



Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité

Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse

Document de base pour la réglementation des aspects centraux de l'organisation du marché suisse de l'électricité

MMEE – CH 2018

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

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



Impressum et contact

Éditeur

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

Auteurs de la première édition 2005

Stefan Witschi	BKW FMB
Jean Daniel Ayer	SIE
Martin Bettler	RE
Werner Graber	NOK
Peter Imfeld	CKW
Werner Looser	EW Wald
Rolf Meyer	IBA
Ulrich Münch	ESB
Damian Stäger	AEW
Andreas Widmer	ATEL

(* GDP = groupe de projet partiel)

Chef GDP* NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH

Conseils et réalisation

Plaut Economics, Regensdorf (Jörg Wild et Heike Worm)

Direction du projet AES

Peter Betz, Chef du projet MERKUR Access II
Jean-Michel Notz, Chef du groupe de base MERKUR Access II

Auteurs (révision 2008/2009)

Andreas Beer	Rätia Energie	Membre de la NeNuKo
Daniel Bucher	EKZ	Membre de la NeNuKo
Bruno Bühlmann	ews-energie	Membre de la NeNuKo
Werner Graber	NOK	Membre de la NeNuKo
Marco Heer	CKW	Membre de la KoReKo
Daniel Koch	SBB	Membre de la NeNuKo
Bernard Krummen	SIL	Membre de la NeNuKo
Lukas Küng	ewz	Président de la NeNuKo
Philippe Mahler	Polynomics	Conseil et soutien à la rédaction
Rolf Meyer	IBAAarau	Membre de la KoReKo
Conrad Munz	AEW	Président de la KoReKo
Jean-Michel Notz	VSE/AES	Secrétaire de la NeNuKo
Andrea Testoni	AEMassagno	Membre de la NeNuKo
Stefan Witschi	BKW FMB	Membre de la NeNuKo
Heike Worm	Polynomics	Conseil et soutien à la rédaction



Auteurs (révision 2010)

Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeNuKo, chef du GT Raccordement de secours
Werner Graber	Axpo SA	Membre de la NeNuKo, chef du GT Consommation propre des centrales
Bernard Krummen	SIL	Membre de la NeNuKo
Jean-Michel Notz	VSE/AES	Secrétaire de la NeNuKo, traitement des adaptations
Bruno Schwegler	WWZ	Membre de la NeNuKo, chef du GT Réseaux de faible envergure
Stefan Witschi	BKW FMB	Membre de la NeNuKo

Auteurs (révision 2015/16)

Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeWiKo, BC, TC, MURT, MURD
Cornel Rüede	Swissgrid	Président de l'ENDAKO, MC
Karl Resch	EKZ	Chef du GT Révision MMEE
Carsten Schroeder	ewz	Membre de la NeWiKo, MURD
Erich Schumacher	CKW	Membre de la NeWiKo, MURD
Olivier Stössel	VSE/AES	Secrétariat de la NeWiKo
Patrick Widmer	SAK	Membre de la Commission Technique des réseaux, DC

Auteurs (révision 2018)

Michael Beer	CKW	
Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeWiKo
Peter Moos	Axpo	Membre de la NeWiKo, chef du GT, révision du MMEE
Carsten Schroeder	ewz	Membre de la NeWiKo
Olivier Stössel	VSE/AES	Secrétaire de la NeWiKo
Felix Vogt	Axpo	

Responsabilité commission

La commission Économie des réseaux de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Mai 2005	Début des travaux du GDP MURD – CH
14 octobre 2005	Consultation de la branche achevée
1 ^{er} décembre 2005	Approbation par le Comité de l'AES
Printemps 2008	Modifications par l'AES limitées à cause de l'OApEI
18 juin 2008	Adoption des modifications par le Comité de l'AES
Août 2008 à février 2009	Révision intégrale
Mars/avril 2009	Consultation (branche et consommateurs finaux (art. 27, al. 4 OApEI))
9 juillet 2009	Adoption par le Comité de l'AES
Été 2010	Adaptation en fonction des nouvelles connaissances
Automne 2010	Consultation (branche et consommateurs finaux (art. 27, al. 4 OApEI))
2 mars 2011	Adoption par le Comité de l'AES
Février à août 2015	Révision par le groupe de travail
9 mars 2016	Approbation par le Comité de l'AES
Juin / juillet 2018	Révision
Août à octobre 2018	Consultation
5 décembre 2018	Approbation par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 05.12.2018.

Imprimé n° 1000 / f, édition 2018

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

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

Égalité linguistique entre femmes et hommes

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



Sommaire

Avant-propos	7
Introduction	8
1. Fondements du modèle de marché	9
1.1 Principes de base.....	9
1.2 Acteurs du marché	10
1.3 Relations contractuelles sur le marché de l'électricité	11
1.3.1 Relations contractuelles liées au commerce de l'énergie	14
1.3.1.1 Contrat de fourniture d'énergie	14
1.3.1.2 Contrat de groupe-bilan	14
1.3.1.3 Contrat d'appartenance à un groupe-bilan	14
1.3.2 Relations contractuelles liées à l'utilisation du réseau (contrat d'utilisation du réseau).....	14
1.3.3 Relations contractuelles liées au raccordement au réseau et à l'exploitation du réseau.....	15
1.3.3.1 Relations contractuelles pour le raccordement au réseau (contrat de raccordement au réseau)	15
1.3.3.2 Convention d'exploitation.....	15
1.3.3.3 Contrat pour la fourniture de services-système.....	15
1.3.3.4 Facturation des services-système du GRT	15
1.3.4 Relations contractuelles liées aux données de mesure et à la fourniture d'informations.....	15
1.3.5 Bénéficiaires d'un raccordement au réseau de transport.....	16
2. Modèle des groupes-bilan.....	16
2.1 Bases du modèle des groupes-bilan.....	16
2.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle des groupes-bilan	16
2.2.1 Tâches du coordinateur des groupes-bilan (CGB)	16
2.2.2 Tâches du gestionnaire du réseau de transport (GRT)	17
2.2.3 Tâches du responsable de groupe-bilan (RGB)	17
2.2.4 Tâches du groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-ER).....	17
2.2.5 Tâches du gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	17
2.2.6 Tâches des autres acteurs	18
2.2.6.1 Négociants	18
2.2.6.2 Producteurs.....	18
2.2.6.3 Unités de production	18
2.2.6.4 Fournisseurs	18
2.2.6.5 Consommateurs finaux.....	18
2.2.6.6 Bourse de l'électricité (Power Exchange, PX)	19
2.2.6.7 Contrepartie centrale (Central Counterparty, CCP).....	19
2.3 Autres documents concernant le modèle des groupes-bilan.....	19
3. Modèle d'utilisation du réseau.....	19
3.1 Fondements du modèle d'utilisation du réseau	19
3.1.1 Modèle de soutirage	19
3.1.2 Répartition en niveaux de réseau.....	20
3.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle d'utilisation du réseau	21
3.2.1 Gestionnaire du réseau de transport	21
3.2.2 Gestionnaire de réseau de distribution.....	22
3.2.3 GRD en aval et voisin	22
3.2.4 Réseau de faible envergure.....	22



3.2.5	Consommateurs finaux.....	23
3.2.6	Producteur	23
3.2.7	Exploitant de dispositifs de stockage d'électricité	23
3.2.8	Formes mixtes	23
3.3	Autres documents concernant le modèle d'utilisation du réseau.....	23
4.	Raccordement au réseau et exploitation du réseau	24
4.1	Fondements du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau	24
4.2	Tâches des acteurs du marché dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau	24
4.2.1	Gestionnaire du réseau de transport	24
4.2.2	Propriétaire du réseau de transport (PRT)	24
4.2.3	Gestionnaire de réseau de distribution	25
4.2.4	Propriétaire de réseau de distribution (PRD).....	25
4.2.5	Bénéficiaires d'un raccordement au réseau	25
4.2.6	Producteur	25
4.2.7	Responsable de services-système (RSS).....	25
4.3	Autres documents concernant le raccordement au réseau et l'exploitation du réseau	25
5.	Système de mesure et processus d'information	25
5.1	Fondements de la mise à disposition des données de mesure.....	25
5.2	Tâches des acteurs du marché en relation avec la mise à disposition des données de mesure.....	26
5.2.1	Tâches des gestionnaires de réseau (GRT et GRD)	27
5.2.2	Obligation de fourniture des données des gestionnaires de réseau	27
5.2.3	Fourniture des données des prestataires de services de mesure.....	28
5.2.4	Responsable de groupe-bilan (RGB)	28
5.2.5	Fournisseur	28
5.2.6	Gestionnaire du réseau de transport (GRT)	28
5.2.7	Organe d'exécution.....	28
5.2.8	Systèmes de mesure intelligents.....	28
5.3	Autres documents concernant l'échange des données de mesure	28
5.3.1	Document clé et document d'application.....	28
	Annexe 1: Vue d'ensemble des directives des gestionnaires de réseau.....	29

