



Recommandation de la branche

Distribution Code Suisse

Règles techniques pour le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution

DC-CH 2020

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

Auteurs de la première édition de 2006

Lukas Küng	ewz, Zurich	Directeur GPP* DC-CH
Andreas Beer	Rätia Energie	Membre GPP DC-CH
Giusep Cavelti	ewl, Lucerne	Membre GPP DC-CH
Manfred Jäger	EKZ, Zurich	Membre GPP DC-CH
Bernard Krummen	SI, Lausanne	Membre GPP DC-CH
Peter Lehmann	ibw, Wohlen	Membre GPP DC-CH
Samuel Matti	BKW-FMB, Berne	Membre GPP DC-CH

* GPP = groupe de projet partiel

Révision 2007

Lukas Küng	ewz, Zurich	Président de la NeNuKo (Commission Utilisation du réseau, AES)
Bruno Bühlmann	ews ag, Reinach	Membre de la NeNuKo
Andreas Beer	Rätia Energie	Membre de la NeNuKo
Giusep Cavelti	ewl, Lucerne	Membre de la NeNuKo
Manfred Jäger	EKZ, Zurich	Membre de la NeNuKo
Bernard Krummen	SI, Lausanne	Membre de la NeNuKo
Jean-Michel Notz	VSE / AES	Secrétaire de la NeNuKo

Conseils et mise en œuvre 2006 / 2007

KEMA Consulting GmbH Bonn, Christian Hewicker

Direction du projet AES

Peter Betz, chef du projet MERKUR Access II
Jean-Michel Notz, chef de l'équipe de base MERKUR Access II



Groupe de travail ad hoc pour la 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	CFF	Membre de la NeNuKo
Bernard Krummen	SIL	Membre de la NeNuKo
Lukas Küng	ewz	Président de la NeNuKo
Philippe Mahler	Polynomics	Conseil / soutien logistique
Rolf Meyer	IBAarau	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 / soutien logistique

Groupe de travail ad hoc pour la 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, intégration des adaptations
Bruno Schwegler	WWZ	Membre de la NeNuKo, chef du GT «Arealnetze»
Stefan Witschi	BKW-FMB	Président de la NeNuKo

Groupe de travail ad hoc pour la révision 2013/2014

Widmer Patrick	SAK AG	Chef du GT DC-CH
Thalmann Franco	IBC, Coire	Membre du GT DC-CH
Ebner Andreas	BKW	Membre du GT DC-CH
Mösch Lukas	Axpo Power SA	Membre du GT DC-CH
Schmitt Jürgen	Swissgrid SA	Membre du GT DC-CH
Casutt Stefan	EW Aarberg	Membre du GT DC-CH
Keller Christian	Arbon Energie AG	Membre du GT DC-CH
Bucher Daniel	EKZ	Membre du GT DC-CH
Beer Andreas	Repower	Membre du GT DC-CH
Schroeder Carsten	ewz	Membre du GT DC-CH
Cettou Raymond	SIG, Genève	Membre du GT DC-CH
Holenstein Hansjörg	VSE / AES	Membre du GT DC-CH
Degen Andreas	VSE / AES	Membre du GT DC-CH



Groupe de travail pour la révision 2019/2020

Patrick Bader	VSE / AES	Chef du GT DC-CH
Efstratios Taxeidis	BKW SA	Membre du GT DC-CH
Boris Mankel	Axpo Grid SA	Membre du GT DC-CH
Vitus Müller	SAK	Membre du GT DC-CH
Nils Beckhaus	EKZ	Membre du GT DC-CH
Stefan Casutt	EW Aarberg	Membre du GT DC-CH
Patrick Joye	Groupe E	Membre du GT DC-CH
Roland Notter	Axpo Grid SA	Membre du GT DC-CH
Yann Gosteli	CKW	Membre du GT DC-CH
Vincent Müller	Swissgrid SA	Membre du GT DC-CH

Responsabilité de la Commission

La Commission Technique des réseaux & exploitation de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.

Chronologie

Date	"Brève description"
Juin 2005	Début des travaux du groupe de projet partiel DC-CH
1 ^{er} juin 2006	Approbation par le Comité de l'AES
Août – décembre 2007	Révision du document DC-CH
5 décembre 2007	Approbation de la révision par le Comité de l'AES
Mai/juin 2008	Adaptation à l'OApEI avec approbation courte
18 juin 2008	Approbation de l'adaptation par le Comité de l'AES
Août 2008 – février 2009	Révision générale
9 juillet 2009	Approbation par le Comité de l'AES
Été 2010	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
2 mars 2011	Approbation par le Comité de l'AES
Août 2013 - avril 2014	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
22 octobre 2014	Approbation par le Comité de l'AES
Juin 2019 – juillet 2020	Révision générale
9 décembre 2020	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 a approuvé ce document à la date du 9 décembre 2020.



Ce document est une annexe au document de la branche pour le marché de l'électricité.

Il fait office, pour les sous-chapitres et paragraphes suivants, de directive au sens de l'art. 27, al. 4 OApEI:

Sous-chapitre 3.3.1 pour l'affectation des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau aux niveaux de réseau en fonction de l'art. 3, al. 1 OApEI (aspects techniques, les aspects commerciaux sont réglés dans le MURD-CH).

Chapitre 6 pour la qualité minimale de la fourniture de courant par niveau de réseau selon l'art. 3, al. 1 OApEI.

Sous-chapitre 5.6.3 pour les processus de mesure et d'information selon l'art. 8, al. 2 OApEI (mesure d'exploitation; les mesures de facturation sont réglées dans le Metering Code MC-CH).

Abréviations, concepts et définitions

Pour les concepts et définitions, nous renvoyons au glossaire de l'AES.

Des explications approfondies sont fournies au chapitre 8.

Imprimé n°1003-f, édition 2020

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 ces documents que celui prévu pour le destinataire est interdit. L'AES et les rédacteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps et sans préavis.



Sommaire

Avant-propos	9
1. Introduction.....	10
1.1 Généralités.....	10
1.2 Domaine d'application.....	11
2. Bases organisationnelles du DC-CH	12
2.1 Acteurs dans le DC-CH.....	12
2.2 Relations contractuelles	13
2.2.1 Généralités.....	13
2.2.2 Contrat de raccordement au réseau.....	14
2.2.3 Convention d'exploitation.....	15
3. Raccordement au réseau.....	16
3.1 Généralités.....	16
3.1.1 Objet et domaine d'application	16
3.1.2 Responsabilités	17
3.2 Établissement, modification et suppression de raccordements au réseau.....	18
3.2.1 Établissement et modification de raccordements au réseau.....	18
3.2.2 Mise en service.....	19
3.2.3 Déconnexion temporaire d'un raccordement au réseau de distribution.....	19
3.2.4 Suppression ou changement d'un raccordement.....	19
3.3 Conditions générales pour le raccordement au réseau	20
3.3.1 Délimitation et équipement du raccordement au réseau.....	20
3.3.1.1 Devoirs du gestionnaire de réseau.....	20
3.3.1.2 Raccordement de consommateurs finaux et d'IPE	20
3.3.1.3 Raccordements entre réseaux de distribution	21
3.3.1.4 Règlements de détail pour les raccordements au réseau	21
3.3.1.5 Cas particuliers (secours / réserve / révision)	25
3.3.2 Accessibilité du raccordement au réseau.....	25
3.3.3 Conditions techniques générales	26
3.3.4 Équipements de protection.....	27
3.4 Exigences relatives aux installations pour la fourniture de services-système vis-à-vis du GRT	27
3.5 Conditions pour les réseaux de distribution.....	28
4. Planification du réseau.....	29
4.1 Généralités.....	29
4.2 Principes de planification	29
5. Exploitation du réseau.....	31
5.1 Généralités.....	31
5.2 Planification et gestion de l'exploitation du réseau	31
5.3 Zone d'observabilité	32
5.4 Travaux d'entretien et de maintenance.....	32
5.5 Coordination, autorisation et directives des manœuvres de couplage.....	33
5.6 Services-système dans le domaine de responsabilité du GRD.....	33
5.6.1 Aperçu.....	33
5.6.2 Maintien de la tension et compensation de l'énergie réactive.....	34
5.6.3 Données d'exploitation du réseau	34



5.6.4	Compensation des pertes actives	35
5.7	Gestion des congestions	35
5.8	État normal du réseau	35
5.9	État dégradé ou perturbé du réseau	35
5.10	Gestion de la charge et de l'injection	36
5.10.1	Gestion de la charge et de l'injection en faveur du réseau	37
5.10.2	Gestion de la charge et de l'injection en cas d'état dégradé ou perturbé du réseau	37
5.11	Perturbation majeure dans le réseau de transport et durées d'autonomie	37
5.12	Échange d'informations	38
5.13	Formation continue et entraînement	39
6.	Qualité d'approvisionnement	40
6.1	Définition de la qualité d'approvisionnement	40
6.2	Disponibilité de l'approvisionnement	41
6.3	Qualité de la tension	43
6.4	Qualité de service	43
6.5	Statistique de la disponibilité et surveillance de la qualité de la tension	43
7.	Dispositions générales	44
7.1	Responsabilité	44
7.2	Traitement des informations confidentielles / protection des données	44
7.3	Dispositions finales	45
8.	Annexes	46
8.1	Caractéristiques qualitatives de la planification du réseau	46
8.1.1	Énergie non distribuée dans les délais	46
8.1.2	Critère de Zollenkopf	46
8.1.3	Exemple	48
8.1.4	Vérification de la planification de l'extension	49
8.2	Limites du raccordement au réseau et conditions foncières	50
8.3	Détermination des pertes de réseau	51
8.3.1	Détermination des pertes de réseau par mesure différentielle	51
8.3.2	Détermination des pertes de réseau en l'absence de mesure différentielle	52
8.3.3	Consommateurs finaux non mesurés (facturation forfaitaire)	54
8.3.4	Pertes nettes indicatives par niveau de réseau	54



