



Recommandation d'action pour le marché suisse de l'électricité

## **Manuel «Clients sans courbe de charge changeant de fournisseur»**

Mesure, échange de données et établissement du bilan pour la seconde étape de l'ouverture du marché.

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de l'AES

HWK – CH, édition 2015

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

Téléphone +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, [info@strom.ch](mailto:info@strom.ch), [www.strom.ch](http://www.strom.ch)



## Publication et contact

### Editeur

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE  
Hintere Bahnhofstrasse 10, Postfach  
CH-5001 Aarau  
Telefon +41 62 825 25 25  
Fax +41 62 825 25 26  
info@strom.ch  
[www.strom.ch](http://www.strom.ch)

### Auteurs de la première édition de 2015

Cornel Rüede	swissgrid ag, Laufenburg	Chef du GT Changement de fournisseur
Curdin Accola	SWiBi AG, Landquart	
Kurt Bachmann	Axpo Informatik AG, Baden	
Patrick Barlocchi	AET, Bellinzona	
Beat Gassmann	IB Kloten AG, Kloten	
Mario Hitz	Swisspower Energy AG, Zürich	
Henk la Roi	VSE/AES, Aarau	
Peter Moos	Axpo Power AG, Baden	
Roger Müller	AEW Energie AG, Aarau	
Mario Nescher	LKW, Schaan	
Jean-Michel Notz	VSE/AES, Aarau	
Dominique Hartmann	AWK Group AG, Zürich	secrétaire
Michael Eberhardt	BKW Energie AG, Nidau	
Michael Freunbichler	ewb, Bern	
Dieter Gisiger	SEIC SA, Gland	
Michael Jastrob	Enpuls AG, Zürich	
Markus Schmucki	VKE, Dübendorf	
Peter Woodtli	Alpiq Netz AG, Niedergösgen	



## Chronologie

Septembre 2009	Début des travaux du groupe de travail Changement de fournisseur
Novembre 2012	Achèvement du document
Jan – mars 2013	Consultation auprès des représentants des consommateurs finaux et des producteurs conformément à l'OApEI, art. 27, al. 4.
Mars 2015	Adoption 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 a approuvé ce document à la date du 11.03.2015

---

**Imprimé** n° 1024d, édition 2015

### 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'EICom) priment les dispositions du présent document.



## Sommaire

Avant-propos .....	6
1. Introduction.....	7
1.1 Objectif du document .....	7
1.2 Sources/méthode de travail .....	8
1.3 Structure du document.....	8
2. Vue d'ensemble de la solution retenue .....	9
2.1 Nouvelle limite de consommation pour la mesure de la courbe de charge des clients changeant de fournisseur.....	10
2.2 Profils tarifaires (PTa) pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur .....	11
2.3 Relevé trimestriel pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur.....	11
3. Installation de mesure .....	12
4. Relevé et lecture à distance par le GRD.....	14
5. Etablissement par le GRD d'un PTa pour chaque client.....	15
5.1 Sortie des données du relevé/de la lecture à distance .....	15
5.1.1 Clients avec courbe de charge changeant de fournisseur .....	15
5.1.2 Clients sans courbe de charge changeant de fournisseur .....	15
5.2 Exigences pour le PTa .....	15
5.3 Méthodologie de calcul possible pour les données de décompte .....	16
5.3.1 Calcul du profil tarifaire (PTa) des compteurs à double tarif (compteurs HT/BT) .....	16
5.3.2 Calcul du profil tarifaire (PTa) des compteurs à simple tarif.....	18
5.3.3 Dimension temporelle: mise à disposition des prévisions et des corrections .....	19
5.4 Traitement quotidien des données.....	19
6. Préparation et livraison des données.....	20
7. Etablissement du bilan .....	21
7.1 Définitions.....	21
7.2 Echange de données entre acteurs du marché .....	21
7.3 Processus de correction.....	22
8. Décompte des rétributions pour l'utilisation du réseau .....	23
9. Adaptation des autres documents de la branche.....	24
9.1 Propositions concrètes pour l'adaptation du Metering Code .....	24
9.2 Propositions concrètes pour l'adaptation du SDAT-CH .....	25
9.2.1 Nouveau processus de «résiliation» d'une demande de modification du document SDAT – CH .....	25
9.2.2 Processus adapté pour une «Modification des données de référence» – Demande de modification du document SDAT – CH.....	25
9.2.3 Processus adapté pour une «Demande de renseignements sur des données commerciales» – Demande de modification du document SDAT – CH.....	26



## Liste des figures

Figure 1 :	Echange de données de mesure avec courbe de charge (MCC) ou profil tarifaire pour les unités de production ou consommateurs finaux et les GRD.....	9
Figure 2 :	Eléments centraux de la solution suisse et partenaires de marché concernés .....	10
Figure 3 :	Visualisation des étapes de calcul du PTa pour les compteurs à double tarif pour le premier trimestre.....	17
Figure 4 :	Visualisation des étapes de calcul du PTa pour les compteurs à simple tarif pour le premier trimestre.....	18

## Liste des tableaux

Tableau 1 :	Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure .....	13
Tableau 2 :	Séries chronologiques déterminantes pour les prévisions, l'établissement de bilans et les décomptes.....	21
Tableau 3 :	Flux de données de mesure entre les acteurs du marché .....	21
Tableau 4 :	Description structurée d'une résiliation.....	25



## Avant-propos

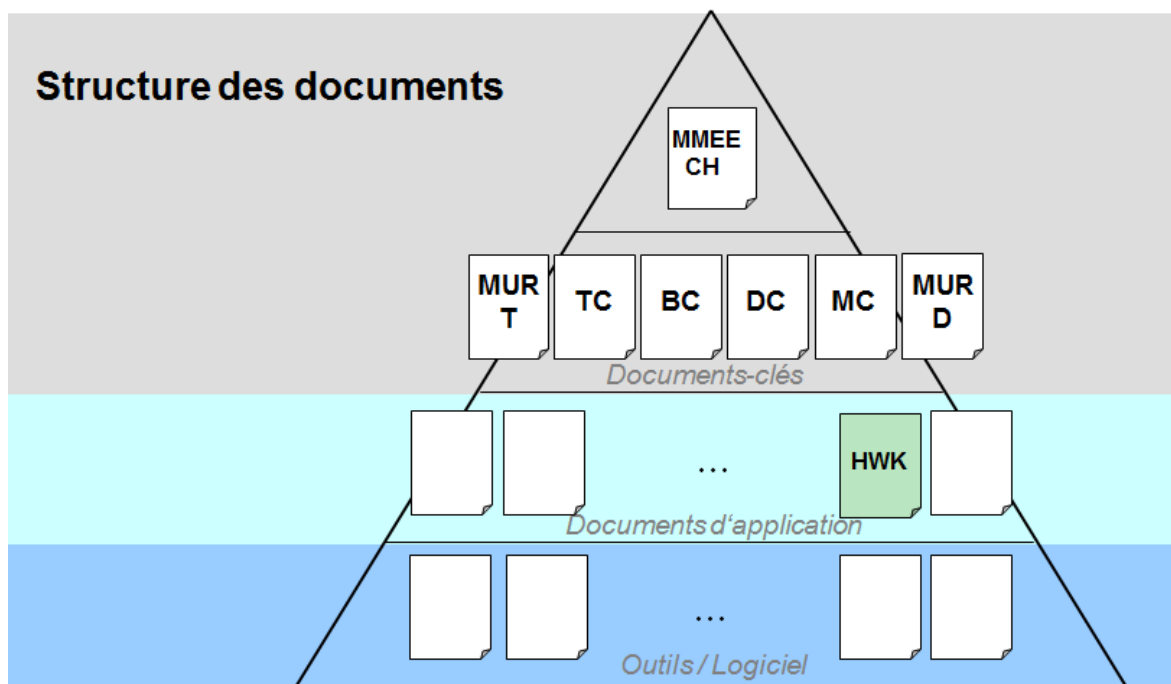
La loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) du 23 mars 2007 et l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité du 14 mars 2008 (état au 1er octobre 2011) ont ouvert le marché suisse de l'électricité pour les clients finaux ayant une consommation annuelle supérieure à 100 MWh par site de consommation. Cinq ans après l'entrée en vigueur de la loi, une décision de l'Assemblée fédérale doit également permettre aux clients finaux ayant une consommation annuelle inférieure à 100 MWh par site de consommation d'avoir accès au réseau sans discrimination. Cette décision est soumise au référendum facultatif.