Liste des figures

Figure 1	Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché	12
Figure 2	Niveaux de réseau	21
Figure 3	Échange des données de mesure pour la ventilation / la répartition des coûts de réseau	26

Liste des tableaux

Tableau 1	Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché	14
Tableau 2	Liste des directives selon l'art. 27, al. 4 OApEI	30



Avant-propos

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

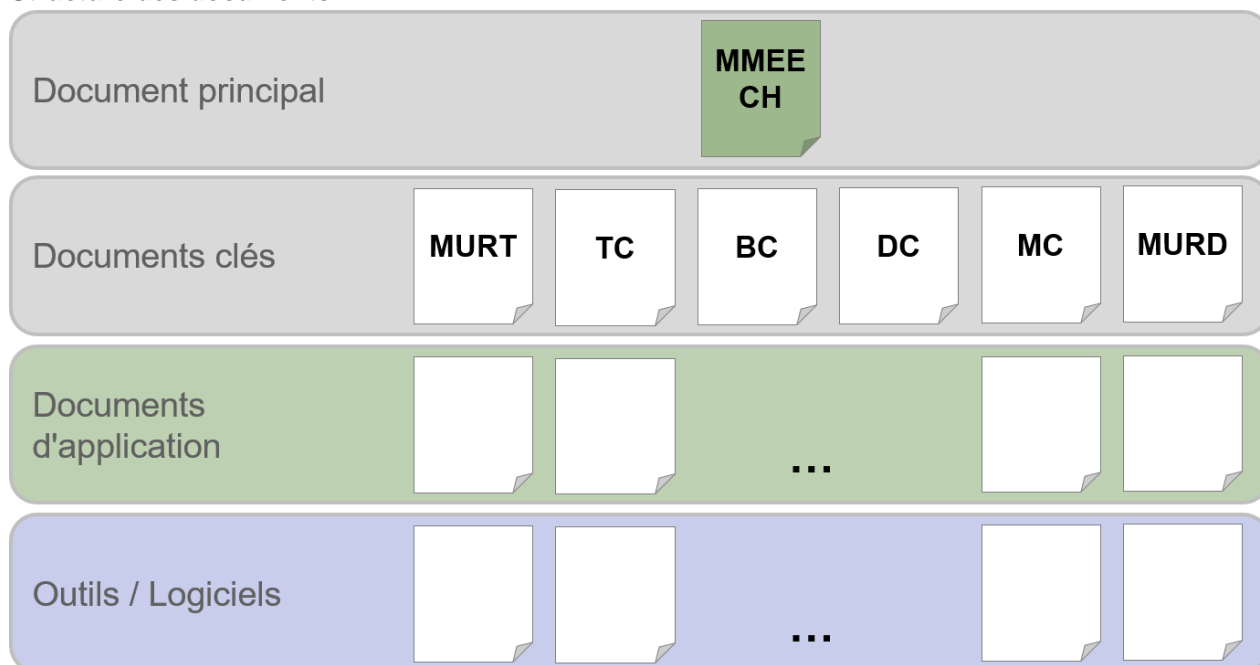
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

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

Le présent document Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE) est le document principal.

Structure des documents



Introduction

Depuis la libéralisation partielle du marché suisse de l'électricité début 2009 et la Stratégie énergétique 2050 initiée en 2012, les acteurs du marché doivent faire face à des changements constants et à un renforcement de la régulation. Les lois réglant l'organisation du marché de l'électricité¹ et la gestion du secteur énergétique² laissent cependant ouverts à l'interprétation certains détails techniques de mise en œuvre et en confient la réglementation de manière subsidiaire aux acteurs du marché. Le présent Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE) constitue le document de base de cet ensemble de règles.

De par ses coûts fixes élevés et ses faibles coûts de transaction (coûts liés à l'acheminement d'un kWh), le réseau électrique représente par nature un marché monopolistique. Le législateur a identifié cette caractéristique et a décidé de ne pas laisser ce domaine aux mains du marché. En sa qualité d'autorité de régulation, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) surveille notamment le domaine monopolistique en poursuivant l'objectif de disposer de réseaux sûrs, efficaces et performants. Le réseau de transport et de distribution est construit et exploité par les propriétaires de réseau et les gestionnaires de réseau dans le cadre de leur mission de marchés publics. Ces acteurs raccordent les consommateurs finaux, les producteurs, les dispositifs de stockage d'électricité et les gestionnaires de réseau de distribution situés en aval.

Les situations spécifiques, telles que les réseaux de faible envergure ou les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP), sont décrites plus en détails dans les documents de la branche correspondants.

Afin d'assurer un équilibre entre les injections et les soutirages effectués sur et depuis le réseau électrique, et par conséquent de garantir la stabilité de ceux-ci, la société nationale du réseau de transport prend en charge la gestion du bilan sur la base du modèle des groupes-bilan. Chaque point de mesure situé au niveau des consommateurs finaux, des producteurs et des dispositifs de stockage d'électricité doit être attribué précisément à un groupe-bilan. Il incombe aux responsables de groupe-bilan de garantir un bilan énergétique de leur groupe-bilan aussi équilibré que possible et de déclarer les opérations commerciales à la société nationale du réseau de transport. Cette dernière surveille la stabilité du réseau électrique et fournit la puissance de réglage nécessaire ainsi que d'autres services-système.

Le MMEE – CH est le fil rouge permettant de régler de manière générale le marché de l'électricité suisse et traite des thèmes suivants:

- a) Bases du modèle de marché
- b) Modèle des groupes-bilan
- c) Modèle d'utilisation du réseau
- d) Raccordement au réseau et exploitation du réseau
- e) Mise à disposition des données de mesure
- f) Annexe
- g) Vue d'ensemble des directives des gestionnaires de réseaux

Selon l'OApEI (art. 3, al. 1 et 2; art. 7, al. 2; art. 8, al. 2; art. 8b, al. 2; art. 12, al. 2; art. 13, al. 1; art. 17; art. 23, al. 2), les gestionnaires de réseaux doivent édicter des directives afin de régler divers points liés à l'ouverture du marché. Ces directives figurent dans les divers documents de la recommandation de la branche (aussi nommée Recommandation de la branche pour le marché suisse de

¹ Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

² Notamment Loi sur l'énergie (LEne), Ordonnance sur l'énergie (OEne) et Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)



l'électricité) pour la mise en œuvre de la LApEI et de l'OApEI. L'annexe 1 contient une vue d'ensemble de ces directives avec les références aux divers documents de la branche.

Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de référence de marché (art. 24, al. 2 OApEI).

Dans le cadre du troisième paquet «Marché intérieur de l'énergie» de l'UE, le REGRT-E (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, en anglais ENTSO-E) concrétise les principes des Framework Guidelines d'ACER à travers huit Network Codes (NC). Ces derniers établissent des règles uniformes en matière de négoce d'électricité, ainsi que d'exigences techniques auxquelles devront satisfaire le réseau électrique et l'exploitation d'installations. Sur un plan formel, le champ d'application des NC se limite aux États de l'UE et de l'EEE. Le traitement des NC en Suisse est régi à titre subsidiaire par la branche de l'électricité jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE.

1. Fondements du modèle de marché

1.1 Principes de base

(1) Le MMEE – CH se fonde sur les principes suivants:

- Le réseau électrique représente par nature un marché monopolistique et est soumis à régulation (autorité de régulation EICom).
- Les tiers disposent d'un droit d'accès au réseau et peuvent ainsi choisir librement leur fournisseur d'énergie ou vendre celle qu'ils produisent à un acteur du marché de leur choix. Actuellement, seuls les consommateurs finaux captifs dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh ne peuvent bénéficier de ce droit.
- Les consommateurs finaux captifs ou ceux qui renoncent à l'accès au réseau ont droit à un approvisionnement de base par le gestionnaire de réseau de distribution compétent.
- Les consommateurs finaux libres sans fournisseur ont droit à un approvisionnement de remplacement de la part du gestionnaire de réseau de distribution compétent.
- Les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent garantir l'indépendance de l'exploitation du réseau: la comptabilité correspondante doit être séparée de celle des autres domaines d'activité (séparation comptable). Par ailleurs, les informations émanant de l'exploitation du réseau sensibles du point de vue économique ne doivent pas être utilisées dans d'autres domaines d'activité (séparation des informations).
- L'ensemble des frais de réseau est facturé en deux étapes:
 - Pour le raccordement au réseau, les gestionnaires de réseau facturent généralement une contribution de raccordement au réseau et une contribution aux coûts du réseau.
 - Pour la facturation de l'utilisation du réseau, on applique un modèle de point de raccordement indépendant de la distance, incluant en fin de compte une imputation des coûts au consommateur final du côté du soutirage. Les contributions de raccordement au réseau et les contributions aux coûts du réseau déjà facturées doivent être déduites lors du calcul des coûts de réseau pour les tarifs d'utilisation du réseau.
- La société nationale du réseau de transport achète des services-système basés sur le marché.