Liste des figures

Figure 1: Structure des documents	9
Figure 2: Relations contractuelles principales entre les acteurs dans le DC-CH (illustration suivant le document de la branche MMEE-CH)	13
Figure 3: Utilisation de parties d'une installation intérieure afin d'optimiser la desserte	23
Figure 4: Principe de la mesure différentielle	24
Figure 5: Aperçu de la qualité d'approvisionnement	40
Figure 6: Diagramme de Zollenkopf (exemple)	47
Figure 7: Exemple d'application du critère de Zollenkopf	48
Figure 8: Vérification de la planification de l'extension (exemple)	49
Figure 9: Raccordement au réseau de basse tension (exemple)	50
Figure 10: Séries chronologiques non synchrones	52
Figure 11: Détermination du bilan énergétique global	53

Liste des tableaux

Tableau 1: Grandeurs caractéristiques pour le raccordement de consommateurs finaux	21
Tableau 2: Intervalle des indicateurs standards pour les interruptions d'approvisionnement non planifiées	42
Tableau 3: Comparaison qualitative des différentes configurations de réseau (exemple)	46
Tableau 4: Fréquence d'interruption des équipements d'exploitation	48
Tableau 5: Pertes nettes moyennes et maximales par niveau de réseau	54



Avant-propos

Le présent document est un document de la branche relevant de la responsabilité de l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité en Suisse. 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 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et aux propriétaires de réseau de distribution (PRD) 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, cf. Figure 1.

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

Le présent Distribution Code (DC-CH) est un document-clé.

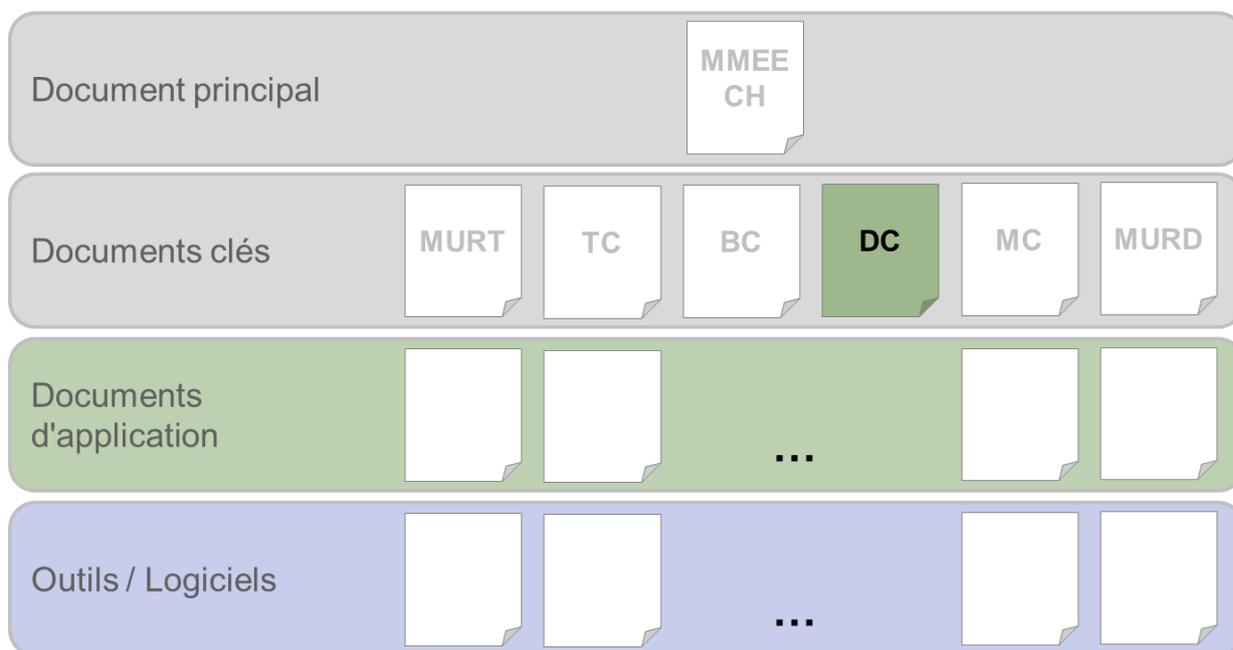


Figure 1: Structure des documents



1. Introduction

1.1 Généralités

- (1) Le DC-CH définit les principes techniques et les exigences minimales pour le raccordement à un réseau de distribution, ainsi que pour l'exploitation et l'utilisation des réseaux de distribution en Suisse. Il décrit les tâches des acteurs impliqués et règle les interfaces techniques entre les gestionnaires de réseau de distribution, les utilisateurs du réseau et les éventuels autres acteurs.
- (2) Le DC-CH fixe les exigences techniques minimales pour l'exploitation des installations des acteurs concernés raccordées à un réseau de distribution (cf. chapitre 2.1).
- (3) Les aspects économiques ne sont pas traités dans le présent document. L'exécution commerciale des droits et des devoirs mutuels ne fait pas non plus partie des sujets traités par le DC-CH ; celle-ci est réglée contractuellement.
- (4) Le DC-CH traite les sujets dans l'ordre suivant :
 - raccordement au réseau
 - planification du réseau
 - exploitation du réseau
 - qualité d'approvisionnement
 - dispositions générales
- (5) En cas de pénurie d'électricité grave, l'Organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise (OSTRAL) applique des mesures décidées par le Conseil fédéral en fonction de la situation sur la base de loi sur l'approvisionnement du pays (LAP), et qui sont prioritaires sur les règles du DC-CH.
- (6) Le comportement des nouveaux acteurs, de plus en plus nombreux, tels que les producteurs décentralisés, les dispositifs de stockage, les prosumers, etc., est de plus en plus déterminant pour le réseau de distribution (RD) et le réseau de transport (RT). Les exigences applicables diffèrent en fonction du type d'installation et du niveau de tension. Elles sont définies dans les documents clés Transmission Code (TC-CH), Distribution Code (DC-CH) ainsi que dans le document d'application «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie» (RR/IPE-CH). Les GRD et le gestionnaire de réseau de transport (GRT) veillent à ce que ces acteurs respectent les normes et les exigences qui les concernent.
- (7) La société nationale du réseau de transport et les GRD vérifient et s'assurent, dans le cadre du raccordement au réseau, que chacune des installations raccordées et l'ensemble qu'elles forment ne mettent pas en péril l'exploitation sécurisée et efficace de leurs réseaux de distribution. La protection des personnes et des installations est prioritaire.
- (8) Dans la mesure où les activités des acteurs sur les différents niveaux de tension s'influencent mutuellement, le TC-CH, le DC-CH et le RR/IPE-CH sont considérés dans leur globalité.



1.2 Domaine d'application

- (1) Les exigences du DC-CH s'appliquent aux acteurs présentés au chapitre 2.1 et à leurs installations électriques nouvelles et existantes.
- (2) Pour les exigences relatives aux raccordements à un réseau de distribution énoncées au chapitre 3, des règles particulières s'appliquent, lesquelles sont définies au chapitre 3.1.1.



2. Bases organisationnelles du DC-CH

- (1) Le DC-CH a pour but de définir des conditions-cadre solides afin d'assurer un accès optimal du point de vue de l'économie globale et non discriminatoire de tous les utilisateurs au réseau de distribution. Simultanément, une exploitation sûre et fiable des réseaux de distribution, ainsi qu'une qualité d'approvisionnement suffisante doivent être garanties à l'avenir aussi.
- (2) Ces objectifs requièrent que les gestionnaires du réseau de distribution et divers autres acteurs du marché collaborent sur la base de critères uniformes, objectifs, transparents, non discriminatoires, économiques et adaptés aux critères correspondants à l'état de la technique, aux règles de procédure et aux exigences techniques minimales.
- (3) Les conventions et contrats existants sont à considérer de manière adéquate lors de l'application ou de modifications du DC-CH. Si nécessaire, les personnes et entreprises concernées doivent rechercher en commun une solution satisfaisante dans le sens des bases légales.
- (4) Les paragraphes qui suivent expliquent les bases organisationnelles applicables aux différents acteurs dans le cadre du raccordement aux réseaux de distribution et de leur exploitation.