Fidèle au principe de subsidiarité (voir LApEI art. 3, al. 1), la branche a créé dans le cadre du projet Merkur Access II, grâce à des spécialistes, un ouvrage extensif de règlements pour l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Avec celui-ci, l'économie électrique dispose d'une recommandation reconnue dans toute la branche traitant de l'utilisation des réseaux électriques et de l'organisation du commerce de l'énergie.

LApEI et OApEI exigent la mise sur pied par les gestionnaires de réseaux de directives pour divers faits matériels. Cette tâche a été remplie dans le cadre des documents de la branche. Les chapitres correspondants, répartis dans divers documents, sont indiqués au chapitre 7 du Modèle de marché pour le courant électrique (MMEE).

Le modèle d'utilisation des réseaux de distribution (MURD – CH), le modèle d'utilisation des réseaux de transport (MURT – CH), le Transmission Code (TC – CH), le Balancing Concept (BC – CH), le Metering Code (MC – CH) et le Distribution Code (DC – CH) sont des documents clés de la branche.

Les documents d'application et divers «outils» sont élaborés par la branche sur la base de ces documents clés. Le présent volume intitulé Manuel «Clients sans courbe de charge changeant de fournisseur» est l'un de ces documents d'application.



## 1. Introduction

- (1) Depuis le 1er janvier 2009, le marché suisse de l'électricité est partiellement libéralisé, dans le cadre d'une première étape. Tous les consommateurs finaux consommant plus de 100 MWh par année et par site de consommation ainsi que toutes les unités de production sont libres de choisir leur fournisseur ou producteur d'électricité. Dans un avenir proche, une seconde étape (libéralisation complète) sera mise en œuvre.
- (2) Les consommateurs finaux et les unités de production qui font usage de leur droit de choisir librement leur accès au réseau, en changeant de fournisseur ou de producteur, sont des «clients changeant de fournisseur».
- (3) La gestion des clients changeant de fournisseur avec des mesures réelles de la courbe de charge est standardisée dans les documents de la branche en vigueur actuellement. Lorsqu'un marché de l'électricité est totalement libéralisé, des séries chronologiques de ¼h sont indispensables pour parvenir à une mise à disposition des données tant correcte qu'efficace ainsi que pour établir des bilans. D'une manière générale, les séries chronologiques sont basées sur des courbes de charge effectivement mesurées au ¼ d'heure. Pour la seconde étape de l'ouverture du marché, l'on peut également appliquer un autre principe pour les clients présentant une consommation moindre changeant de fournisseur. Ce principe, simple mais suffisamment précis, est celui du profil tarifaire (PTa) personnalisé pour chaque client. Le présent manuel régit la procédure et le déroulement au moyen de tels profils tarifaires pour les processus de mesure, d'échange de données et d'établissement des bilans lors de la seconde étape de l'ouverture du marché, et ce pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur.
- (4) Les processus de marché existants sont complétés à l'aide de profils tarifaires (PTa) personnalisés et calculés pour chaque client changeant de fournisseur pour lequel aucune mesure de courbe de charge n'est effectuée.
- (5) Etant donné que ces profils tarifaires personnalisés calculés sont générés et traités sous forme de séries chronologiques standardisées au ¼h, il est possible de les intégrer, moyennant un investissement raisonnable, dans toutes les données récoltées et les processus d'établissement de bilan et de facturation.

### 1.1 Objectif du document

- (1) Le présent document décrit les compléments des processus de marché existants qui visent la gestion des clients sans courbe de charge changeant de fournisseur et qui sont indispensables à la libéralisation totale du marché de l'électricité, en partant de l'hypothèse que l'art. 8, al. 5 de l'OApEI soit adapté afin que les consommateurs et les producteurs dont la courbe de charge n'est pas mesurée aient la possibilité de changer de fournisseur.
- (2) La présente recommandation d'action s'appuie sur les recommandations de la branche existantes:
  - AES Balancing Concept CH (BC-CH 2012)
  - AES Metering Code CH (MC-CH 2012)
  - AES Document d'application pour les processus standardisés d'échange de données dans le marché électrique suisse (SDAT-CH 2012)



- (3) Le document aborde en particulier les adaptations nécessaires en ce qui concerne la mesure, les processus de changement et l'échange de données de mesure. Il décrit en outre la mise en œuvre des nouvelles exigences.

## **1.2 Sources/méthode de travail**

- (1) Le groupe de travail Changement de fournisseur a intentionnellement étayé la solution qu'il propose par des expériences tant positives que négatives en Suisse et à l'étranger. Il a analysé les avantages et les inconvénients de diverses solutions, en particulier l'utilisation et l'importance des profils de charge standard. La solution proposée ici renonce à introduire des profils standardisés habituels selon le modèle allemand et se limite à un seul profil de bande tarifaire. Ceci permet de poursuivre une gestion simple et efficace des processus.

## **1.3 Structure du document**

- (1) En principe, les processus de changement nécessaires et l'échange de données de mesure sont définis dans les documents cités ci-dessus. Ce document décrit uniquement les processus complémentaires et les facteurs importants les influençant.





## 2. Vue d'ensemble de la solution retenue

- (1) La solution élaborée se compose de deux mesures pour les clients changeant de fournisseur:
  - a) Abaissement de la limite de la mesure impérative de la courbe de charge (des 100'000 kWh actuels à 50'000 kWh par an). La limite de puissance de raccordement de 30 kVA pour les unités de production et les processus en place jusqu'à présent sont conservés
  - b) Nouvelle possibilité nommée «procédure de rechange avec profil tarifaire», qui permet également aux consommateurs finaux dont la consommation ne dépasse pas 50'000 kWh par an et aux unités de production dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA et dont la courbe de charge n'est pas mesurée de changer de fournisseur. Cette solution exige cependant au moins un relevé de compteur à chaque trimestre. La valeur trimestrielle peut également s'appuyer sur un relevé par le consommateur/producteur ou sur une évaluation, pour autant que la qualité des données réponde aux exigences.
- (2) Il est toujours possible de mesurer sur une base volontaire la courbe de charge pour les clients changeant de fournisseur cités au point b).