- Le commerce de l'énergie est guidé par des programmes prévisionnels, déposés pour approbation par les groupes-bilan auprès de la société nationale du réseau de transport, qui fait office de coordinateur.
- Un négoce séparé de l'électricité et des garanties d'origine (GO) est possible.
- Les gestionnaires de réseau sont responsables des activités de mesure et d'information.
- Les coûts liés à la mesure et à la facturation doivent être imputés à tous les utilisateurs du réseau via les rémunérations pour l'utilisation du réseau. Font exception les coûts pour les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données installées avant le 1^{er} janvier 2018 (art. 31e, al. 4 de la disposition transitoire sur la modification du 1^{er} novembre 2017).

1.2 Acteurs du marché

- (1) Le MMEE – CH distingue les acteurs suivants:
- Propriétaire du réseau de transport (PRT)
 - Gestionnaire du réseau de transport (GRT)
 - Coordinateur des groupes-bilan (CGB) et fournisseur de services-système (tâche de la société nationale du réseau de transport)
 - Propriétaires de réseau de distribution (PRD)
 - Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)³
 - Responsables de groupe-bilan (RGB)
 - Responsables de services-système (RSS)
 - Bourses de l'électricité (Power Exchange, PX)
 - Contrepartie centrale (Central Counterparty, CCP) à la Bourse de l'électricité
 - Négociants
 - Fournisseurs
 - Consommateurs finaux
 - Bénéficiaires d'un raccordement au réseau
 - Autoconsommateurs («prosumers»)
 - Regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) et communautés d'autoconsommateurs (CA)
 - Propriétaires de réseau de faible envergure (PRFE)
 - Gestionnaires de réseau de faible envergure (GRFE)
 - Producteurs
 - Exploitants de dispositifs de stockage d'électricité
 - Groupe-bilan pour les énergies renouvelables
 - Émetteur de garanties d'origine (tâche de l'organe d'exécution selon l'art. 64 LEnE)
- (2) Les acteurs du marché peuvent endosser différents rôles: par exemple, les prosumers et les gestionnaires de réseau de faible envergure sont aussi des consommateurs finaux, Swissgrid est gestionnaire du réseau de transport et coordinateur des groupes-bilan, les producteurs sont aussi des fournisseurs, etc.
- (3) Les installations de production et/ou les dispositifs de stockage d'électricité sont de plus en plus établis dans les structures des consommateurs finaux. Il en résulte de nouveaux types d'installations qui

³ Dans la plupart des cas, GRD et PRD sont une seule et même personne morale.

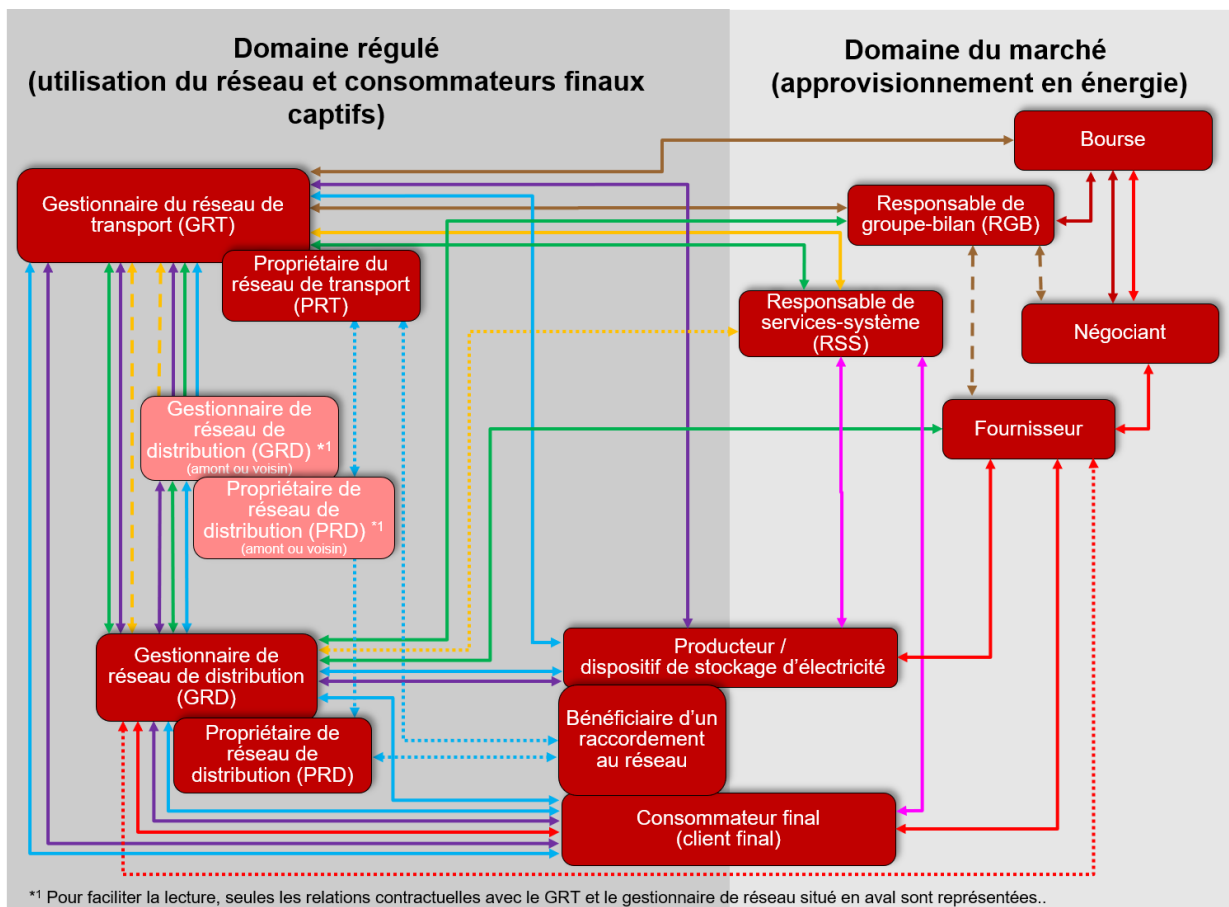


sont consommatrices finales d'électricité mais produisent aussi du courant pour leurs propres besoins ou pour alimenter le réseau (prosumers). Ainsi, la LEne révisée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 permet à plusieurs propriétaires fonciers de constituer un regroupement dans le cadre de la consommation propre et, ainsi, d'utiliser ensemble l'énergie sur le lieu de production (consommation propre) ou de la vendre.

1.3 Relations contractuelles sur le marché de l'électricité

- (1) Les relations contractuelles essentielles entre les acteurs du marché sont représentées schématiquement dans la figure 1 et sous forme de tableau dans le tableau 1 et sont décrites ci-après.
- (2) Les relations juridiques entre les acteurs du marché ne sont pas nécessairement basées sur des contrats négociés individuellement. Le contenu des contrats peut être largement déterminé dans des conditions générales (CG) ou des règlements, notamment dans le cadre du traitement en masse. Pour l'échange de données, il est nécessaire d'échanger au moins les coordonnées.





Légende

- (rouge avec point) Contrat de fourniture d'énergie (contrat ouvert)
- (rouge pointillé) Contrat (ou convention) d'approvisionnement de base pour la fourniture d'énergie
- (brun) Contrat de groupe-bilan
- (brun tireté) Contrat d'appartenance à un groupe-bilan
- (bleu) Contrat d'utilisation du réseau
- (bleu pointillé) Contrat de raccordement au réseau
- (violet) Conventions d'exploitation
- (jaune) Fourniture de services-système au GRT
- (jaune tireté) Facturation des services-système du GRT aux GRD
- (jaune pointillé) Fourniture de services-système au GRD (part de coûts d'exploitation du GRD)
- (vert) Livraison / Contrats de livraison de données énergétiques
- (rouge) Contrat en Bourse
- (violet) Contrat de fourniture de services-système par le producteur et le consommateur final

