	1.500	0.276
28.02.2014	09:00	1.800	0.331
28.02.2014	09:15	1.650	0.304
28.02.2014	09:30	1.275	0.235
28.02.2014	09:45	4.200	0.773
28.02.2014	10:00	7.200	1.325
28.02.2014	10:15	7.725	1.421
28.02.2014	10:30	3.000	0.552
28.02.2014	10:45	2.475	0.455
28.02.2014	11:00	2.775	0.511
28.02.2014	11:15	8.850	1.628