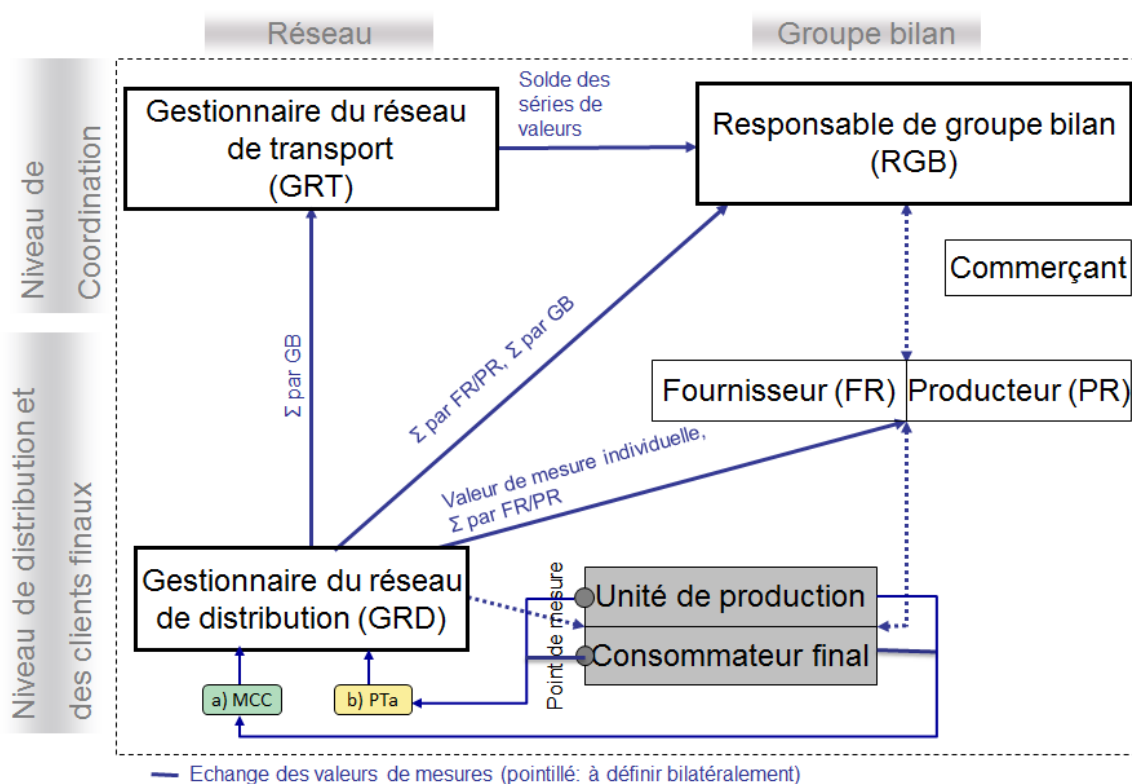


Figure 1 : Echange de données de mesure avec courbe de charge (MCC) ou profil tarifaire pour les unités de production ou consommateurs finaux et les GRD

- (3) L'illustration suivante montre les trois éléments centraux de la gestion des clients changeant de fournisseur lors de la seconde étape de l'ouverture du marché.
  - Mesure de la courbe de charge pour les sites consommant plus de 50'000 kWh par an et les unités de production dont la puissance de raccordement dépasse 30 kVA



- Profil tarifaire
- Relevé trimestriel

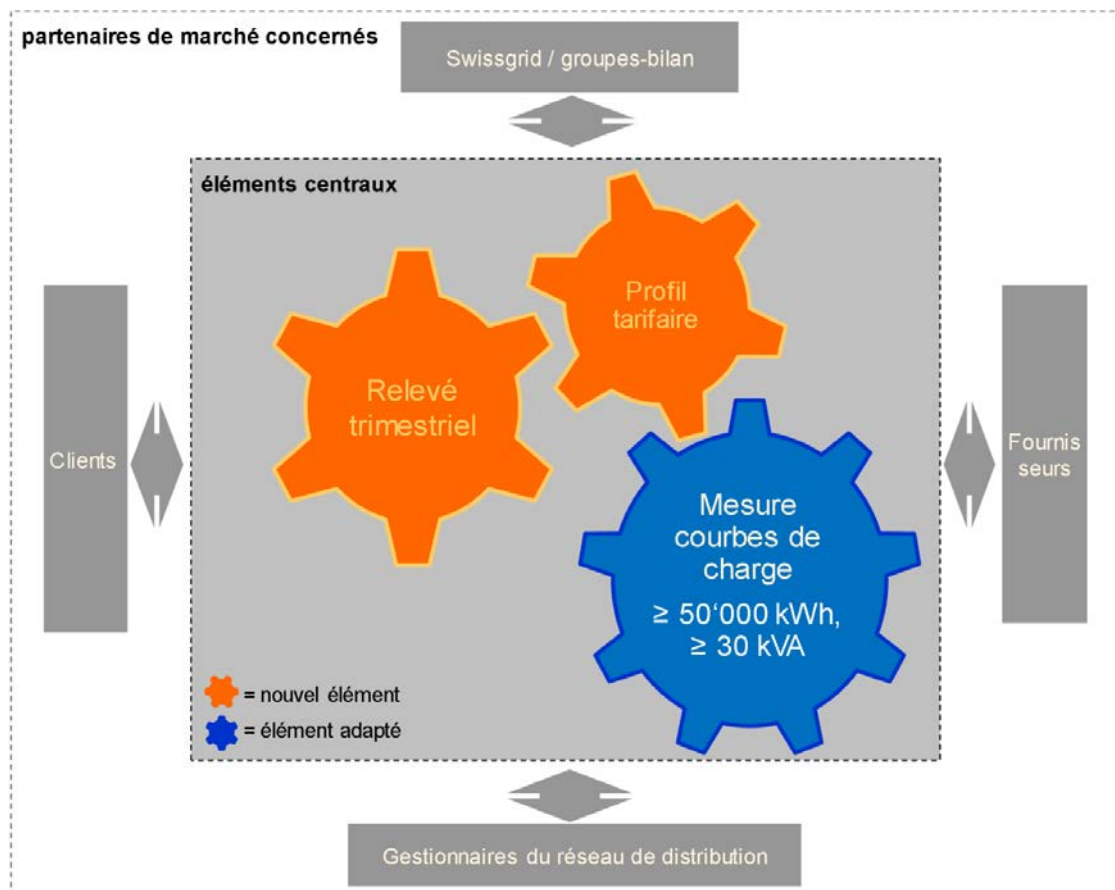


Figure 2 : Eléments centraux de la solution suisse et partenaires de marché concernés

## 2.1 Nouvelle limite de consommation pour la mesure de la courbe de charge des clients changeant de fournisseur

- (1) Lors de la libéralisation totale du marché suisse de l'électricité, la branche va faire baisser la limite figurant dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité relative aux mesures de courbes de charge avec transmission automatique des données. Ainsi, ces mesures deviendront obligatoires pour les clients changeant de fournisseur dont la consommation dépassera non plus 100'000 kWh, mais 50'000 kWh par an. Les gestionnaires de réseau de distribution sont libres de fixer une limite plus basse. En outre, tout acteur du marché peut exiger à ses frais l'installation de mesures de courbes de charge par le GRD.
- (2) Aucun changement n'intervient quant aux processus de changement et à l'échange de données pour les consommateurs finaux et les unités de production avec mesure de la courbe de charge.
- (3) L'abaissement de la limite convenu par la branche permet d'améliorer la précision et la fiabilité lors de l'établissement des bilans et des pronostics.