Figure 1 Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché



	GRT	PRT	GRD (au NR 1)	PRD (au NR 1)	GRD (aval)	PRD (aval)	Bénéficiaire d'un raccordement au réseau	Producteur/ dispositif de stockage d'électricité	Consommateur final	Fournisseur approvisionnement de base	Fournisseur marché	Négociant	RGB	Bourses de l'électricité	PSS
GRT			5, 7		7, 9, 11			5, 7	5, 7				3	3	8, 11
PRT				6			6								
GRD (au NR 1)	5, 7				5, 7, 11										
PRD (au NR 1)		6				6									
GRD (aval)	7, 9, 11		5, 7, 11					5, 7	1, 5, 7	2, 11	11		11		10
PRD (aval)				6			6								
Bénéficiaire d'un raccordement au réseau		6													
Producteur/ dispositif de stockage d'électricité	5, 7				5, 7					1	1				13
Consommateur final	5, 7				1, 5, 7					1	1				13
Fournisseur approvisionnement de base					2, 11			1	1			1	4		
Fournisseur marché					11			1	1			1	4		
Négociant										1	1		4	1, 12	
RGB	3				11					4	4	4		12	
Bourses de l'électricité	3											1, 12	12		
PSS	8, 11				10			13	13						



Tableau 1 Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché

- 1.) Contrat de fourniture d'énergie
- 2.) Contrat (ou convention) d'approvisionnement de base pour la fourniture d'énergie
- 3.) Contrat de groupe-bilan
- 4.) Contrat d'appartenance à un groupe-bilan
- 5.) Contrat d'utilisation du réseau
- 6.) Contrat de raccordement au réseau
- 7.) Conventions d'exploitation
- 8.) Fourniture de services-système au GRT
- 9.) Facturation des services-système du GRT aux GRD
- 10.) Fourniture de services-système au GRD (part de coûts d'exploitation du GRD)
- 11.) Livraison/contrats de livraison de données énergétiques
- 12.) Contrat en Bourse
- 13.) Contrat de fourniture de services-système par le producteur et le consommateur final

1.3.1 Relations contractuelles liées au commerce de l'énergie

1.3.1.1 Contrat de fourniture d'énergie

- (1) Négociants, fournisseurs, producteurs et consommateurs finaux concluent des contrats de livraison d'énergie définissant les modalités de fourniture.
- (2) Contrat d'approvisionnement de base: pour l'approvisionnement de base de consommateurs finaux (art. 6, al. 1 LApEI), la fourniture d'énergie doit être assurée par le gestionnaire de réseau.
- (3) Conformément à l'art. 15 LEne, un gestionnaire de réseau de distribution peut conclure un contrat avec le producteur pour la reprise de l'électricité.

1.3.1.2 Contrat de groupe-bilan

- (1) Les opérations commerciales se déroulent au travers de groupes-bilan. Un contrat de groupe-bilan est conclu entre les responsables des groupes-bilan (RGB) et le CGB pour chaque groupe-bilan.

1.3.1.3 Contrat d'appartenance à un groupe-bilan

- (1) Les contrats d'appartenance à un groupe-bilan sont conclus entre les RGB et les fournisseurs/producteurs ou négociants.

1.3.2 Relations contractuelles liées à l'utilisation du réseau (contrat d'utilisation du réseau)

- (1) Les contrats d'utilisation du réseau définissent l'utilisation de l'infrastructure réseau et la sollicitation des services-système du gestionnaire de réseau. Ils sont conclus entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final, entre le gestionnaire de réseau et le producteur ou entre plusieurs gestionnaires de réseau (GRT-GRD, GRD-GRD).
- (2) Conformément à l'art. 9 OApEI, un consommateur final peut réclamer que le gestionnaire de réseau remette au fournisseur d'énergie la facture pour l'utilisation du réseau. Le débiteur reste le consommateur final. Pour cela, il est possible de convenir d'un accord contractuel individuel entre le fournisseur et le gestionnaire de réseau.



1.3.3 Relations contractuelles liées au raccordement au réseau et à l'exploitation du réseau

1.3.3.1 Relations contractuelles pour le raccordement au réseau (contrat de raccordement au réseau)

- (1) Le raccordement de consommateurs finaux, d'unités de production et/ou de dispositifs de stockage d'électricité ainsi que de combinaisons de ces éléments (bénéficiaires d'un raccordement au réseau) au réseau doit faire l'objet d'un contrat. Le contrat de raccordement au réseau est établi entre le propriétaire du réseau et le bénéficiaire d'un raccordement au réseau. Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau est le propriétaire du bien-fonds/de l'installation raccordé(e) aux équipements électriques.
- (2) Des contrats de raccordement au réseau existent d'autre part entre propriétaires de réseaux directement raccordés électriquement entre eux.

1.3.3.2 Convention d'exploitation

- (1) En relation avec le raccordement au réseau, il est possible de conclure des conventions d'exploitation pour régler des conditions d'exploitation particulières.
- (2) Les conventions d'exploitation sont passées entre l'utilisateur du réseau (ou dans quelques cas le bénéficiaire d'un raccordement au réseau) et le gestionnaire du réseau (ou dans quelques cas le propriétaire du réseau).
- (3) Il existe d'autres conventions d'exploitation entre gestionnaires de réseau directement raccordés électriquement entre eux.

1.3.3.3 Contrat pour la fourniture de services-système

- (1) Afin de disposer des services-système nécessaires à la gestion de son réseau, le gestionnaire de réseau conclut des contrats pour la fourniture de services-système avec des PSS.

1.3.3.4 Facturation des services-système du GRT

- (1) La facturation des services-système se fait sur la base de contrats (p. ex. CG) entre le GRT et chacun des GRD, ou les consommateurs finaux/producteurs directement raccordés au réseau de transport.

1.3.4 Relations contractuelles liées aux données de mesure et à la fourniture d'informations

- (1) L'échange de données de mesure (données énergétiques) et de données de base repose sur le Metering Code (MC – CH, document clé concernant la mesure et la mise à disposition des données de mesure), le document d'application pour l'échange standardisé des données de mesure (SDAT – CH et ses annexes), les CG du GRT, le contrat de groupe-bilan du CGB et les éventuels contrats des consommateurs finaux, des producteurs, des dispositifs de stockage d'électricité et des gestionnaires de réseaux. Le changement de fournisseur/producteur est consigné dans le document SDAT – CH.
- (2) Les utilisateurs du réseau sont propriétaires de leurs données de mesure d'énergie.
- (3) Les données de mesure d'énergie sont échangées dans le cadre du décompte pour les groupes-bilan, de la fourniture d'énergie, de l'utilisation du réseau, du système de rétribution de l'injection SRI



(anciennement rétribution à prix coûtant du courant injecté, RPC), du financement des frais supplémentaires (FFS), de l'établissement de GO, de la facturation des services-système et des taxes ainsi que du supplément sur les coûts de transport du réseau.

1.3.5 Bénéficiaires d'un raccordement au réseau de transport

- (1) Les relations contractuelles décrites ci-avant s'appliquent en substance aux bénéficiaires d'un raccordement au réseau de transport.

2. Modèle des groupes-bilan

2.1 Bases du modèle des groupes-bilan

- (1) Les groupes-bilan (GB) sont des unités de mesure et de décompte dans lesquelles un nombre quelconque d'acteurs du marché sont groupés avec leurs places de mesure au sein de la zone de réglage suisse. Chaque point d'injection ou de soutirage du réseau électrique suisse est attribué précisément à un groupe-bilan.
- (2) La nécessité de créer des groupes-bilan est la conséquence de la séparation de la fourniture d'énergie de l'utilisation du réseau tout en voulant assurer la sécurité de l'approvisionnement.
- (3) Chaque groupe-bilan est conduit par un responsable de groupe-bilan (RGB), qui doit garantir un bilan toujours le plus équilibré possible de l'énergie et de la puissance dans le groupe-bilan qu'il gère. Les acteurs du marché doivent effectuer leurs opérations commerciales au sein d'un groupe-bilan existant, ou alors créer leur propre groupe-bilan.

2.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle des groupes-bilan

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre du modèle de groupe-bilan sont décrites ci-après.

2.2.1 Tâches du coordinateur des groupes-bilan (CGB)

- (1) Le GRT assure dans sa fonction de coordinateur des groupes-bilan la prestation de service «gestion du bilan» au bénéfice du responsable du groupe-bilan (RGB). Il est en particulier responsable de la gestion des programmes vis-à-vis des groupes-bilan ainsi que de l'équilibre du bilan global de la zone de réglage Suisse. S'il y a une demande de création d'un groupe-bilan, le CGB contrôle que les conditions d'admission soient remplies par le demandeur.
- (2) Dans le cadre de la gestion du programme prévisionnel, le CGB fixe les procédures d'annonce de programme prévisionnel.
- (3) Le CGB compense au moyen d'énergie d'ajustement les différences des groupes-bilan par rapport aux programmes prévisionnels remis par ces derniers.
- (4) Le CGB se procure l'énergie de réglage nécessaire dans le cadre d'une procédure transparente et non discriminatoire.
- (5) Le CGB détermine l'énergie d'ajustement livrée à chaque groupe-bilan et la facture aux RGB.



- (6) Le CGB prend en charge le décompte de l'énergie de réglage au RGB. Il tient alors également compte des demandes d'énergie de réglage. Les conditions se basent sur les prescriptions générales des groupes-bilan.