2.1 Acteurs dans le DC-CH

- (1) Les acteurs suivants jouent un rôle dans le contexte du DC-CH:
 - i. Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et propriétaires de réseau de distribution (PRD)
 - ii. Gestionnaires de réseau de transport (GRT) et propriétaires de réseau de transport (PRT)
 - iii. Bénéficiaires d'un raccordement au réseau
 - iv. Utilisateurs du réseau
- (2) Les dispositifs de stockage d'électricité (p. ex. batteries ou centrales de pompage-turbinage), les prosumers et regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) ainsi que les réseaux de faible envergure ne sont pas définis en tant qu'acteurs dans le DC-CH. Pour le DC-CH, les bénéficiaires d'un raccordement au réseau et les utilisateurs du réseau suffisent étant donné que les dispositifs de stockage d'électricité, les prosumers, les RCP et les réseaux de faible envergure jouent toujours l'un de ces rôles à un moment ou à un autre.



2.2 Relations contractuelles

2.2.1 Généralités

- (1) Dans le contexte du DC-CH, des règles contractuelles entre les propriétaires et les gestionnaires de réseaux de distribution et les autres acteurs du marché sont appropriées. Les relations contractuelles essentielles entre les acteurs du marché, en rapport avec le DC-CH, sont représentées de façon schématique dans le MMEE-CH.
- (2) Dans le contexte du DC-CH, le contrat de raccordement au réseau et la convention d'exploitation revêtent une importance particulière. Des installations de plusieurs utilisateurs du réseau peuvent être raccordées à un même point de fourniture.
- (3) Le contrat d'utilisation du réseau est décrit dans la recommandation de la branche Modèle d'utilisation des réseaux de distribution (MURD-CH).

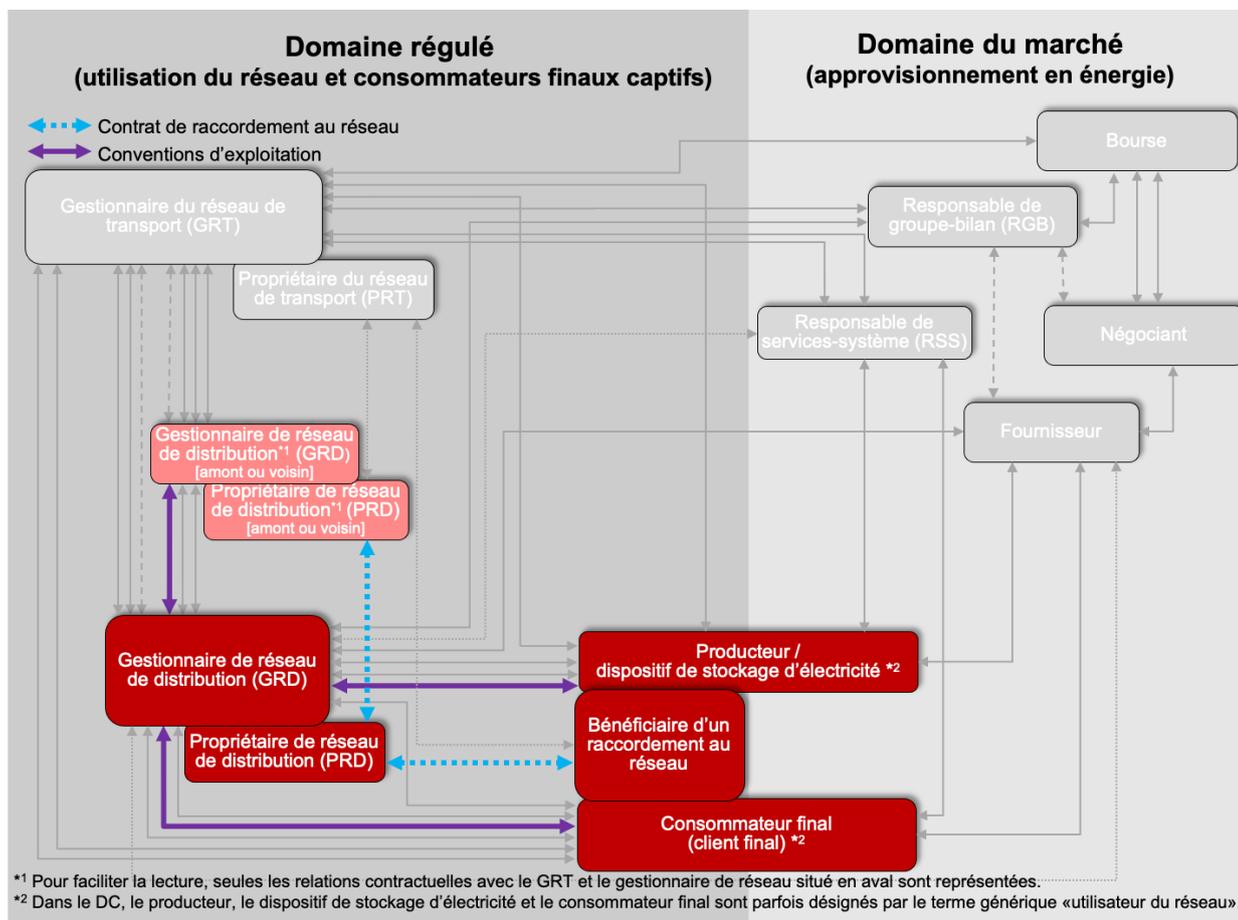


Figure 2: Relations contractuelles principales entre les acteurs dans le DC-CH (illustration suivant le document de la branche MMEE-CH)



2.2.2 Contrat de raccordement au réseau

- (1) Le raccordement de bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution doit faire l'objet d'un contrat. Le contrat de raccordement au réseau est établi entre le PRD et le bénéficiaire d'un raccordement au réseau.
- (2) Des contrats de raccordement au réseau existent d'autre part entre les propriétaires de réseaux de distribution directement raccordés électriquement entre eux.
- (3) En dérogation ou en complément du chiffre (1), il est toutefois permis d'établir un raccordement sur la base de conditions générales de raccordement et d'utilisation du réseau.
- (4) Les parties contractantes déterminent le contenu des points à régler dans le contrat de raccordement. Selon le type de raccordement, cela peut concerner les points suivants :
 - points d'interface entre les installations des parties contractantes (point de couplage commun, point de fourniture, limites de propriété, place de mesure et point de mesure)
 - droits d'accès et d'utilisation
 - convention d'établissement d'une servitude et, le cas échéant, pour une inscription au registre foncier
 - délai de réalisation du raccordement au réseau
 - exigences spécifiques des parties contractantes
 - conditions et modalités de déconnexion ou de suppression du raccordement
 - volume et contenu de la documentation technique
 - étendue de l'échange mutuel d'informations sur le réseau et les installations
 - tensions de soutirage et d'injection
 - coordination de l'isolement
 - traitement du point neutre
 - puissance de raccordement et puissances de soutirage ou d'injection active et réactive autorisées
 - puissances de court-circuit maximale et minimale au point de couplage commun et/ou au point de fourniture, ainsi que puissance de coupure minimale nécessaire des appareils de couplage
 - tensions d'exploitation maximale et minimale en régime permanent, durée autorisée et valeur des dépassements positifs et négatifs de courte durée
 - réactions admissibles du réseau
 - appareils à prévoir pour la protection, la mise en parallèle et la synchronisation
 - données de base du réglage des équipements de protection ainsi que des dispositions relatives à la fréquence et à la tension
 - équipements de mesure et de comptage à prévoir
 - techniques de gestion et de communication à prévoir
- (5) Les parties contractantes ont en outre le droit d'exiger que des contrôles répétitifs soient effectués pour constater si les exigences fixées sont respectées. S'il se révèle que le bénéficiaire d'un raccordement au réseau ne remplit pas certaines exigences, c'est à lui de supporter les coûts du contrôle.
- (6) Avant d'entreprendre d'éventuelles modifications qui dépassent le cadre fixé dans le contrat de raccordement au réseau, les parties contractantes (PRD et bénéficiaire d'un raccordement au réseau)



s'informent mutuellement et en respectant un délai approprié du genre de modification, de leur ampleur et du moment auquel elles auront lieu. Ils adaptent éventuellement le contrat.

2.2.3 Convention d'exploitation

- (1) Pour chaque point de fourniture, il est possible d'établir une convention d'exploitation en complément du contrat de raccordement au réseau.
- (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 GRD (ou dans quelques cas le PRD).
- (3) Il existe d'autres conventions d'exploitation entre gestionnaires de réseau de distribution directement raccordés électriquement entre eux.
- (4) Selon le type de raccordement ou l'importance de l'utilisation réelle ou escomptée du réseau de distribution, cela peut concerner par exemple les points suivants :
 - coordination pour la planification de la mise hors service des équipements d'exploitation du réseau et des IPE, ainsi que désignation des interlocuteurs responsables
 - règles concernant l'exploitation des installations raccordées et des manœuvres de couplage
 - organisation des manœuvres ainsi que désignation des interlocuteurs responsables de la mise en œuvre des installations et des manœuvres
 - gestion des perturbations
 - participation à la gestion de la charge et de l'injection
 - exploitation d'IPE en cas d'approvisionnement par des groupes de secours
 - concept de protection et réglages des équipements de protection
 - conditions de couplage en parallèle et conditions de synchronisation
 - prescription pour l'échange de puissance réactive et intégration dans le concept de réglage de la tension
 - apport de prestations supplémentaires
 - participation aux dispositions relatives à la fréquence, à la tension et à l'intensité pour éviter ou limiter les perturbations ou en diminuer les répercussions
 - règles de sécurité à appliquer et autorisations d'accès applicables aux diverses installations (service de piquet, etc.) pour l'exploitation des installations et les manœuvres
 - données pour les mesures d'exploitation
 - intervalles de maintenance (contrôle des équipements de protection, mesures de la mise à la terre, etc.)
- (5) Avant d'entreprendre d'éventuelles modifications qui diffèrent des accords fixés dans la convention d'exploitation, le GRD et l'utilisateur du réseau s'informent mutuellement et en respectant un délai approprié, du genre de modification, de leur ampleur et du moment auquel elles auront lieu et adaptent éventuellement la convention.