- (4) Si, pour ses processus de marché internes, un GRD installe de son propre chef une mesure de la charge pour les clients changeant de fournisseur dont la consommation est inférieure à 50'000 kWh, il doit aussi la mettre à la disposition de manière non discriminatoire de tous les autres acteurs du marché y ayant droit.

## **2.2 Profils tarifaires (PTa) pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur**

- (1) Pour la gestion des clients sans courbe de charge changeant de fournisseur, il s'est avéré que l'utilisation d'un profil tarifaire personnalisé pour chaque client est la solution la plus adéquate.
- (2) Par profil tarifaire, on sous-entend dans un cas concret les mêmes valeurs au quart d'heure par période tarifaire. Elles sont générées en établissant les valeurs HT/BT relevées tous les trimestres pour les quarts d'heure concernés dans le trimestre. Les détails à ce sujet sont décrits aux chapitres 5 et 6.
- (3) La série chronologique avec PTa est remise quotidiennement aux fournisseurs afin que le processus d'envoi de données soit entrepris de la même manière que pour les clients dont les courbes de charge sont mesurées.

## **2.3 Relevé trimestriel pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur**

- (1) Dans le but de garantir le cycle de décompte mensuel, les compteurs des clients sans courbe de charge changeant de fournisseur devraient en principe être aussi relevés chaque mois. Etant donné que les processus de décompte autorisent une certaine marge d'erreur et qu'un relevé mensuel ne peut être exigé des GRD, un cycle de relevé de trois mois a été fixé à la fin de chaque trimestre. Il est ainsi tenu compte du fait que durant les deux premiers mois du trimestre, le décompte se fait sur la base des valeurs historiques et qu'à la fin du trimestre, quand les valeurs ont effectivement été relevées, elles sont corrigées après coup. Il est aussi possible de confier le relevé trimestriel au consommateur/producteur ou de procéder à une évaluation.



### 3. Installation de mesure



- (1) Les directives pertinentes relatives aux installations de mesure sont consignées dans la recommandation de la branche pour le marché de l'électricité suisse «Metering Code Suisse» (MC – CH). La gestion des clients changeant de fournisseur comme proposé dans le présent document a une incidence sur les exigences relatives aux installations de mesure des consommateurs finaux et des unités de production.

#### **Demande de modification du document MC – CH**

- (2) Les exigences minimales relatives aux installations de mesure, fixées au chapitre 1.4 du document MC – CH, doivent être adaptées. Les nouvelles exigences minimales ci-après doivent être appliquées à tous les consommateurs finaux et unités de production qui exercent leur droit de choisir librement leur accès au réseau lors de la libéralisation totale du marché:
- Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 50'000 kWh et les unités de production dont la puissance maximale est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de courbe de charge avec transmission automatique des données
  - Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50'000 kWh et les unités de production dont la puissance maximale ne dépasse pas 30 kVA n'ont pas besoin d'adapter leurs installations de mesure. Cependant, certains changements dans les processus subséquents – acquisition des données et traitement des données – sont nécessaires
- (3) En raison de ces nouvelles exigences minimales, le tableau 1, «Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure» figurant au point 1.4 du document MC – CH doit être adapté comme suit (voir tableau 1).



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		
A	Consommateurs finaux et unités de production dont la puissance maximale ne dépasse pas 30 kVA qui n'ont pas accès au réseau ou consommateurs finaux qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau <sup>5</sup>	kWh kW <sup>2</sup> kvarh <sup>4</sup>	Simple ou double tarif <sup>1</sup> Eventuellement puissance maximale au ¼h <sup>2</sup> Eventuellement puissance énergie réactive <sup>4</sup> Relevé <sup>3</sup> : p. ex. mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel	Pas de mise à disposition	P. ex. mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel <sup>3</sup>	Le choix <ul style="list-style-type: none"> <li>- du type de mesure</li> <li>- de la période de relevé</li> <li>- de la mise à disposition des données relève de la compétence du gestionnaire de réseau.</li> </ul>
B	Consommateurs finaux dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50'000 kWh/a et unités de production dont la puissance maximale ne dépasse pas 30 kVA qui font usage de leur droit d'accès au réseau	kWh kW <sup>2</sup> kvarh <sup>4</sup>	Simple ou double tarif <sup>1,6</sup> Eventuellement puissance maximale au ¼h <sup>2,6</sup> Eventuellement puissance énergie réactive <sup>4,6</sup> Relevé: au minimum à la fin de chaque trimestre	Profil tarifaire (PTa) au ¼h du jour précédent pour le jour ouvrable suivant	Au minimum chaque trimestre	Pour les clients avec courbe de charge changeant de fournisseur, voir la ligne C.
C	Consommateurs finaux dont la consommation annuelle dépasse 50'000 kWh/a qui font usage de leur droit d'accès au réseau et unités de production dont la puissance maximale dépasse 30 kVA <sup>5</sup> ainsi que tous les points de transition entre les différents réseaux	kWh kvarh <sup>4</sup>	Mesure de la courbe de charge au ¼h (sans tarif) avec énergie active et éventuellement énergie réactive	Jour ouvrable suivant	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

<sup>1</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau chez lesquels un compteur à simple ou à double tarif doit être installé.

<sup>2</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau chez lesquels en plus, la mesure de la puissance maximale au ¼h (kW) est nécessaire.

<sup>3</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les dates de relevé.

<sup>4</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau nécessitant la mesure de l'énergie réactive (kvarh). Au point de transition vers le réseau de transport, l'énergie réactive doit être impérativement mesurée.

<sup>5</sup> Le client final ou son mandataire peut demander la mise à disposition des données de mesure.

<sup>6</sup> Facultatif: une mesure de la courbe de charge au ¼h peut être installée par le GRD sur demande et à la charge du client ou du fournisseur



#### 4. Relevé et lecture à distance par le GRD



- (1) Les directives relatives à l'acquisition des données de mesure sont consignées dans la recommandation de la branche pour le marché de l'électricité suisse «Metering Code Suisse» (MC – CH). La gestion par PTa des clients changeant de fournisseur dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50'000 kWh et des unités de production dont la puissance maximale ne dépasse pas 30 kVA a une influence sur la fréquence de relevé chez ces clients.
- (2) Le GRD doit s'assurer qu'une valeur exploitable pour la facturation est disponible pour ces clients au minimum à chaque fin de trimestre (31 mars, 30 juin, 30 septembre, 31 décembre). Le relevé doit avoir lieu à partir du 10e jour ouvrable précédant la fin du trimestre. Cela permet de garantir que le GRD peut remplir son obligation de fourniture pour le PTa (5e jour ouvrable du mois suivant).