2.2.2 Tâches du gestionnaire du réseau de transport (GRT)

- (1) La société nationale du réseau de transport, dans son rôle de GRT, est responsable de l'acquisition des données de mesure et de l'attribution de points de mesure sur le réseau de transport. Le GRT met à la disposition du RGB, de la société nationale du réseau de transport dans son rôle de coordinateur des groupes-bilan et du fournisseur les données de mesure nécessaires pour la conduite et le décompte du groupe-bilan. Il veille à l'attribution ordonnée des dispositifs de mesure aux groupes-bilan et aux fournisseurs sur le réseau de transport. Pour l'échange des valeurs de mesure nécessaires à la gestion des bilans d'ajustement, le GRT entretient un rapport contractuel avec le RGB.
- (2) Chaque point de mesure au niveau des consommateurs finaux, des producteurs et des dispositifs de stockage d'électricité est précisément attribué à un groupe-bilan et à un fournisseur.

2.2.3 Tâches du responsable de groupe-bilan (RGB)

- (1) Le RGB est tenu vis-à-vis du CGB de garantir à tout moment un bilan le plus équilibré possible de l'énergie et de la puissance entre l'injection et la livraison dans son groupe-bilan. Il est également responsable du déroulement correct des programmes prévisionnels.
- (2) Le RGB est en rapport contractuel (contrat de groupe-bilan) avec le CGB. Dans le contrat de groupe-bilan sont traités en particulier la gestion des programmes prévisionnels pour le déroulement des livraisons d'énergie entre groupes-bilan, la gestion des échanges de données nécessaires au décompte de l'énergie d'ajustement à la consommation pour chaque groupe-bilan ainsi que les prix et les conditions de facturation.
- (3) Les règles au sein d'un groupe-bilan entre le responsable de groupe-bilan et la Bourse de l'électricité, le négociant, le fournisseur ainsi que le producteur et la structuration du groupe-bilan relèvent de la responsabilité du RGB.

2.2.4 Tâches du groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-ER)

- (1) Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables comprend les installations soutenues qui ne commercialisent pas elles-mêmes leur énergie.
- (2) Le BG-ER est chargé de vendre le mieux possible sur le marché l'énergie prélevée. Il verse à l'organe d'exécution le prix de référence du marché pour l'électricité prélevée selon le programme prévisionnel.

2.2.5 Tâches du gestionnaire de réseau de distribution (GRD)

- (1) Le GRD est responsable de l'acquisition des données de mesure et de l'attribution de points de mesure sur son réseau de distribution. Il met à la disposition du RGB, du CGB et du fournisseur les données de mesure nécessaires pour la conduite et le décompte du groupe-bilan et veille à l'attribution ordonnée des places de mesure aux divers groupes-bilan et fournisseurs. Pour l'échange des valeurs de mesure nécessaires à la gestion des bilans d'ajustement, le GRD entretient un rapport contractuel avec le CGB et le fournisseur (p. ex. conditions générales).



- (2) Le GRD a par ailleurs d'autres tâches légales, comme l'approvisionnement des consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base; il doit alors attribuer ces consommateurs au groupe-bilan correspondant.
- (3) Si un consommateur final ne possède aucun contrat de fourniture valable, le GRD lui livre de l'énergie de substitution (approvisionnement en courant de substitution).
- (4) Le GRD doit reprendre et rétribuer l'énergie produite selon certaines conditions, décrites dans l'OEne.

2.2.6 Tâches des autres acteurs

2.2.6.1 Négociants

- (1) Un négociant se procure de l'énergie et/ou des garanties d'origine auprès de fournisseurs, d'autres négociants ou de la Bourse de l'électricité et la transmet à d'autres négociants, à la Bourse de l'électricité ou à des fournisseurs.
- (2) Ses transactions d'énergie se déroulent à l'aide de programmes prévisionnels par l'intermédiaire de groupes-bilan.

2.2.6.2 Producteurs

- (1) Le producteur exploite une ou plusieurs unités de production et génère ainsi de l'énergie électrique, pour laquelle des garanties d'origine sont établies conformément aux prescriptions légales.
- (2) Certaines règles prévoient que le producteur annonce en temps utile au GRT (éventuellement par l'intermédiaire des responsables de groupes-bilan concernés) les programmes prévisionnels d'engagement de centrales nécessaires au pronostic de la gestion des congestions.

2.2.6.3 Unités de production

- (1) Le gestionnaire de réseau concerné doit être informé au préalable de l'attribution et du changement d'attribution du point de mesure.

2.2.6.4 Fournisseurs

- (1) Un fournisseur se procure de l'énergie et, le cas échéant, des garanties d'origine auprès d'un ou de plusieurs négociants et/ou producteurs pour couvrir les besoins de ses consommateurs finaux.
- (2) Chaque fournisseur se voit attribuer les points de mesure de ses clients finaux et des unités de production.

2.2.6.5 Consommateurs finaux

- (1) Le gestionnaire de réseau concerné doit être informé au préalable de l'attribution et du changement d'attribution du point de mesure.



2.2.6.6 Bourse de l'électricité (Power Exchange, PX)

- (1) Les Bourses de l'électricité fournissent un marché neutre avec une formation des prix transparente pour tous les négociants agréés. Elles réalisent les opérations commerciales via les groupes-bilan.

2.2.6.7 Contrepartie centrale (Central Counterparty, CCP)

- (1) Le CCP intervient entre les parties pour les contrats négociés à la Bourse de l'électricité, par exemple, et agit par conséquent en tant qu'acheteur pour chaque vendeur ou en tant que vendeur pour chaque acheteur.
- (2) Le CCP assume les tâches de compensation.
- (3) Le CCP organise le transport de l'énergie entre différents CCP et/ou via des frontières touchées par des congestions dans le cas de marchés groupés.

2.3 Autres documents concernant le modèle des groupes-bilan

- (1) Le document clé concernant le modèle des groupes-bilan est le Balancing Concept⁴ (BC – CH).
- (2) Dans le contexte de la gestion des données de mesure, les exigences du MC – CH sont prépondérantes (chapitre 6).
- (3) Par ailleurs, le contrat de groupe-bilan, les prescriptions générales et les prescriptions techniques propres aux groupes-bilan édictées par le CGB s'appliquent. Ces documents sont consultables sur www.swissgrid.ch

3. Modèle d'utilisation du réseau

3.1 Fondements du modèle d'utilisation du réseau

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau décrit les règles pour une organisation transparente et non discriminatoire du réseau de transport et des réseaux de distribution. Il définit les aspects commerciaux de l'utilisation du réseau sur le marché suisse de l'électricité et constitue une base pour le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau, ainsi que pour les droits et les devoirs de tous les participants.
- (2) D'un point de vue économique, la construction d'infrastructure parallèle doit être évitée.

3.1.1 Modèle de soutirage

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau s'étend jusqu'au point de fourniture qui fait office de transition entre le réseau et le bénéficiaire d'un raccordement au réseau.
- (2) L'utilisation du réseau est indépendante des différentes relations de livraison d'énergie.
- (3) Le principe de soutirage s'applique aussi bien au réseau de transport qu'au réseau de distribution. Cela signifie que les consommateurs finaux assument les coûts de réseau à travers le versement de

⁴ Le document clé Balancing Concept – CH relève de la responsabilité de la société nationale du réseau de transport.



la rémunération pour l'utilisation du réseau, celle-ci étant indépendante de la distance. Ainsi, aucune rémunération n'est facturée par exemple dans les cas suivants:

- exploitation de dispositifs de stockage d'électricité simples, sans consommateurs finaux raccordés (p. ex. pompes dans des centrales de pompage-turbinage),
 - besoins propres des centrales,
 - convertisseur de fréquence ne pouvant être exploité comme consommateur final.
- (4) Les exploitants de dispositifs de stockage d'électricité qui prélèvent exclusivement de l'énergie à des fins de stockage depuis le réseau public ou auprès d'une installation de production connectée, puis la réinjectent dans le réseau public ultérieurement, à l'endroit du prélèvement, doivent être soumis aux mêmes règles d'utilisation du réseau que les installations de production se procurant de l'énergie pour leurs propres besoins et les centrales de pompage-turbinage utilisant l'énergie pour faire fonctionner leurs pompes (voir art. 4, al. 1, let. b LApEI).

3.1.2 Répartition en niveaux de réseau

- (1) Pour l'affectation des coûts de réseau, les réseaux de transport et de distribution sont répartis en sept niveaux de réseau (quatre niveaux de ligne et trois niveaux de transformation).
- (2) Le réseau de transport comprend le niveau 1 (en règle générale, celui-ci correspond au réseau 220/380 kV)⁵, le réseau de distribution englobe les niveaux de réseau 2 à 7 (voir la figure 2).
- (3) Cette répartition peut être affinée en vue d'une affectation équitable des coûts selon le principe de causalité.