3. Raccordement au réseau

3.1 Généralités

3.1.1 Objet et domaine d'application

- (1) Ce chapitre définit les exigences minimales techniques, organisationnelles et d'exploitation («conditions de raccordement») pour le raccordement des installations d'un bénéficiaire du raccordement au réseau ou d'un PRD au réseau de distribution d'un (autre) GRD.
- (2) Le raccordement de réseau désigne d'une part le raccordement technique d'un bénéficiaire du raccordement au réseau ou d'un autre réseau à un réseau et d'autre part le processus administratif pour créer un tel raccordement.
- (3) Les aspects commerciaux relatifs à l'utilisation du réseau (calcul et facturation des rémunérations pour l'utilisation du réseau) sont décrits dans la recommandation de la branche «Modèle d'utilisation des réseaux de distribution» (MURD-CH). Les aspects commerciaux relatifs au raccordement au réseau (répartition des coûts et calcul des contributions de raccordement pour les raccordements hors et à l'intérieur de la zone à bâtir) sont décrits dans la recommandation de la branche «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR-CH).
- (4) Dans le cadre du devoir de raccordement du GRD, le respect des conditions générales de raccordement est la condition préalable au raccordement d'un bénéficiaire du raccordement au réseau.
- (5) Les conditions de raccordement sont valables aussi bien pour le raccordement au réseau de distribution de nouvelles installations que pour des modifications d'installations existantes.
- (6) Une installation est nouvelle lorsque l'autorisation pour les installations électriques à raccorder à un réseau de distribution n'est octroyée de façon applicable qu'après la date d'approbation du DC-CH en vigueur.
- (7) Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau sont tenus de signaler au GRD les modifications effectuées sur une installation existante (y compris le remplacement de parties d'installation/composants) ayant des répercussions sur les propriétés électriques et de dynamique du réseau de l'installation au point de fourniture. Cela doit être fait suffisamment tôt, c.-à-d. avant le début des travaux, et par écrit (cf. recommandation de la branche «Prescriptions des distributeurs d'électricité», PDIE-CH). L'utilisation d'une installation ou d'une partie d'une installation existante pour la fourniture de services-système vis-à-vis du GRT ou un dépassement des valeurs limites convenues dans le contrat de raccordement au réseau (comme p. ex. puissance active et réactive) sont également à traiter dans le sens de ces règles.
- (8) Le GRD vérifie, après réception de la notification de modification, si des mesures sont nécessaires. Il convient dans ce contexte d'observer les principes suivants :
 - a) En cas de transformation ou d'extension d'une partie d'une installation existante, la partie à transformer ou à agrandir doit répondre aux exigences en vigueur au moment de l'intervention.
 - b) Un remplacement simple par des composants du même type ou équivalents sur le plan technique ne nécessite aucune autre mesure, tant qu'il est certain que le comportement électrique et



en matière de dynamique du réseau de l'installation n'est pas influencé de manière négative (par rapport au point de fourniture). Tout composant nouvellement acquis en vue de remplacer un composant existant doit néanmoins répondre à l'état actuel de la technique et être conforme aux exigences en vigueur au moment du remplacement, dans la mesure où il devient une partie de l'installation.

- c) Les parties de l'installation non concernées par la modification demeurent soumises aux exigences initiales.
- (9) Le raccordement au réseau de transport est soumis aux règlements du TC-CH.
- (10) Les raccordements provisoires et temporaires sont soumis à des réglementations particulières spécifiques à chaque GRD.
- (11) Le raccordement des consommateurs finaux, des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité au réseau de distribution basse tension est en outre soumis aux dispositions du PDIE-CH.
- (12) Le raccordement de toutes les IPE (y compris les dispositifs de stockage d'électricité qui réinjectent du courant dans le réseau et les groupes de secours) à un réseau de distribution est en outre soumis aux recommandations de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie» (RR/IPE-CH) dans la mesure où elles ne sont pas soumises aux règles pertinentes du TC-CH.
- (13) Afin de préciser les conditions de raccordement, les GRD sont autorisés à édicter plus globalement des prescriptions générales pour le raccordement au réseau, telles que des dispositions spéciales relatives au PDIE-CH, des conditions techniques et des conditions générales de raccordement au réseau et d'utilisation de ce dernier.
- (14) L'utilisation d'un terrain public ou privé pour construire le réseau électrique ne fait pas l'objet du DC-CH. Les réglementations adéquates découlent des directives légales et publiques correspondantes.

3.1.2 Responsabilités

- (1) Les GRD sont responsables du raccordement des bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution, ainsi que du traitement réglementaire et de l'examen de toute demande d'établissement, de modification ou de suppression de raccordement au réseau.
- (2) Les GRD doivent coordonner l'établissement et la modification de raccordements au réseau avec des tiers pour autant que la configuration modifiée du réseau ait des répercussions sur les réseaux et/ou installations de ces derniers. Cette règle est notamment valable pour d'autres GRD ainsi que pour le GRT.
- (3) Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau sont tenus de soumettre en temps voulu au GRD concerné (cf. chiffre (1)) une demande d'établissement, de modification ou de suppression du raccordement et de lui fournir toutes les informations nécessaires.



3.2 Établissement, modification et suppression de raccordements au réseau

3.2.1 Établissement et modification de raccordements au réseau

- (1) Sur demande, le GRD met à la disposition des bénéficiaires d'un raccordement au réseau les informations concernant les exigences techniques définies selon le chapitre 3.3.3 ainsi que les délais et les interlocuteurs pour l'établissement et la modification du raccordement au réseau.
- (2) Pour un nouveau raccordement au réseau, chaque bénéficiaire d'un raccordement au réseau doit soumettre par écrit une demande au GRD concerné accompagnée de toutes les données nécessaires. Il en est de même en cas de nouvelle construction ou de transformation exigeant le déplacement, la modification, l'extension ou le remplacement d'un raccordement au réseau existant.
- (3) Lors de l'établissement ou de la modification de raccordement(s) au réseau, le GRD concerné vérifie que les conditions prépondérantes du réseau au(x) point(s) de couplage commun et/ou de fourniture (cf. Figure 9) permettent que l'installation à raccorder puisse être exploitée comme suit:
 - a) en fonction de la puissance de raccordement demandée,
 - b) avec une qualité de tension comme décrite au chapitre 6.3,
 - c) sans provoquer de réactions inadmissibles sur les installations du GRD et d'autres exploitants ou utilisateurs du réseau conformément au chapitre 3.3.3.
- (4) S'il est impossible d'exploiter l'installation prévue au point de couplage commun prévu, le GRD en informe par écrit le bénéficiaire d'un raccordement au réseau et :
 - a) fixe avec lui les dispositions adéquates à effectuer au raccordement au réseau ou au point de couplage commun (cf. chapitre 3.3.1.1),
 - b) lui indique les éventuelles mesures appropriées dans l'installation (prévue),
 - c) définit les mesures nécessaires sur le réseau en accord avec les éventuels gestionnaires de réseau, utilisateurs de réseau et/ou bénéficiaires d'un raccordement au réseau concernées, et
 - d) calcule les coûts qui résulteront des éventuelles mesures (cf. MURD-CH).
- (5) Après un contrôle positif de la demande ou un accord sur les éventuelles adaptations nécessaires, le PRD soumet dans un délai raisonnable une offre au bénéficiaire du raccordement au réseau pour son raccordement au réseau. En même temps, le PRD lui propose la conclusion ou la modification du contrat de raccordement au réseau. Sur demande, le PRD doit justifier son offre de manière compréhensible et doit mentionner les éventuelles raisons pour lesquelles le bénéficiaire d'un raccordement au réseau doit assumer certains coûts (cf. MURD-CH), ainsi que le délai pour la réalisation du raccordement.
- (6) La conclusion ou l'adaptation du contrat de raccordement au réseau ou la base des conditions commerciales générales pour le raccordement au réseau ainsi que l'attribution des autorisations et servitudes nécessaires sont les conditions impératives à l'établissement ou à la modification d'un raccordement.