## 5. Etablissement par le GRD d'un PTa pour chaque client



### 5.1 Sortie des données du relevé/de la lecture à distance

#### 5.1.1 Clients avec courbe de charge changeant de fournisseur

- (1) La gestion des clients avec courbe de charge changeant de fournisseur s'effectue sur la base des documents de la branche actuels.

#### 5.1.2 Clients sans courbe de charge changeant de fournisseur

- (1) Dans le cas d'un client dont la courbe de charge n'est pas mesurée, la sortie des données du relevé/de la lecture à distance est en principe un index de compteur avec horodatage. Une quantité de consommation est habituellement composée et calculée dans le système de décompte, à partir des index de compteur actuel et précédent. Le document d'application de l'AES E-Invoicing règle l'échange de factures nécessaire.
- (2) Ces clients sans courbe de charge doivent être mis au bénéfice d'un PTa au ¼h calculé en propre pour chacun d'entre eux afin de disposer d'une série chronologique de remplacement propre à assurer le bon déroulement des tâches et des décomptes des groupes-bilan.

### 5.2 Exigences pour le PTa

- (1) A la fin de chaque trimestre, la somme des valeurs de remplacement au ¼h doit correspondre aux quantités d'énergie effectivement relevées.
- (2) A la fin de chaque trimestre, le rapport entre HT et BT du PTa doit correspondre au rapport effectivement relevé.
- (3) S'il est impossible de déterminer le rapport issu des quantités d'énergie effectivement relevées (compteur à simple tarif), c'est le rapport du pool virtuel de clients avant déduction du PTa qui est déterminant.
- (4) Pour une période de relevé donnée (d'une durée maximale de trois mois), toutes les valeurs HT au ¼h sont identiques. Cela vaut également pour les valeurs BT au ¼h (caractéristique de bande pour le HT et le BT).
- (5) Les valeurs non validées du PTa doivent être disponibles quotidiennement, d'une part pour le calcul du pool virtuel de clients et d'autre part pour l'envoi aux fournisseurs.



### 5.3 Méthodologie de calcul possible pour les données de décompte

- (1) D'une manière générale, les GRD sont libres de choisir leur propre manière de procéder pour remplir les exigences. Une possibilité de mise en œuvre pour un GRD figure ci-après à titre indicatif.

#### 5.3.1 Calcul du profil tarifaire (PTa) des compteurs à double tarif (compteurs HT/BT)

- (1) Préparation: établir les séries chronologiques de référence:

série chronologique de référence	Description
Nombre de ¼h HT pour le T	Détermination du nombre de valeurs HT au ¼h pour le trimestre (dépendances aux heures tarifaires, nombre de jours pour le trimestre, nombre de week-ends, etc.)
Nombre de ¼h BT pour le T	Détermination du nombre de valeurs BT au ¼h pour le trimestre (dépendances aux heures tarifaires, nombre de jours pour le trimestre, nombre de week-ends, etc.)
Bande HT «1»	Etablissement de la bande HT non adaptée aux quantités (valeur HT «1», valeur BT «0»)
Bande BT «1»	Etablissement de la bande BT non adaptée aux quantités (valeur HT «0», valeur BT «1»)

- (2) Calculer la quantité de consommation trimestrielle ( $QC_T$ ):

- Etape 1: Les index de compteur de fin de trimestre pour le HT et le BT sont mis à disposition du système pour le traitement des données (p. ex. système de lecture à distance, de relevé, de gestion des données d'énergie EDM ou de décompte).
- Etape 2: Le système calcule la  $QC_{THT}$  comme différence entre les index de compteurs HT actuels et précédent set la  $QC_{TBT}$  comme différence entre les index de compteurs BT actuels et précédents de début de trimestre (prendre en compte le cas échéant les facteurs de mesure).
- Etape 3: La  $QC_T$  est validée à l'aide de données historiques ou de valeurs limites basées sur le Metering Code.

- (3) Calculer pour chaque client des valeurs HT et BT au ¼h:

- Etape 4: Valeur HT au ¼h =  $QC_T$  HT/nombre de ¼h HT pour le trimestre (calcul pour chaque client des valeurs HT au ¼h pour le trimestre)
- Etape 5: Valeur BT au ¼h =  $QC_T$  BT/nombre de ¼h BT pour le trimestre (calcul pour chaque client des valeurs BT au ¼h pour le trimestre)

- (4) Calculer les bandes HT et BT adaptées aux quantités:

- Etape 6: Bande HT adaptée aux quantités = Bande HT «1» \* valeur HT au ¼h (multiplication de la bande HT non adaptée aux quantités par la valeur HT au ¼h pour chaque client)
- Etape 7: Bande BT adaptée aux quantités = Bande BT «1» \* valeur BT au ¼h (multiplication de la bande BT non adaptée aux quantités par la valeur BT au ¼h pour chaque client)





(5) Calculer le profil tarifaire PTa:

Etape 8: Le PTa est obtenu par addition des bandes adaptées aux quantités (HT et BT)

(6) **Remarque:** Afin d'assurer que les quantités totales des PTa correspondent bien aussi pour de faibles consommations et que des erreurs d'arrondi soient évitées, les étapes 4 à 7 sont calculées avec la formule suivante:

$$\text{Round}(n\text{Energie} / n\text{AnzWerte} * (nZ1 + 1), 3) - \text{Round}(n\text{Energie} / n\text{AnzWerte} * nZ1, 3)$$

### Légende

nEnergie = énergie in kWh (différence de deux indexes de compteurs)

nAnzWerte = nombre d'intervalles de 15 minutes (1 jour = 96 intervalles)

nZ1 = Compteurs

Round(X,3) = Arrondir à 3 places après la virgule

Une table de travail Excel publiée avec ce document montre comment le PTa est calculé à partir des relevés trimestriels.

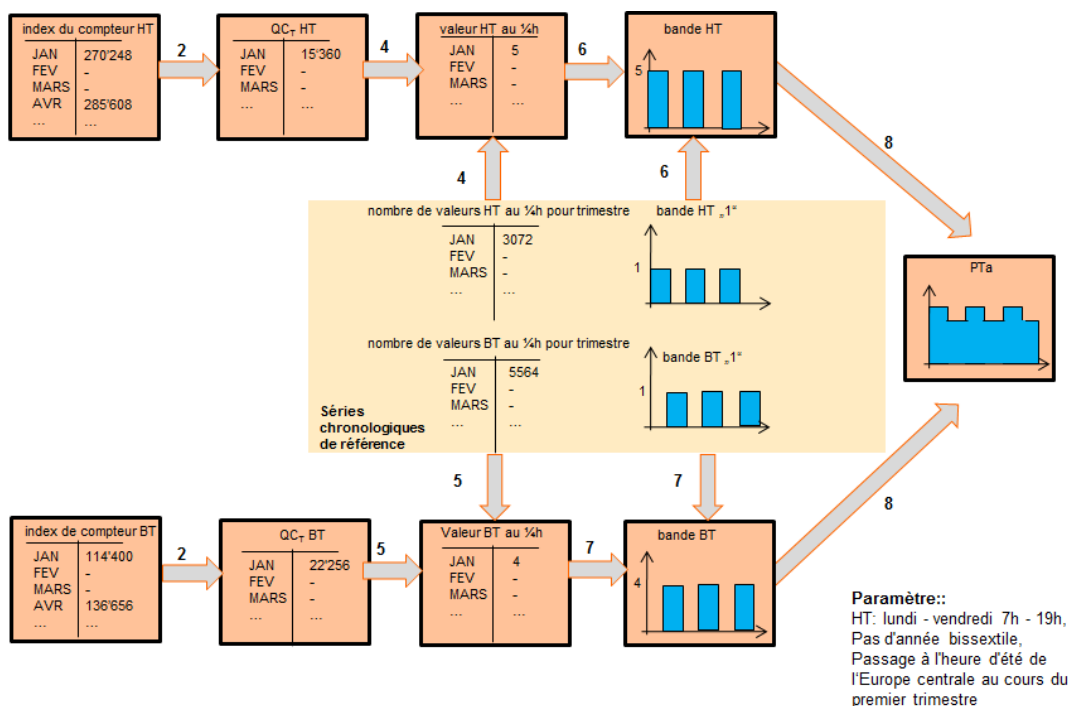


Figure 3 : Visualisation des étapes de calcul du PTa pour les compteurs à double tarif pour le premier trimestre