⁵ L'attribution exacte des éléments de réseau appartenant au réseau de transport est réglée par l'art. 4, al. 1, let. h LApEI.



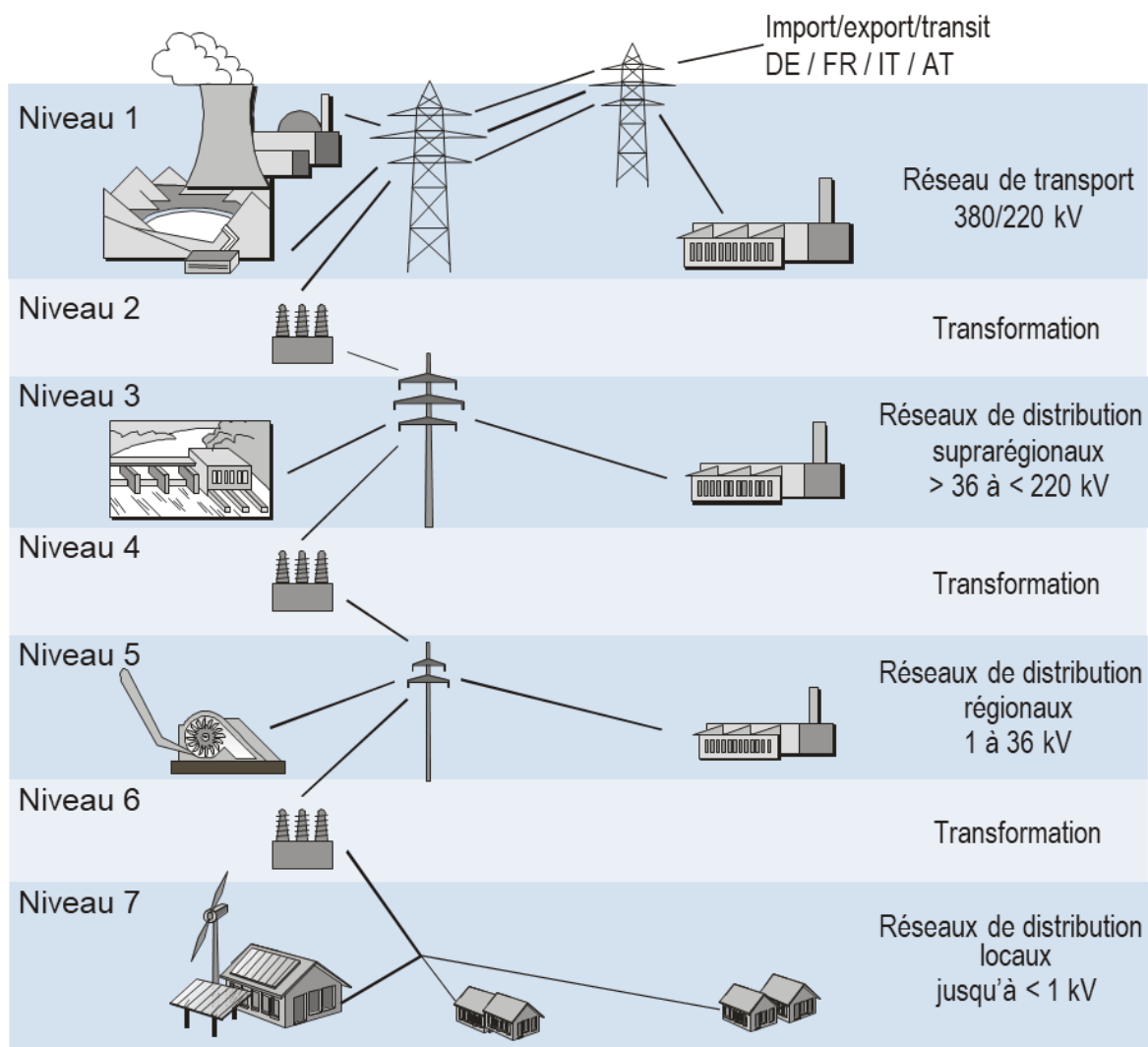


Figure 2 Niveaux de réseau

3.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle d'utilisation du réseau

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre du modèle d'utilisation du réseau sont décrites ci-après. Les acteurs assument également d'autres tâches qui, n'étant pas directement liées à l'utilisation du réseau, ne sont pas énumérées ici.

3.2.1 Gestionnaire du réseau de transport

- (1) La société nationale du réseau de transport est propriétaire et exploitante du réseau de transport (art. 18 LApEI).
- (2) Le GRT est responsable de la mise à disposition non discriminatoire du réseau de transport et calcule les coûts du réseau de transport conformément au principe de causalité.
- (3) Il assure les relations internationales du réseau électrique suisse, s'occupe de l'utilisation transfrontalière des réseaux et gère les cas de congestions.



- (4) Il est de plus responsable du transport de l'énergie électrique vers les réseaux de distribution et les clients finaux directement connectés au réseau de transport ainsi que depuis les producteurs directement connectés au réseau de transport, et de la mise à disposition des services-système nécessaires.
- (5) Il est responsable des mesures et de l'information dans le réseau de transport et met les données énergétiques à la disposition des acteurs du marché autorisés.

3.2.2 Gestionnaire de réseau de distribution

- (1) Le GRD est responsable de la mise à disposition non discriminatoire du réseau de distribution, de la distribution de l'énergie électrique, de la mise à disposition des services-système nécessaires au fonctionnement du réseau de distribution et du calcul des coûts de ce dernier conformément au principe de causalité.
- (2) Il est responsable des mesures et de l'information dans le réseau de distribution et met les données énergétiques à la disposition des acteurs du marché autorisés.

3.2.3 GRD en aval et voisin

- (1) Un GRD en aval est un GRD raccordé au réseau de transport ou à un autre réseau de distribution de niveau supérieur. Un GRD voisin est un GRD raccordé horizontalement à un niveau de réseau équivalent. GRD en aval et GRD voisin s'acquittent de la rémunération pour l'utilisation du réseau auprès du gestionnaire de réseau situé en amont.
- (2) Dans le cadre du calcul des coûts avec le GRD en aval et le GRD voisin, il convient de veiller à ne pas appliquer de charge multiple au consommateur final (pancaking).

3.2.4 Réseau de faible envergure

- (1) Le réseau de faible envergure (RFE) sert à la distribution fine d'énergie électrique au sein d'une aire de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a LApEI.
- (2) Dans un RFE, les consommateurs finaux, les producteurs, les exploitants de dispositifs de stockage d'électricité ou les profils combinés indépendants du gestionnaire de réseau de faible envergure (GRFE) sont raccordés. Le réseau de faible envergure ne dispose d'aucune zone d'approvisionnement attitrée, mais se trouve dans une zone de desserte attribuée à un GRD.
- (3) Le propriétaire du réseau de faible envergure (PRFE) bénéficie d'un raccordement au réseau de distribution compétent. Le PRFE est responsable de la construction et de l'entretien du réseau de faible envergure.
- (4) Les RFE ne disposant pas nécessairement de leurs propres installations de production, ils ne satisfont pas obligatoirement aux conditions requises à la création d'un RPC. Si c'est toutefois le cas, il est toutefois possible de convertir un RFE en RPC. Le GRFE exploite et administre ce dernier. Le GRFE et le PRFE peuvent être identiques.
- (5) La responsabilité des mesures et de l'information relève du gestionnaire de réseau de distribution compétent.



- (6) À la demande du consommateur final, le GRFE doit permettre l'accès au marché ou l'approvisionnement de base par le gestionnaire de réseau de distribution compétent au sein dudit réseau.
- (7) Pour plus de détails sur les RFE, consultez la recommandation de la branche «Réseaux de faible envergure».

3.2.5 Consommateurs finaux

- (1) Les consommateurs finaux utilisent le réseau et s'acquittent à ce titre de la rémunération pour l'utilisation du réseau, de la rémunération pour les services-système généraux, des suppléments sur les coûts de transport des réseaux à haute tension conformément aux art. 35 et 39 LENE, ainsi que des redevances et prestations aux collectivités publiques.

3.2.6 Producteur

- (1) Un producteur est un utilisateur du réseau qui injecte de l'énergie dans ledit réseau. Aucun tarif d'utilisation du réseau ne lui est facturée. Pour les mesures de la courbe de charge installées avant le 1^{er} janvier 2018, des coûts de mesure peuvent être facturés, conformément à l'art. 31e, al. 4 OApEI. Le GRD peut facturer au producteur des coûts pour le soutirage et la fourniture d'énergie réactive.