3.2.2 Mise en service

- (1) La condition à la mise en service d'un raccordement nouveau ou modifié est la justification par le bénéficiaire du raccordement au réseau des exigences du GRD (telle que contrat de raccordement au réseau, conditions commerciales générales, conditions techniques que raccordement, etc.).
- (2) Le GRD peut exiger la preuve que la réalisation des conditions techniques soit garantie par des dispositions adéquates (p. ex. mesures de réception). Le type, l'ampleur des dispositions et la participation aux coûts doivent être convenus au préalable. Les mesures de réception peuvent aussi, en accord avec le GRD, être effectuées après la mise en service du raccordement.
- (3) Si la mise en service d'un raccordement peut avoir des conséquences pour les installations et/ou l'exploitation du raccordement d'une autre partie, le GRD doit informer au préalable dans un délai approprié la partie concernée.

3.2.3 Déconnexion temporaire d'un raccordement au réseau de distribution

- (1) Le GRD est autorisé à déconnecter temporairement du réseau de distribution un raccordement aux frais du bénéficiaire du raccordement au réseau, aux conditions suivantes :
 - après annonce et avoir fixé un délai adéquat en cas de violation répétée ou permanente par le bénéficiaire du raccordement au réseau des exigences et devoirs convenus (y compris paiements à régler),
 - immédiatement et sans préavis en cas de mise en danger de personnes, d'installations ou de l'exploitation du réseau.
- (2) En cas de déconnexion d'un raccordement au réseau de distribution, le GRD prend les dispositions nécessaires au rétablissement du raccordement.

3.2.4 Suppression ou changement d'un raccordement

- (1) Les conditions et modalités de suppression d'un raccordement au réseau doivent être convenues entre le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau ou entre les GRD concernés.
- (2) En cas de suppression d'un raccordement, la prise en charge des coûts s'effectuera conformément aux prescriptions énoncées dans la recommandation de la branche MURD-CH.



3.3 Conditions générales pour le raccordement au réseau

3.3.1 Délimitation et équipement du raccordement au réseau

3.3.1.1 Devoirs du gestionnaire de réseau

- (1) Le GRD définit les points suivants pour chaque raccordement au réseau (cf. représentation au chapitre 8.2) :
 - point de couplage commun (lieu et niveau de tension)
 - point de fourniture entre le raccordement au réseau et l'installation intérieure
 - dimensionnement et réalisation du raccordement au réseau
 - point(s) de mesure et place de mesure (équipements et emplacement à prévoir selon le Metering Code Suisse MC-CH)
 - conditions de construction
 - technique de protection, de gestion et de communication à prévoir
 - éventuellement appareils de mesure de la qualité de la tension
- (2) Pour fixer les points énumérés au chiffre (1) le GRD tient compte des conditions du réseau aux points de fourniture et de couplage (puissance de raccordement, puissance de court-circuit, disponibilité, réactions du réseau, etc.), des exigences techniques du bénéficiaire du raccordement au réseau, de la planification de l'extension et du développement du réseau, des coûts du raccordement au réseau ainsi que des coûts d'une extension du réseau découlant du raccordement (cf. NA/RR-CH). Le raccordement des IPE est en outre soumis aux dispositions de l'EICom.
- (3) Des nouveaux raccordements de bénéficiaires d'un raccordement au réseau ne sont fondamentalement possibles que sur les niveaux de réseau 3, 5 et 7 (cf. MURD-CH). Les raccordements ou contrats existants doivent être pris en considération de manière adéquate.
- (4) Chaque GRD fixe les directives pour le nouveau raccordement de bénéficiaires d'un raccordement au réseau aux différents niveaux de réseau. Les recommandations des chapitres suivants sont valables.

3.3.1.2 Raccordement de consommateurs finaux et d'IPE

- (1) Tous les consommateurs finaux ayant le droit d'être raccordés selon l'art. 5, al. 2 LApEI ont droit à un raccordement aux réseaux de distribution locaux (niveau de réseau 7).
- (2) Le niveau de raccordement réel est déterminé en tenant compte des conditions techniques à chaque point de couplage commun. Les valeurs données ci-dessous sont donc indicatives et peuvent varier, notamment en fonction des raccordements au réseau à l'intérieur ou à l'extérieur des zones constructibles, des zones industrielles, etc., à condition de respecter le principe de l'égalité de traitement.
- (3) À l'intérieur de la zone constructible, on peut, en règle générale, raccorder à des niveaux de réseau supérieurs lorsque le bénéficiaire du raccordement au réseau atteint les combinaisons suivantes de puissance de raccordement (rapportée à la puissance maximale ¼ h annuelle) et de durée d'utilisation annuelle (cf. Tableau 1):



	Durée d'utilisation minimale	Densité de construction élevée (p. ex. centre urbain / zones industrielles)	Densité de construction moyenne (p. ex. agglomération / zones artisanales)	Campagne / montagne
Réseaux de distribution régionaux (NR 5)	2500 h	800–1200 kVA	600–1000 kVA	≥ 400 kVA
Réseaux de distribution suprarégionaux (NR 3)	4500 h	20–40 MVA		

Tableau 1: Grandeurs caractéristiques pour le raccordement de consommateurs finaux

- (4) En cas de raccordement d'IPE, le GRD détermine, selon les directives de l'EICOM et en fonction des nécessités et de la configuration de réseau existante, à quel niveau de réseau l'IPE doit être raccordée.
- (5) Pour le raccordement de centrales à accumulation, les conditions techniques pour la consommation, l'injection, ou les deux, doivent être respectées.
- (6) En complément aux éventuels critères techniques, un GRD peut, en cas de raccordement de consommateurs finaux à un niveau de réseau supérieur, fixer des critères supplémentaires pour la détermination des rétributions d'utilisation du réseau (cf. MURD-CH).
- (7) Il faut aussi appliquer le chiffre (6) de façon analogue dans le cas où un consommateur final raccordé au réseau de distribution régional ou suprarégional (niveau de réseau 5 ou 3) ne remplit plus les conditions selon le chiffre (3). Cette mesure garantit ainsi un traitement égal par rapport aux bénéficiaires d'un raccordement au réseau raccordés à un niveau de réseau en aval. Comme alternative, le consommateur final ou le bénéficiaire du raccordement au réseau peut convenir avec le GRD d'une adaptation de l'installation.

3.3.1.3 Raccordements entre réseaux de distribution

- (1) En dérogation au chapitre 3.3.1.1, chiffre (1), pour un raccordement entre deux réseaux de distribution, les aspects correspondants doivent être définis en commun par les deux GRD (cf. chapitre 3.5).

3.3.1.4 Règlements de détail pour les raccordements au réseau

- (1) En règle générale, un seul raccordement (raccordement principal) est établi par site (p. ex. parcelle, bâtiment, etc.). Sur demande du bénéficiaire du raccordement au réseau, des raccordements supplémentaires (raccordements secondaires) peuvent être établis p. ex. pour augmenter la sécurité d'approvisionnement. Chaque raccordement secondaire doit être traité comme un nouveau raccordement (cf. chapitre 3.2).
- (2) Pour la réunion de plusieurs points de fourniture d'un bénéficiaire d'un raccordement au réseau en vue de la facturation conformément au MURD-CH, il est renvoyé aux exemples contenus dans le MURD-CH.



- (3) Sauf accord différent et indépendamment de la prise en charge des coûts, les limites de propriété suivantes font loi (cf. graphique au chapitre 8.2):
- la limite de la parcelle pour les conditions foncières,
 - le point de fourniture pour le raccordement au réseau.
- (4) Indépendamment des limites de propriétés, le GRD est responsable de l'exploitation du raccordement au sens de la législation sur l'électricité.
- (5) En accord avec un bénéficiaire d'un raccordement au réseau, le GRD est autorisé à raccorder d'autres bénéficiaires sur le raccordement existant de cette personne. Dans ce cas, le point de couplage commun et la limite de propriété doivent être adaptés en accord avec le bénéficiaire du raccordement au réseau et réglés dans le contrat de raccordement (cf. aussi MURD-CH).
- (6) En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), plusieurs consommateurs finaux regroupés aux fins de la consommation propre commune sont considérés sur le lieu de production comme un consommateur final unique pour ce qui est de l'installation de mesure, de la mesure, du décompte et du droit d'accès au réseau (art. 18, al. 1 LEnE). Les dispositions du DC-CH s'appliquent à tous les RCP raccordés à un réseau de distribution suprarégional, régional ou local (niveau de réseau 3, 5 ou 7). Les prescriptions applicables aux consommateurs finaux ainsi qu'aux IPE et aux centrales d'accumulation directement raccordées au réseau de distribution sont également valables pour les RCP. Ils sont en outre soumis aux dispositions du manuel de l'AES «Réglementation de la consommation propre (MRCP-CH)».
- (7) Le GRD peut, à la demande d'un bénéficiaire d'un raccordement au réseau de distribution (niveau de réseau 3, 5 ou 7), autoriser celui-ci à alimenter de manière non discriminatoire d'autres consommateurs au travers de son installation de peu d'étendue destinée à la distribution fine (réseau de faible envergure). La recommandation de la branche Réseaux de faible envergure (RFE-CH) décrit en détail les principes et les possibilités d'application.
- (8) Dans l'intérêt de l'extension efficace du réseau, un GRD peut aussi convenir avec plusieurs propriétaires de parcelles, d'alimenter plusieurs bâtiments à partir d'un seul point de fourniture (cf. Figure 3).