### 5.3.2 Calcul du profil tarifaire (PTa) des compteurs à simple tarif

(1) Préparation: établir les séries chronologiques de référence

Série chronologique de référence	Description
Rapport trimestriel HT/BT du pool de clients(RPCT)	Détermination du rapport HT/BT du pool virtuel de clients avant déduction des PTa (p. ex. part HT = 0,4) à la fin du trimestre.

(2) Etablissement de la quantité de consommation trimestrielle (QC<sub>T</sub>):

- Etape 1: L'index de compteur ST est mis à disposition du système pour le traitement des données (p. ex. système de lecture à distance, de relevé, de gestion des données d'énergie EDM ou de décompte) à la fin du trimestre.
- Etape 2: Le système calcule la QC<sub>T</sub> comme différence entre les index de compteur actuels et précédents (prendre en compte le cas échéant des facteurs de mesure).
- Etape 3: La QC<sub>T</sub> est validée à l'aide de données historiques ou de valeurs limites basées sur le Metering Code.

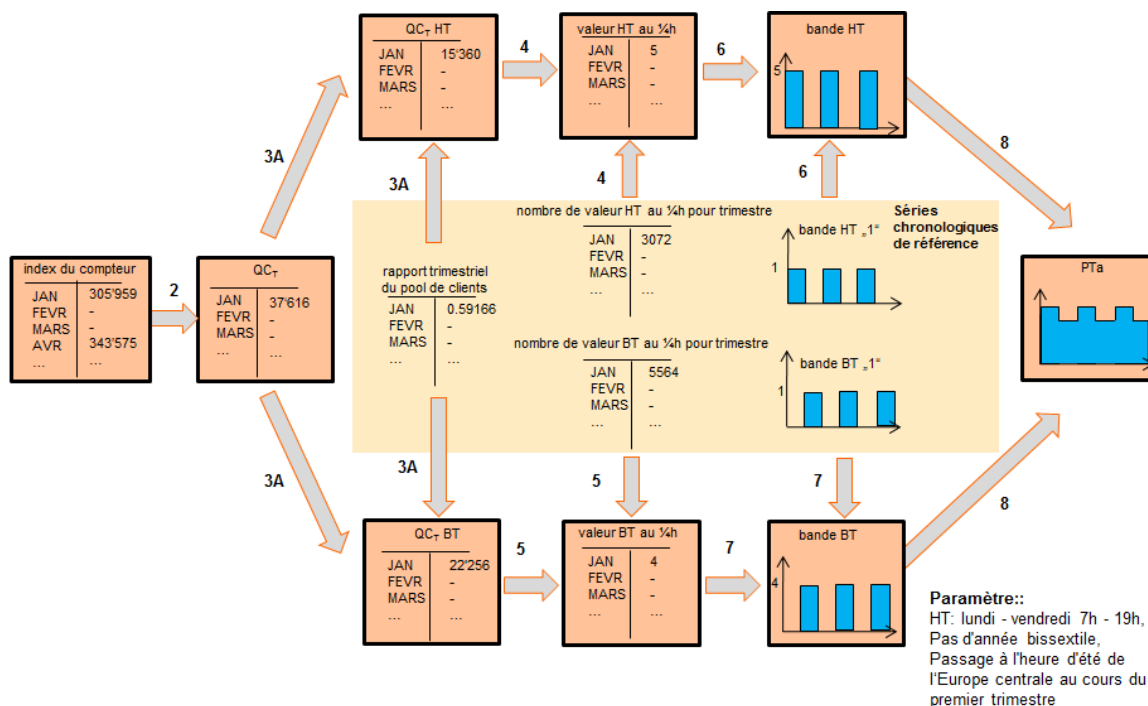


Figure 4 : Visualisation des étapes de calcul du PTa pour les compteurs à simple tarif pour le premier trimestre

(3) Calculer les quantités de consommation HT et BT trimestrielle:

- Etape 3A:  $QC_{T\ HT} = RPC_T * QC_T$  et  $QC_{T\ BT} = QC_T - QC_{T\ HT}$  (répartition de la quantité d'énergie du client à simple tarif en HT et BT)



- (4) Calculer pour chaque client les valeurs HT et BT au ¼h:

Etapes 4 et 5, voir chapitre 5.3.1

- (5) Calculer les bandes HT et BT adaptées aux quantités:

Etapes 6 et 7, voir chapitre 5.3.1

- (6) Calculer le profil tarifaire PTa:

Etape 8, voir chapitre 5.3.1

### **5.3.3 Dimension temporelle: mise à disposition des prévisions et des corrections**

- (1) La méthode de calcul des profils tarifaires décrite se base sur les index de compteurs relevés (cf. étape 1 dans les chapitres 5.3.1 et 5.3.2). Comme le relevé est établi chaque trimestre, le calcul ne peut être effectué qu'à la fin d'un trimestre avec effet rétroactif (p. ex. début avril pour le 1er trimestre).
- (2) Lors de l'échange de données à la fin de chaque mois, le profil tarifaire doit être défini comme «réel» afin que les agrégats mensuels pour le décompte des groupes-bilan conservent également l'état «réel». Après le relevé, les valeurs estimées sont remplacées par les quantités de consommation effectives (QCT), les profils et les agrégats sont recalculés et envoyés à nouveau avec l'état «réel» pour les trois mois précédents.

### **5.4 Traitement quotidien des données**

- (1) De la même manière que les clients dont la courbe de charge est mesurée, les clients avec un PTa ne font plus partie du pool virtuel de clients.
- (2) Aucune données effectivement relevées ne sont disponibles pour l'envoi quotidien du PTa. Par conséquent, le PTa est calculé sur la base d'une consommation trimestrielle historique en lieu et place d'une quantité de consommation effectivement relevée. En principe, l'on applique la valeur du trimestre de l'année précédente. Dans certains cas (p. ex. nouvelles consommations), les gestionnaires de réseau ne pourront qu'effectuer une estimation imprécise. Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseau de distribution de décider quelles procédures sont les plus adéquates pour les clients.
- (3) Les fournisseurs sont libres de déterminer dans quelle mesure leur acquisition d'énergie doit s'appuyer sur les données non validées du gestionnaire de réseau de distribution.
- (4) Même si les données sont remises quotidiennement, les profils ne doivent pas forcément être calculés à cette même fréquence. Les calculs peuvent être effectués dans des périodes où le système est moins chargé.