3.2.7 Exploitant de dispositifs de stockage d'électricité

- (1) Un exploitant de dispositifs de stockage d'électricité est un utilisateur du réseau qui prélève de l'énergie du réseau, la stocke temporairement et la réinjecte dans le réseau ultérieurement, à l'endroit du prélèvement.

3.2.8 Formes mixtes

- (1) On entend par forme mixte un consommateur final en combinaison avec un producteur et/ou un exploitant de dispositif de stockage d'électricité. Les CA et les RCP sont des exemples de forme mixte.
- (2) Pour les formes mixtes, l'énergie prélevée depuis le réseau public est soumise aux mêmes règles que pour les consommateurs finaux et l'énergie injectée à celles applicables aux producteurs.

3.3 Autres documents concernant le modèle d'utilisation du réseau

- (1) Les documents clés concernant les aspects commerciaux du modèle d'utilisation du réseau sont:
 - Modèle d'utilisation des réseaux de transport (MURT – CH)⁶
 - Modèle d'utilisation des réseaux de distribution (MURD – CH)
- (2) Les autres documents sont la recommandation de la branche Réseaux de faible envergure (RFE), le manuel Réglementation de la consommation propre (MRCP – CH) et le manuel Dispositifs de stockage d'électricité (MDSE – CH).

⁶ Le document clé MURT – CH est sous la responsabilité de la société nationale du réseau de transport.



4. Raccordement au réseau et exploitation du réseau

4.1 Fondements du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau

- (1) Des règles portant sur les fondements techniques et organisationnels liées à l'exploitation ainsi qu'au raccordement au réseau de transport et aux réseaux de distribution sont nécessaires à une exploitation régulière. Elles sont définies dans les documents d'application.
- (2) L'exploitation du réseau rassemble l'ensemble des tâches du GRT ou du GRD pour la planification et la gestion de l'exploitation du réseau ainsi que pour l'extension et l'entretien du réseau.
- (3) Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau doivent satisfaire aux exigences techniques nécessaires. Celles-ci figurent notamment dans les documents de la branche mentionnés au point 4.3. Les exigences techniques doivent être réglées dans les contrats correspondants passés entre les parties.

4.2 Tâches des acteurs du marché dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau sont décrites ci-après.

4.2.1 Gestionnaire du réseau de transport

- (1) Le GRT est responsable de la gestion du réseau suisse de transport avec comme but une exploitation sûre, performante et efficace tout en respectant les grandeurs limites techniques et les règles techniques en vigueur.
- (2) Pour ce faire, le GRT coordonne et dirige aussi en particulier les activités y référentes des gestionnaires d'installations, des GRD, des consommateurs finaux raccordés au réseau de transport, du fournisseur de services-système et des RGB. Il est autorisé à leur donner des ordres impératifs pour tout ce qui touche à l'exploitation du réseau de transport.
- (3) Le GRT est responsable de l'acquisition et de la mise en œuvre des services-système.

4.2.2 Propriétaire du réseau de transport (PRT)

- (1) Le PRT est responsable de la planification, de l'extension, de l'entretien, de la maintenance et du démantèlement des installations en sa possession et qui constituent une part du réseau de transport suisse.
- (2) Le PRT définit les exigences relatives au raccordement au réseau de transport et s'assure qu'elles sont respectées.
- (3) Le PRT est de plus responsable du raccordement au réseau de transport suisse des installations de propriétaires de réseaux de distribution (PRD), de producteurs, de consommateurs finaux et de réseaux de transport étrangers.
- (4) Le PRT assure la capacité et l'interopérabilité de son réseau.



4.2.3 Gestionnaire de réseau de distribution

- (1) Le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) a pour tâches d'assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau de distribution. De plus, il raccorde les bénéficiaires d'un raccordement au réseau à son réseau et rend l'utilisation du réseau possible à ses utilisateurs.

4.2.4 Propriétaire de réseau de distribution (PRD)

- (1) Le PRD est responsable de la planification, de la construction et de la maintenance des installations de réseau de distribution en sa possession. Le PRD est de plus responsable du raccordement au réseau de distribution des installations d'autres PRD, des producteurs et des consommateurs finaux.

4.2.5 Bénéficiaires d'un raccordement au réseau

- (1) Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau sont les propriétaires des biens-fonds et des installations incluant des équipements électriques qui sont raccordés au réseau.
- (2) Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau verse les rémunérations prévues pour le raccordement au réseau.

4.2.6 Producteur

- (1) Un producteur est propriétaire d'une ou de plusieurs centrales de production ou de part de centrales. Le producteur peut confier la gestion d'une centrale à un gestionnaire de centrales.

4.2.7 Responsable de services-système (RSS)

- (1) Un responsable de services-système fournit des services-système à la demande d'un gestionnaire de réseau.

4.3 Autres documents concernant le raccordement au réseau et l'exploitation du réseau

- (1) Les documents clés touchant aux aspects techniques du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau sont:
 - Distribution Code (DC – CH)
 - Transmission Code (TC – CH)
 - Prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE) (conditions techniques de raccordement, CTR)
 - Recommandation Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution) (NA/RR – CH)
 - Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie (RR/IPE)

5. Système de mesure et processus d'information

5.1 Fondements de la mise à disposition des données de mesure

- (1) La mesure des données énergétiques aux points de raccordement au réseau des consommateurs finaux, des producteurs, des dispositifs de stockage d'électricité et entre les réseaux, et la mise à disposition des données de mesure aux acteurs du marché habilités constituent la base du décompte



énergétique, du décompte de l'utilisation du réseau et, avec les programmes prévisionnels, du décompte pour les groupes-bilan. Le calcul des taxes (supplément visé à l'art. 35 LEnE, ainsi que les redevances et prestations aux collectivités publiques), la répartition des coûts liés aux services-système et le calcul des garanties d'origine sont également fondés sur ces données de mesure.

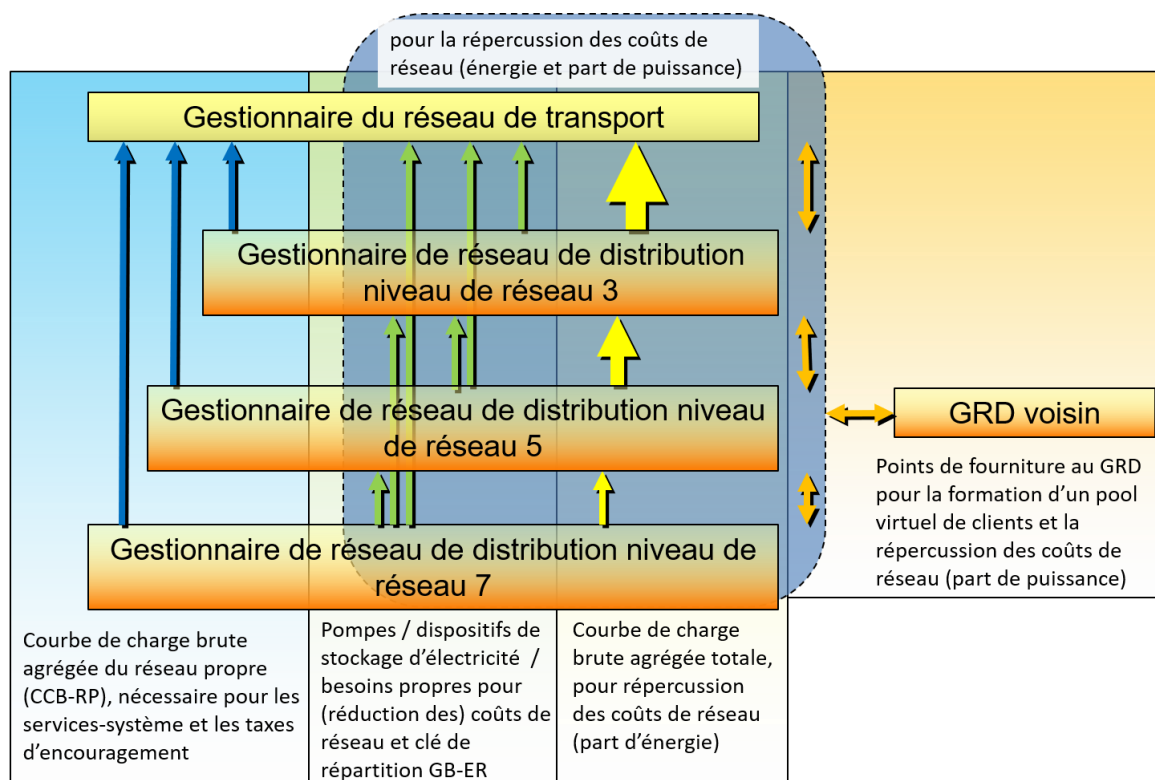


Figure 3 Échange des données de mesure pour la répercussion (ou report) / la répartition des coûts de réseau

- (2) L'échange de données de mesure entre les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les groupes-bilan s'effectue sur des périodes de mesure d'un quart d'heure. L'envoi des données de mesure non plausibilisées a lieu quotidiennement et l'envoi des données de mesure plausibilisées mensuellement.
- (3) Pour les consommateurs finaux et les producteurs sans mesure de la courbe de charge, le gestionnaire de réseau détermine les périodes de mesure. Conformément à l'art. 8d, al. 4 OApEI, le gestionnaire de réseau peut consulter les données de mesure une fois par jour au maximum, sauf si les consommateurs finaux consentent à une consultation plus fréquente.
- (4) Conformément à l'art. 8, al. 1 OApEI, le gestionnaire de réseau est responsable du système de mesure et des processus d'information (échange des données de mesure).