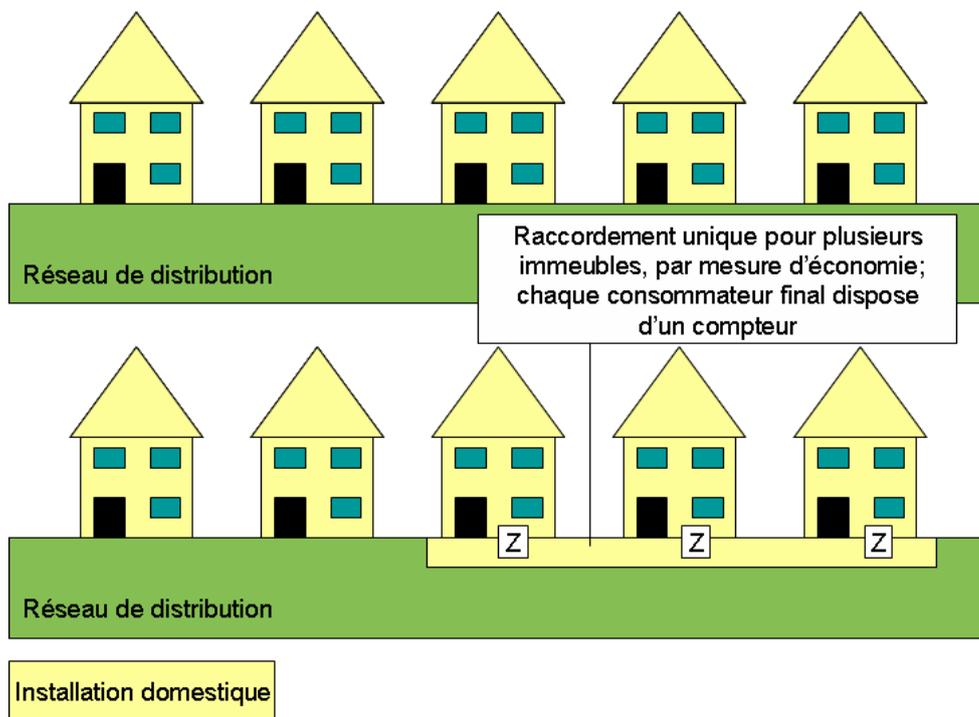


Figure 3: Utilisation de parties d'une installation intérieure afin d'optimiser la desserte

- La contribution aux coûts du réseau est prélevée sur la base de la puissance de chaque bénéficiaire du raccordement au réseau; les bénéficiaires d'un raccordement au réseau peuvent optimiser les contributions de raccordement au réseau. Le GRD prescrit les sections minimales pour les branchements d'immeubles appartenant dans ce cas aux installations domestiques et assure que la qualité de la tension soit respectée pour chaque compteur de consommateur final et que les pertes soient conformes aux pertes habituelles du réseau.
- Si les pertes entre le point de fourniture et les points de mesure de l'installation intérieure dépassent 2% de l'énergie soutirée, le GRD peut installer un dispositif de mesure différentielle (cf. Figure 4) et facturer ces pertes ainsi que les frais de mesure au propriétaire ou à l'exploitant (comme pour la facturation du compteur des communs).

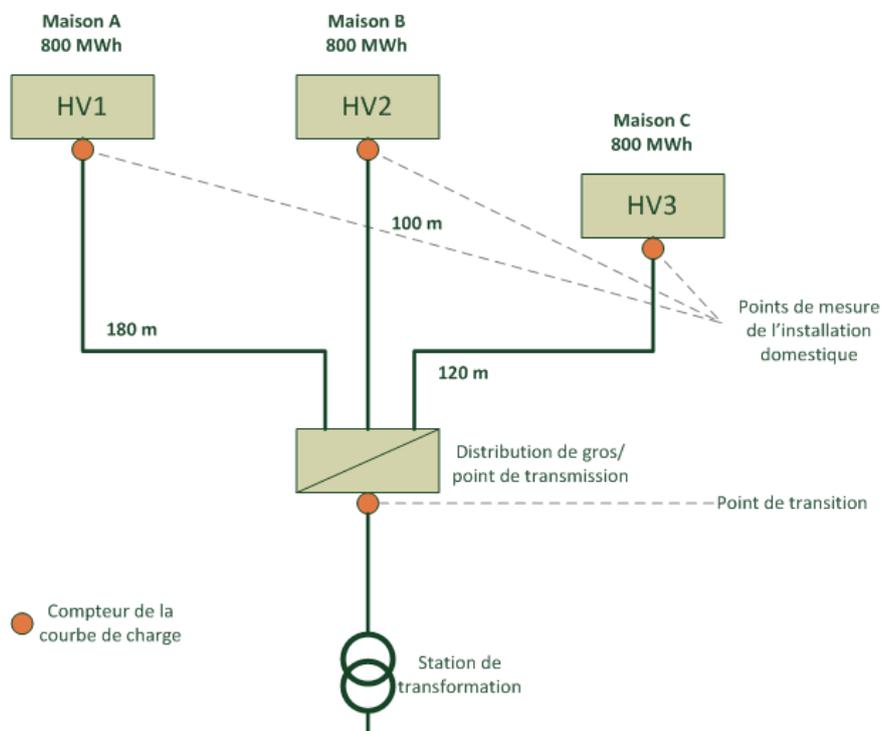


Figure 4: Principe de la mesure différentielle

- Lorsqu'aucun accord ne peut être trouvé avec les propriétaires fonciers, le GRD raccorde chaque parcelle / bâtiment séparément et fixe les contributions de raccordement au réseau.
- (9) Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau délivre ou procure gratuitement au GRD les servitudes nécessaires pour le raccordement au réseau, avec le droit d'accès selon les dispositions du Code civil (CC). Il s'engage aussi à délivrer ces servitudes pour les lignes qui sont utilisées pour le raccordement de tiers et autorise les ayants droit à faire enregistrer ces servitudes au registre foncier (cf. les recommandations sur les servitudes et les barèmes d'indemnisation de l'AES et de l'USP).
- (10) Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau dont le raccordement nécessite l'établissement d'une sous-station, d'une station de transformation ou d'une cabine de distribution doit mettre à disposition la place nécessaire. Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau procure au GRD les servitudes correspondantes ainsi que le droit d'accès selon les dispositions du CC, le cas échéant contre dédommagement adéquat, et lui permet de faire enregistrer ces servitudes au registre foncier. Le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau choisissent ensemble l'emplacement. Le GRD est autorisé à utiliser cette station de transformation ou cabine de distribution pour y raccorder aussi des tiers.



3.3.1.5 Cas particuliers (secours / réserve / révision)

- (1) Pour les raccordements de secours, de réserve ou pour révision, des réglementations séparées font foi basées sur les principes suivants. La terminologie dans les conventions existantes peut diverger de celle des paragraphes a, b et c ci-après, mais doit être appliquée par analogie ou adaptée. Les réglementations concernant le report des coûts se trouvent dans le MURD-CH.
 - a) Les raccordements de secours peuvent être utilisés par le bénéficiaire du raccordement au réseau en tout temps sans avis préalable. La durée d'utilisation est limitée à environ 4 jours (ou 100 heures) au cours d'une année. Le GRD s'engage à garantir en permanence la capacité du réseau correspondante (en règle générale, durée d'utilisation plus courte et garantie de la puissance plus basse que pour les raccordements de réserve).
 - b) Les raccordements de réserve peuvent être utilisés par le bénéficiaire du raccordement au réseau en tout temps après annonce préalable quelques heures voire quelques jours à l'avance, pour une durée de plusieurs mois au cours d'une année. Le GRD s'engage à garantir la capacité du réseau correspondante (en règle générale, plus élevée que pour un raccordement de secours, mais disponible seulement après un certain délai).
 - c) Les raccordements pour révision ne peuvent être enclenchés pour une courte durée (en règle générale, tous les 5 ans pour peu de jours) qu'après entente préalable entre le bénéficiaire du raccordement au réseau et le GRD; ils ne sont pas disponibles en permanence. Le GRD n'est pas obligé de maintenir sur son réseau les capacités complémentaires éventuellement nécessaires.
- (2) Des conventions correspondantes entre les parties doivent être conclues pour les raccordements selon le point (1), lettres a), b) et c).
- (3) Si les raccordements mentionnés au point (1), lettres a), b) et c) sont utilisés plus souvent et plus longtemps que prévu, les conventions doivent être examinées et, le cas échéant, adaptées ou alors le raccordement est traité comme un raccordement permanent. Toutes les mesures doivent être prises afin d'éviter une prise en compte à double des coûts dans les réseaux connectés les uns à la suite des autres ou maillés (pancaking¹) ou toute charge supplémentaire pour le gestionnaire de réseau, le consommateur final et l'IPE.

3.3.2 Accessibilité du raccordement au réseau

- (1) Les représentants du GRD doivent pouvoir accéder au point de mesure durant les heures ouvrables pour effectuer des contrôles, des travaux de maintenance ou autres, et en tout temps en cas de dérangement.
- (2) L'accès au point de fourniture doit être garanti en tout temps. Dans le cas contraire, il faut réaliser dans le réseau de distribution une possibilité de déconnexion aux frais du bénéficiaire du raccordement au réseau.