## 6. Préparation et livraison des données



- (1) L'introduction de PTa calculés sous forme de séries chronologiques de ¼h ne change rien au processus de livraison des données tant établis qu'éprouvés selon le document SDAT-CH. Des séries chronologiques de ¼h standardisées sont également transmises pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur.
- (2) Les PTa transmis à partir des données antérieures remplissent deux fonctions durant les deux premiers mois du trimestre. D'une part, ils peuvent être utilisés – tout comme les courbes de charge du jour précédent livrées quotidiennement – par les fournisseurs pour élaborer des prévisions relatives à leur groupe-bilan. D'autre part, ils représentent des valeurs de décompte à partir desquelles le GRD peut constituer les sommes des groupes-bilan actuelles durant les mois intermédiaires (février, mars, mai, juin, août, septembre, novembre et décembre). Pour que l'effort du GRD reste moindre, les valeurs antérieures dont le statut est «réel» peuvent déjà être envoyées aux fournisseurs. Cela permet, durant les mois intermédiaires, de ne pas effectuer une nouvelle livraison de données des PTa quotidiens aux fournisseurs après la fin du mois.
- (3) De même que pour les MCC, il revient aux acteurs du marché ayant-droit de livrer les PTa quotidiennement. Ils peuvent également choisir d'envoyer une nouvelle fois après la fin du mois les données pour le mois entier sous forme de séries chronologiques valables pour le décompte (aussi statut «réel»), ce afin que le processus soit similaire à celui appliqué aux clients dont la courbe de charge est mesurée.
- (4) A la fin d'un trimestre (mois de janvier, avril, juillet et octobre), le GRD envoie – pour les clients avec PTa – avec le statut «réel» et comme livraison corrigée les PTa basés sur les données relevées de tout le trimestre précédent. En plus des PTa, les agrégats dépendants (CCA par fournisseur et groupe-bilan) doivent être également envoyés (voir tableau 3).



## 7. Etablissement du bilan

- (1) L'établissement du bilan de réseau consiste à opposer les injections et les soutirages dans une zone de desserte. Cela inclut en particulier l'attribution de points de mesure aux fournisseurs et le calcul d'agrégats (pool virtuel de clients, énergies brutes, sommes des fournisseurs et des groupes-bilan). (Ces termes sont définis dans le glossaire pour les règles du marché électrique suisse (Swissgrid, 2010)).

### 7.1 Définitions

- (1) Dans le cas de clients changeant de fournisseur, les séries chronologiques ci-après sont déterminantes à partir de la seconde étape de libéralisation du marché (pour les prévisions, les décomptes et l'établissement de bilans).


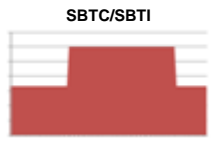
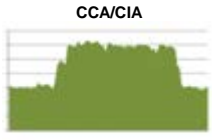
Type de série chronologique	Désignation (selon le document SDAT)	Description	Graphique
Séries chronologiques simples	SVC/SVI	Série chronologique courbe de charge/courbe d'injection (pour les clients dont la courbe de charge est mesurée)	
		Série chronologique bande tarifaire de charge, Série chronologique bande tarifaire d'injection (pour les clients avec PTa calculé)	
Agrégats	CCA/CIA	Sommes des courbes de charge/d'injection (agrégats des fournisseurs et des groupes-bilan)	

Tableau 2 : Séries chronologiques déterminantes pour les prévisions, l'établissement de bilans et les décomptes

### 7.2 Echange de données entre acteurs du marché

- (1) Le GRD doit désormais également créer des PTa et les envoyer tous les trimestres. Aucune modification supplémentaire n'affecte les autres acteurs du marché, car des séries chronologiques au ¼h sont traitées pour tous les clients changeant de fournisseur (que leur courbe de charge soit mesurée ou qu'ils disposent d'un PTa).

Emetteur	Destinataire	Message	Périodicité	But
GRD	FR/PR	SVC/SVI	1 fois par jour	Prévisions
GRD	FR/PR	SVC/SVI	1 fois par mois	Décompte du client final
			1 fois par trimestre	
GRD	RGB/ FR/PR	CCA/CIA par FR/PR + par RGB	1 fois par mois	Décompte des groupes-bilan
			1 fois par trimestre	
GRD	GRT	CCA/CIA par RGB	1 fois par mois	
			1 fois par trimestre	

Tableau 3 : Flux de données de mesure entre les acteurs du marché



### 7.3 Processus de correction

- (1) Conformément au Metering Code, les données énergétiques validées envoyées par les acteurs du marché peuvent être corrigées sans justifications particulières par ces mêmes acteurs du marché pendant une durée de six mois après la fin du mois de livraison prévu. Cette possibilité permet de corriger après la fin d'un trimestre – à l'aide des valeurs au 1/4h effectivement relevées et nouvellement établies – les valeurs livrées et décomptées durant les premiers deux mois intermédiaires.
- (2) Un processus simplifié dans lequel les trois premiers trimestres sont décomptés sur la base d'évaluations peut être appliqué. Dans ce cas, la différence entre les trois premiers trimestres et le relevé annuel influence la quatrième trimestre. une livraison de correction ne s'applique qu'aux deux premiers mois du quatrième trimestre. Le troisième mois du quatrième trimestre se base sur la valeur relevée et ne doit pas être corrigé.



## **8. Décompte des rétributions pour l'utilisation du réseau**

- (1) Le cycle de décompte des rétributions pour l'utilisation du réseau est basé sur le cycle de relevé du gestionnaire de réseau de distribution. Le document d'application «E-Invoicing im Strommarkt CH» (E-Invoicing dans le marché suisse de l'électricité) définit le processus et le cycle.
- (2) Le GRD doit assurer que les quantités du PTa envoyé sont identiques avec les quantités figurant dans les factures d'utilisation du réseau.



## 9. Adaptation des autres documents de la branche

- (1) Les organes responsables doivent vérifier si, du fait des exigences du présent document, il est nécessaire d'effectuer des modifications dans les documents de la branche ci-après. Le cas échéant, ils doivent adapter ces documents à l'avance, pour la seconde étape de l'ouverture du marché de l'électricité:

- Metering Code
- SDAT-CH
- E-Invoicing
- Manuel SDAT-CH
- Balancing Concept
- Modèle d'utilisation du réseau suisse de distribution
- Réseaux de faible envergure

### 9.1 Propositions concrètes pour l'adaptation du Metering Code

- (1) En plus des adaptations déjà mentionnées, les éléments complémentaires suivants (liste non exhaustive) doivent être pris en compte:

- D'une manière générale, il faut abaisser la limite de mesure de la courbe de charge de 100'000 à 50'000 kWh par an
- Le tableau 1, «Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure», doit être adapté selon la représentation au chapitre 3 du présent document
- Nouveau sous-chapitre: «5.5 Calcul des profils tarifaires (PTa) pour les clients sans courbe de charge changeant de fournisseur». Ce chapitre reprend le texte figurant aux points 5.1.2 et 5.2 du présent document
- Pour calculer le pool virtuel de clients et d'autres agrégats, il faut prendre en compte les PTa en plus des courbes de charge
- Les cycles de relevé doivent être compatibles avec un relevé trimestriel
- Au chapitre 8.2 «Echéances de relevé/télérelevé et de livraison», il faut ajouter, après le point 8.2.3 «Compteur avec mémorisation de la courbe de charge», un point supplémentaire intitulé «Profils tarifaires (PTa)», qui contienne les résultats du chapitre 6

#### 8.2.4. Profils tarifaires (PTa)

En ce qui concerne les délais de livraison, les profils tarifaires (PTa) sont traités de la même manière que les courbes de charge. Cependant, il faut tenir compte du fait que les données prévisionnelles avec le statut «R» (réel) sont livrées après les deux premiers mois du trimestre. Les données des deux premiers mois sont envoyées à la fin du trimestre avec les données au ¼h relevées et élaborées comme livraison corrigée, avec le statut «R» également. Le troisième mois du trimestre est livré directement avec les valeurs corrigées.