5.2 Tâches des acteurs du marché en relation avec la mise à disposition des données de mesure

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre de la mise à disposition des données de mesure sont décrites ci-après.



5.2.1 Tâches des gestionnaires de réseau (GRT et GRD)

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable de la mise à disposition des données de mesure et est l'administrateur fiduciaire de données des clients/partenaires contractuels. Conformément à l'art. 8d OApEI, il est également tenu de garantir le respect des bases légales relatives à la protection et à la sécurité des données.
- (2) Dans le cadre de ces fonctions, il est responsable des appareils de mesure correspondants et doit veiller au respect des prescriptions d'étalonnage.
- (3) Il a l'obligation d'acquérir et d'agrèger les données, ainsi que de les transmettre aux acteurs du marché habilités conformément aux prescriptions des documents de la branche.
- (4) Il est autorisé à transmettre ces données au GRT et au GRD à des fins de planification et pour l'exploitation du réseau. Sur demande, il doit les mettre à disposition du ou des PRD concerné(s).

5.2.2 Obligation de fourniture des données des gestionnaires de réseau

- (1) Les gestionnaires de réseau en amont reçoivent de la part du gestionnaire de réseau la courbe de charge brute agrégée totale de son réseau et de ceux situés en aval.
- (2) L'utilisateur de réseau est propriétaire des données de mesure et peut exiger du gestionnaire de réseau la fourniture gratuite de ses données au format EBIX. De plus, conformément à l'art. 8a, al. 1 OApEI, il doit offrir au consommateur final une interface via laquelle celui-ci peut se procurer lui-même les valeurs de mesure.
- (3) Le responsable de groupe-bilan (RGB) reçoit de la part du gestionnaire de réseau les agrégats de groupes-bilan de tous les dispositifs de mesure attribués à ses groupes-bilan sous la forme d'une courbe de charge agrégée (CCA) et d'une courbe d'injection agrégée (CIA), différenciés par fournisseur.
- (4) Le fournisseur reçoit de la part du gestionnaire de réseau les courbes de charge/courbes d'injection des consommateurs finaux/unités de production qui lui sont attribués, ainsi que son agrégat de fournisseur sous la forme d'une CCA et d'une CIA.
- (5) Le coordinateur des groupes-bilan (CGB) reçoit de la part du gestionnaire de réseau les agrégats de groupes-bilan sous la forme d'une CCA et d'une CIA, ainsi que la courbe de charge brute agrégée et la courbe de charge brute totale.
- (6) Le GRT reçoit de la part du gestionnaire de réseau les courbes de charge individuelles des dispositifs de stockage, des pompes de centrales de pompage-turbinage, des consommations propres des producteurs et des convertisseurs de fréquence n'étant pas exploités en tant que consommateurs finaux, afin de pouvoir déterminer le soutirage net du réseau de transport ainsi que la courbe de charge brute agrégée de son propre réseau pour la facturation des services-système et les suppléments selon la LEné (promotion des énergies renouvelables).
- (7) Le gestionnaire de réseau fournit les données de production des installations bénéficiant du SRI (anciennement RPC) et du FFS, ainsi que des installations enregistrées dans le système des GO à l'organe d'exécution, qui établit également les GO.



5.2.3 Fourniture des données des prestataires de services de mesure

- (1) Les producteurs d'une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA peuvent mandater un tiers (prestataire de services de mesure) afin qu'il collecte et traite les données de mesure à la place du GRD, dans la mesure où l'exploitation sûre du réseau n'est pas mise en péril par ce biais.
- (2) Le GRD reçoit de la part du prestataire de services de mesure les courbes de charge/courbes d'injection des producteurs qu'il a mesurés.

5.2.4 Responsable de groupe-bilan (RGB)

- (1) Le RGB reçoit les agrégats de groupes-bilan de tous les dispositifs de mesure attribués à ses groupes-bilan sous la forme d'une CCA et d'une CIA, différenciés par fournisseur.

5.2.5 Fournisseur

- (1) Le fournisseur reçoit les courbes de charge/courbes d'injection des consommateurs finaux/unités de production qu'il approvisionne, ainsi que son agrégat de fournisseur sous la forme d'une CCA et d'une CIA.

5.2.6 Gestionnaire du réseau de transport (GRT)

- (1) En tant que coordinateur des groupes-bilan, le GRT reçoit les agrégats de groupes-bilan sous la forme d'une CCA et d'une CIA, ainsi que la courbe de charge brute agrégée et la courbe de charge brute totale.
- (2) De plus, le GRT reçoit les courbes de charge individuelles suivantes:
 - pour les dispositifs de stockage d'électricité
 - pour les pompes de centrales de pompage-turbinage,
 - pour la consommation propre des producteurs,
 - pour les convertisseurs de fréquence n'étant pas exploités en tant que consommateurs finaux.

5.2.7 Organe d'exécution

- (1) L'organe d'exécution reçoit et traite les données de production des installations bénéficiant du SRI (anciennement RPC) et du FFS, ainsi que celles enregistrées dans le système des GO.

5.2.8 Systèmes de mesure intelligents

- (1) Pour le système de mesure et les processus d'information, les gestionnaires de réseau doivent installer des systèmes de mesure intelligents auprès de 80% des consommateurs finaux et des producteurs d'ici au 31 décembre 2027 (art. 17a LApEI et art. 8a OApEI).

5.3 Autres documents concernant l'échange des données de mesure

5.3.1 Document clé et document d'application

- (1) Le document clé pour les aspects techniques de la mise à disposition des données de mesure est le MC – CH. Le document d'application qui l'accompagne, SDAT – CH, ainsi que toutes ses annexes, définit l'échange des données et les procédures lors de changements.



Annexe 1: Vue d'ensemble des directives des gestionnaires de réseau

- (1) Le tableau suivant est une vue d'ensemble des paragraphes des documents de la branche répondant sous la forme d'une directive aux articles de l'ordonnance.

Article de l'OApEI	Contenu des directives selon l'OApEI	Directive des gestionnaires de réseau
3, al. 1	<p>Art. 3 Raccordement au réseau</p> <p>¹ Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de qualité minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau.</p>	Les directives pour l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau se trouvent dans le Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD – CH) pour les aspects commerciaux et dans le Distribution Code (DC – CH) pour les aspects techniques.
3, al. 2	<p>Art. 3 Raccordement au réseau</p> <p>² Ils [les gestionnaires de réseaux] fixent aussi dans ces directives le dédommagement dû en cas de changement de raccordement.</p>	MURD – CH et NA/RR – CH
7, al. 2	<p>Art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique</p> <p>² Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet.</p>	Le schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse (SCCD – CH) représente la directive de la branche pour une méthode de comptabilité analytique uniforme.
8, al. 2	<p>Art. 8 Système de mesure et processus d'information</p> <p>² Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information.</p>	<p>Mesure: Metering Code (MC – CH): Mesures pour la facturation</p> <p>Procédures d'information: Échange de données standardisé pour le marché suisse de l'électricité (SDAT – CH) Balancing Concept (BC – CH)</p>
8b	<p>Art. 8b Vérification de la sécurité des données</p> <p>² Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des</p>	Directives et exigences pour la mise en œuvre d'un contrôle de la sécurité des données



Article de l'OApEI	Contenu des directives selon l'OApEI	Directive des gestionnaires de réseau
	directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification.	
12, al. 2	Art. 12 Coûts d'exploitation imputables ² Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.	Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse (SCCD – CH)
13, al. 1	Art. 13 Coûts de capital imputables ¹ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations et de leurs composants.	SCCD – CH
17	Art. 17 Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes et non discriminatoires qui régissent l'imputation des coûts entre les réseaux de même niveau directement reliés entre eux et la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective.	MURD – CH
23, al. 2	Art. 23 Groupes-bilan ² La société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan.	Le BC – CH est avec les documents d'application correspondants la directive instaurant les conditions minimales à respecter pour former un groupe-bilan. Les clauses contractuelles découlent du contrat de groupe-bilan.

Tableau 2 Liste des directives selon l'art. 27, al. 4 OApEI