¹ Voir à ce sujet le document MURD-CH, Pancaking, danger de prise en compte à double des coûts



3.3.3 Conditions techniques générales

- (1) Tous les équipements et installations techniques raccordés au réseau de distribution doivent répondre aux dispositions légales et aux normes ainsi qu'aux règles techniques reconnues et aux prescriptions du GRD correspondant.
- (2) La conception des équipements et installations raccordés au réseau de distribution doit être coordonnée avec d'autres équipements du réseau de distribution. Cette règle est notamment valable pour la tension assignée et le niveau d'isolement de certains appareils ou de l'ensemble du poste de couplage, le traitement du point neutre, la mise à la terre des installations et le concept de protection.
- (3) Les installations et les appareils primaires et secondaires doivent être conçus en fonction des valeurs de tension et de courant possibles en exploitation, ainsi qu'en fonction de la puissance de court-circuit prescrite par le GRD. Ce dernier fournit sur demande la puissance de court-circuit déterminante pour le point de couplage commun / point de fourniture.
- (4) Un utilisateur du réseau possédant ses propres IPE ou des raccordements à des réseaux de distribution tiers est responsable de la déconnexion automatique du réseau de distribution en cas d'interruptions de tension dans le réseau de distribution et du fait qu'elle ne puisse pas être connectée de nouveau aussi longtemps que le réseau n'est pas sous tension.
- (5) L'utilisateur du réseau doit prendre les dispositions techniques nécessaires pour prévenir les dommages et accidents qui peuvent se produire dans ses installations suite à des coupures de courant, à des réenclenchements, ainsi qu'à des fluctuations de la tension ou de la fréquence et à des taux d'harmoniques, dans les valeurs définies dans la norme SN EN 50160.
- (6) Les installations électriques d'un utilisateur du réseau doivent être conçues et exploitées de manière à ne pas provoquer de réactions inadmissibles sur le réseau de distribution et dans les installations d'autres utilisateurs du réseau. C'est au GRD d'évaluer l'acceptabilité des réactions sur le réseau (cf. les «Règles techniques pour l'évaluation des réactions de réseaux D-A-CH-CZ»).
- (7) La transmission d'information et de signaux par le réseau de distribution ne doit pas être perturbée de manière inadmissible par les installations de l'utilisateur du réseau.
- (8) Le GRD peut prendre des dispositions particulières envers l'utilisateur du réseau, pour autant que cela soit indispensable, p. ex. pour:
 - éviter des réactions inadmissibles du réseau,
 - maintenir la qualité de la tension,
 - réaliser un traitement du point neutre,
 - éliminer les perturbations de la transmission d'information ou de signaux par le réseau de distribution.
- (9) En règle générale, des équipements de mesure doivent être prévus pour chaque point de fourniture. Ils doivent répondre aux prescriptions du MC-CH.



3.3.4 Équipements de protection

- (1) Pour une exploitation sûre avec peu de réactions indésirables des installations raccordées au réseau de distribution, les GRD et les utilisateurs du réseau doivent pourvoir leurs installations de systèmes de protection. Ceux-ci doivent répondre à la structure et aux conditions d'exploitation du réseau de distribution ou des installations raccordées et doivent être exploités de manière coordonnée.
- (2) Les GRD et les utilisateurs du réseau doivent planifier, entretenir et exploiter leurs systèmes de protection conformément aux prescriptions et recommandations correspondantes. Le propriétaire de l'équipement de protection est responsable de son bon fonctionnement quels que soient les courants, tensions et fréquences qui surviennent pendant l'exploitation. Les équipements de protection doivent être dimensionnés et réglés en fonction de la charge admissible de l'élément d'exploitation à protéger.
- (3) Le GRD fixe, dans le concept de protection du réseau, les exigences minimales de protection pour le raccordement d'installations au réseau de distribution. Le concept de protection du réseau doit tenir compte aussi bien de la structure et des conditions d'exploitation du réseau de distribution que des conditions auxquelles sont soumis les points de fourniture aux installations des utilisateurs de réseau ainsi qu'à d'autres réseaux.
- (4) Le concept de protection des installations d'un utilisateur raccordé à un point de fourniture doit protéger contre les répercussions d'une panne ou les réactions inadmissibles aussi bien les installations du GRD et de l'utilisateur du réseau que celles de tiers impliqués. Le concept de protection des installations, le type d'équipements de protection et leurs réglages sont coordonnés entre le GRD et l'utilisateur du réseau.
- (5) Les dispositions techniques de protection aux points de fourniture entre plusieurs réseaux de distribution doivent être définies mutuellement par les GRD concernés pour que les installations ou réseaux voisins ne soient pas menacés.
- (6) En particulier en cas de modifications majeures du comportement du réseau ou des conditions d'exploitation, le GRD doit vérifier dans son réseau de distribution le concept de protection et les équipements de protection et, le cas échéant, les adapter. Si les points de fourniture à des utilisateurs de réseau ou à des réseaux d'autres gestionnaires de réseau sont touchés, le GRD doit leur communiquer les modifications en temps opportun et donner son accord sur les dispositions à prendre.

3.4 Exigences relatives aux installations pour la fourniture de services-système vis-à-vis du GRT

- (1) En cas de fourniture de services-système, les exigences de la société nationale du réseau de transport doivent être respectées (cf. TC-CH).
- (2) La fourniture de services-système est, sur le principe, autorisée. Le GRD doit être informé suffisamment tôt par l'exploitant de l'installation du type de fourniture prévu afin de pouvoir vérifier et valider les répercussions sur le raccordement au réseau d'un point de vue contractuel et technique. La validation se fait dans un délai de trois mois. Le GRD peut, pour des raisons techniques (p. ex. en cas de congestions locales), donner des consignes spécifiques pour chaque installation. Il doit toutefois exposer les raisons de manière transparente au propriétaire ou à l'exploitant de l'installation.
- (3) Les installations de fourniture de services-système ne sont pas exclues de la gestion de la charge et de l'injection du GRD lorsque le réseau est en état dégradé ou perturbé (cf. chapitre 5.10.2). Dans la



mesure où cela est nécessaire à cet effet, les installations doivent être équipées des dispositifs de communication nécessaires.

3.5 Conditions pour les réseaux de distribution

- (1) L'établissement, la modification et la suppression de raccordements au réseau de distribution entre deux GRD doivent être réglés d'un commun accord. Les GRD se mettent mutuellement à disposition toutes les données nécessaires sur le raccordement et l'exploitation entre les deux réseaux de distribution et élaborent ensemble des solutions techniques aux problèmes. Pour ce faire, ils doivent tenir compte des aspects de sécurité d'approvisionnement, de rentabilité, de non-discrimination et de solidarité.
- (2) Les deux GRD font en sorte que:
 - les conditions qui règnent aux points de fourniture existants ou planifiés soient suffisantes pour une exploitation fiable et performante du réseau.
 - les installations dans le domaine de responsabilité des GRD puissent être exploitées sans constituer une menace réciproque et sans entraîner de réactions inadmissibles dans le réseau.
- (3) Entre les réseaux de distribution qui peuvent fonctionner en îlotage, des équipements permettant un enclenchement synchrone des réseaux de distribution doivent être prévus aux points de fourniture.



4. Planification du réseau

4.1 Généralités

- (1) Les GRD/PRD effectuent régulièrement des planifications pour le renforcement futur du réseau tout en tenant compte de la situation actuelle et extrapolée de la production et de la consommation. Cette planification a pour but de mettre à disposition un réseau de distribution fiable et efficace (conformément à l'art. 8 LApEI) et de respecter la qualité de l'approvisionnement conformément au chapitre 6.
- (2) Les GRD/PRD des niveaux de réseau 2 à 3 établissent des plans pluriannuels sur la base du scénario-cadre et en tenant compte des exigences régionales (art. 8, al. 2 LApEI et art. 6 OApEI). Les plans pluriannuels présentent les mesures d'optimisation, de renforcement, de développement et de démantèlement pour le réseau de distribution.
- (3) La recommandation de la branche de l'AES «Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3, Cadre d'élaboration des plans pluriannuels» (PPA-CH) est un outil d'aide à l'élaboration desdits plans et doit également être utilisé comme base de la planification.
- (4) Afin d'assurer une planification coordonnée du réseau et des plans pluriannuels coordonnés, le GRD et le PRD coordonnent leur planification du réseau avec le GRD/PRD ou le GRT/PRT voisin, pour autant que leurs réseaux soient concernés. Il en est de même pour la planification du réseau de transport, du moment que des réseaux de distribution sont concernés. Les acteurs mettent les informations nécessaires gratuitement à la disposition des autres acteurs (art. 9c, al. 1 LApEI).
- (5) Si un GRD a l'intention de modifier la structure du réseau de distribution ou substantiellement des paramètres techniques d'installations qui influenceraient par exemple l'exploitation du réseau, le concept de protection du réseau (cf. chapitre 3.3.4) et/ou la qualité de l'approvisionnement et qui pourraient ainsi avoir des répercussions sur les installations des utilisateurs du réseau, d'autres GRD ou le GRT, il doit les informer. Les parties concernées examinent ensemble les répercussions et fixent, le cas échéant, les dispositions à prendre.