Les mêmes exigences que celles régissant les séries chronologiques simples s'appliquent lors de l'utilisation de PTa dans des agrégats. Par conséquent, il faut également distribuer les agrégats des deux premiers mois à la fin du trimestre, comme livraison corrigée.

- Fréquence de relevé/télérelevé: tous les trimestres (T1)
- Plage temporelle de relevé: La date exacte peut différer de 10 jours ouvrables par rapport à la date d'échéance théorique
- Livraison des données: à titre informatif le jour ouvrable suivant jusqu'à 10h00 (T2) et pour la facturation au plus tard le 5e et le 10e jour ouvrable de chaque mois pour le mois précédent (T3) ...





## 9.2 Propositions concrètes pour l'adaptation du SDAT-CH

- (1) Le document de la branche «Echange de données standardisé pour le marché du courant électrique CH (SDAT-CH)» décrit les processus nécessaires pour les changements de fournisseurs et de producteurs. Du fait de l'ouverture totale du marché suisse de l'électricité, ces processus doivent être adaptés et le cas échéant complétés selon la description ci-après.

### 9.2.1 Nouveau processus de «résiliation» d'une demande de modification du document SDAT – CH

- (1) Un nouveau processus de résiliation doit être défini au chapitre «3.2 Fournisseurs» du document de la branche SDAT– CH:

Cas d'application	Résiliation
Brève description	Le processus décrit les interactions entre le nouveau et l'ancien fournisseur en ce qui concerne les résiliations de contrats de livraison d'électricité mandatées par des consommateurs finaux.
Précondition	Le consommateur final a donné au nouveau fournisseur une procuration qui lui permet de résilier son contrat de livraison avec l'ancien fournisseur.
Post condition	L'ancien fournisseur a accepté ou refusé la résiliation du contrat de livraison entre le consommateur final et l'ancien fournisseur.

Tableau 4 : Description structurée d'une résiliation

- (2) L'échange d'informations entre le nouveau et l'ancien fournisseur s'effectue automatiquement sur la base du standard de modélisation ebIX, qui est déjà appliqué actuellement. L'automatisation du processus de résiliation facilite le processus de changement pour le consommateur final et le fournisseur. Grâce à ce complément, les fournisseurs peuvent réaliser l'ensemble du processus de changement pour les consommateurs finaux.

### 9.2.2 Processus adapté pour une «Modification des données de référence» – Demande de modification du document SDAT – CH

- (1) Le point «3.4.1 Modification des données de référence» de la recommandation de la branche SDAT – CH décrit les échanges de données – du point de vue du consommateur final/du point de comptage et de mesure – lorsque les données de référence ont été modifiées. En raison de la libéralisation partielle actuelle du marché suisse de l'électricité, qui concerne une petite partie des consommateurs finaux bénéficiant d'un accès libre au réseau, l'échange de données lorsque des données de références sont modifiées s'effectue jusqu'à présent de manière non structurée, par e-mail ou par fax. Dès que l'ensemble des consommateurs finaux présents sur le marché de l'électricité suisse accéderont librement au réseau, il deviendra impératif de structurer et de standardiser l'échange de données pour les modifications de données de référence.
- (2) La partie «3.4.1 Modification des données de référence» de la recommandation de la branche SDAT – CH doit être adaptée de sorte que l'échange de données, dans le cas où les données de référence ont été modifiées, s'effectuent dans une large mesure de manière automatisée. Il est en outre nécessaire d'introduire de nouveaux diagrammes de classes pour les modifications des données de référence sur la base des standards de modélisation ebIX. Cela permet p. ex. d'échanger les données de références ci-après des consommateurs finaux ou des points de comptage et de mesure:
  - Changement du nom et de l'adresse d'un consommateur final
  - Changement du nom et de l'adresse de facturation d'un consommateur final



- Changement d'une procédure de profil de charge à une mesure de la courbe de charge
- Changement du groupe-bilan attribué à un consommateur final

### **9.2.3 Processus adapté pour une «Demande de renseignements sur des données commerciales» – Demande de modification du document SDAT – CH**

- (1) Le point «3.4.3 au point «3.4.3. Demande de renseignements sur des données commerciales» de la recommandation de la branche SDAT – CH. L'on a également renoncé à la structuration et la standardisation des échanges de données dans le cadre de ce processus, en raison de la libéralisation partielle actuelle du marché suisse de l'électricité. Lors d'une demande de renseignements sur des données commerciales, l'échange de données s'effectue jusqu'à présent de manière non structurée, par e-mail ou par fax. Dès que l'ensemble des consommateurs finaux présents sur le marché de l'électricité suisse accéderont librement au réseau, il deviendra impératif de structurer et de standardiser l'échange de données pour les demandes de renseignements sur des données commerciales.
- (2) Pour qu'une réponse puisse être donnée à une demande de renseignements sur des données commerciales, il faut que le consommateur final concerné ait accordé une procuration pour le demandeur auprès de la personne à laquelle la demande est adressée. La partie 3.4.3 de la recommandation de la branche SDAT – CH «Demande de renseignements sur des données commerciales» doit être adaptée de sorte que l'échange de données pour les demandes de renseignements sur des données commerciales s'effectue dans une large mesure de manière automatisée. Il est en outre nécessaire d'introduire de nouveaux diagrammes de classes pour les demandes de renseignements sur des données commerciales sur la base des standards de modélisation ebIX. Ces diagrammes permettent des demandes et des échanges pour les données commerciales suivantes:
  - Séries de valeurs de la courbe de charge ou séries de valeurs de la courbe d'injection du consommateur final/de l'unité de production
  - PTa du consommateur final/de l'unité de production
- (3) Dans le cadre de la révision de la recommandation de la branche SDAT – CH, il faut encore clarifier si, lors d'une demande pour des données de mesure, le demandeur doit indiquer une période précise et si la personne à laquelle la demande est adressée doit livrer l'ensemble des données de mesure disponibles et validées pour le point de mesure correspondant (p. ex. pour une période de trois ans). Lors de demandes de renseignements sur des données commerciales concernant des consommateurs finaux et des unités de production dont la courbe de charge n'est pas mesurée, le PTa serait livré au dernier relevé.
- (4) Il n'y aura pas d'échanges automatisés d'index de compteur dans le cadre de demandes de renseignements sur des données commerciales.