4.2 Principes de planification

- (1) Les GRD/PRD fixent les principes qui sont appliqués à la planification du réseau (art. 9b, al. 1 LApEI). Lors de la définition des principes de planifications, le principe ORARE (Optimisation du Réseau Avant Renforcement et Extension) doit être pris en compte.
- (2) Les GRD/PRD conçoivent le réseau de distribution suprarégional (niveau de réseau 3) de telle façon que le critère (n-1) soit respecté. Ce critère (n-1) peut également être assuré par des dispositions dans le réseau de distribution aval.
- (3) Dans les réseaux de distribution régionaux ou locaux (niveau de réseau 5 ou 7) le GRD ne garantit le critère (n-1) que si cela est pertinent sur le plan technique et économique.
- (4) Le critère (n-1) sur les réseaux de distribution régionaux ou locaux (niveaux de réseau 5 ou 7) est également rempli lorsque le réapprovisionnement peut être garanti via les commutations avec interruption de l'approvisionnement.



- (5) En complément du chiffre (1-3), le critère de Zollenkopf ou la valeur estimée de l'énergie non distribuée (END) peut aussi être utilisé pour planifier l'extension du réseau (cf. chapitre 8.1).
- (6) Lors de la planification, il convient de veiller au fait que la puissance de court-circuit des réseaux de distribution soit également suffisamment dimensionnée pour répondre aux exigences futures en termes d'IPE, de stockage d'électricité et de consommation. Les valeurs cibles sont définies par le GRD.



5. Exploitation du réseau

5.1 Généralités

- (1) Ce chapitre décrit les règles techniques, organisationnelles et d'exploitation pour la planification et la gestion de l'exploitation dans l'intérêt d'une exploitation sûre et efficace des réseaux de distribution en Suisse ainsi que des installations qui y sont raccordées.
- (2) On distingue l'état de réseau normal, dégradé et perturbé. Les responsabilités et dispositions pour chaque état de réseau sont définis dans ce chapitre.
- (3) Les devoirs et responsabilités des acteurs de tous les niveaux de réseau vis-à-vis du GRT ainsi que la procédure en cas de perturbations importantes sont définis dans le TC-CH.
- (4) Un utilisateur du réseau ou un GRD en aval doit suivre les instructions du GRD en amont et lui fournir toutes les informations nécessaires à la gestion et la planification de l'exploitation du réseau.
- (5) Les GRD sont tenus de se soutenir mutuellement lors de la planification et la réalisation de dispositions visant à éviter, limiter ou éliminer une perturbation.
- (6) Les GRD doivent réaliser le délestage automatique dépendant de la fréquence et le délestage manuel conformément aux recommandations de la branche «Spécifications techniques relatives au délestage automatique sur seuil de fréquence tenant compte des modifications apportées aux prescriptions» (UFLS-CH) et «Délestage manuel» (MLS-CH).

5.2 Planification et gestion de l'exploitation du réseau

- (1) La planification de l'exploitation consiste à satisfaire à court et à moyen terme aux exigences en vue d'une gestion fiable et efficace de l'exploitation du réseau de distribution.
- (2) La gestion de l'exploitation consiste à maintenir et à garantir l'état normal du réseau (cf. chapitre 5.8), ainsi qu'à maîtriser ou limiter les conséquences d'éventuelles perturbations grâce aux moyens d'exploitation et possibilités disponibles. En cas d'état du réseau dégradé ou perturbé (cf. chapitre 5.9), les GRD doivent tout mettre en œuvre pour rétablir le plus rapidement possible l'état normal du réseau de distribution.
- (3) Les GRD doivent planifier et gérer l'exploitation du réseau de façon telle que l'utilisation convenue du réseau soit possible. En particulier les valeurs limites des grandeurs suivantes doivent être respectées :
 - tensions
 - flux de charge
 - puissances de court-circuit



- (4) La planification et la gestion de l'exploitation du réseau doivent viser le respect du critère (n-1) pour les réseaux de distribution suprarégionaux (niveau de réseau 3). Le critère (n-1) est respecté lorsque, après la défaillance d'un élément de réseau, les répercussions suivantes sont évitées :
- violations durables des valeurs limites d'exploitation du réseau (tensions, puissances de court-circuit, charges de courant) qui constituent une menace pour l'exploitation sûre du réseau en endommageant les équipements ou en réduisant leur durée de vie de manière excessive,
 - interruptions durables de l'approvisionnement malgré la disponibilité momentanée de redondances dans les réseaux de distribution en aval ainsi que dans les installations des GRD,
 - déclenchements en cascade par activation d'autres équipements de protection qui ne sont pas directement concernés par la perturbation avec danger d'une extension de la perturbation.
- (5) Dans le cadre de la planification et de la gestion de l'exploitation, les GRD doivent tenir compte des événements tels que les travaux d'entretien et de maintenance sur les équipements d'exploitation et appareils, de dispositions de construction du réseau de distribution, de la charge et des injections attendues ainsi que de la topologie planifiée (manœuvres).
- (6) Le GRD surveille l'état du réseau et dispose d'un service de piquet joignable à tout moment.
- (7) Le GRD est responsable la réalisation de l'exécution de dispositions hiérarchiques au réseau en régime dégradé ou perturbé. Il analyse les perturbations et en conclut les mesures d'optimisation, s'il y a lieu.
- (8) Suite à une interruption de l'approvisionnement, les GRD sont tenus de rétablir la disponibilité du réseau dans les meilleurs délais.

5.3 Zone d'observabilité

- (1) Tout GRD a le droit de définir une zone d'observabilité spécifique qui lui est propre. À cet effet, il définit en accord avec les gestionnaires de réseau voisins, en amont et en aval les éléments de réseau et installations qui font partie de la zone d'observabilité.
- (2) Le TC-CH décrit la zone d'observabilité de la société nationale du réseau de transport.
- (3) Si un GRD est directement raccordé au RT, il doit définir en accord avec la société nationale de transport les éléments de réseau et installations de son réseau de distribution qui font partie du «réseau de tiers coordonné», du «réseau de tiers informatif» et du «réseau de tiers élargi» de la société nationale du réseau de transport (cf. TC-CH).

5.4 Travaux d'entretien et de maintenance

- (1) Les GRD sont responsables de la planification et de la coordination du moment, de la durée et de l'enchaînement de tous les travaux d'entretien et de maintenance, de transformation ou d'extension du réseau dans leur zone de desserte.
- (2) Les travaux d'entretien et de maintenance doivent être planifiés d'un commun accord entre les GRD concernés. En règle générale, une première concertation a lieu l'année précédente pour les réseaux de distribution suprarégionaux (niveau de réseau 3).



- (3) Le GRD doit tenir compte autant que possible des intérêts des utilisateurs du réseau lors de la planification des travaux d'entretien et de maintenance. Un utilisateur du réseau peut demander une adaptation du réseau pour des raisons propres à son exploitation. Si cela engendre des coûts supplémentaires pour le GRD, c'est à l'utilisateur du réseau de les supporter.
- (4) Les GRD doivent organiser les travaux d'entretien et de maintenance de manière telle que les prescriptions décrites au chapitre 5.2 soient respectées.
- (5) La mise hors service des équipements qui dégradent l'état d'exploitation du réseau de distribution doit être évitée autant que possible ou limitée dans le temps.
- (6) Les déclenchements nécessaires d'utilisateurs de réseau ou de réseaux de distribution en aval doivent être effectués de manière non discriminatoire et leur nombre doit être réduit au minimum. Le GRD doit informer dans un délai approprié les acteurs concernés par les interruptions prévues.
- (7) Le GRD peut exiger des utilisateurs du réseau qui ont une influence significative sur l'exploitation du réseau de distribution qu'ils coordonnent au préalable avec lui le moment, la durée et l'ampleur de la mise hors service prévue de leurs installations. Les détails doivent être réglés entre GRD et utilisateurs du réseau dans la convention d'exploitation.

5.5 Coordination, autorisation et directives des manœuvres de couplage

- (1) Des manœuvres de couplage dans le réseau de distribution ne sont fondamentalement autorisées que sur directives ou après autorisation du GRD. Ce dernier peut aussi faire valoir cette règle pour les installations de distribution de tiers, si celles-ci influencent l'exploitation de son réseau de distribution.
- (2) Les règles pour la coordination, l'autorisation et les directives des manœuvres de couplage sont à définir dans le contrat de raccordement au réseau ou dans la convention d'exploitation. Ces documents peuvent aussi prévoir une autorisation générale des manœuvres de couplage pour certaines installations et régimes d'exploitation tels que, p. ex., les manœuvres de routine pour la mise en et hors service d'unités de production dans le cadre de l'exploitation d'une centrale.
- (3) En cas d'urgence, les règles énumérées dans le présent chapitre n'excluent ni le droit ni le devoir du GRD et d'un exploitant d'installation de prendre immédiatement les dispositions nécessaires afin de prévenir toute mise en danger des personnes et des choses.

5.6 Services-système dans le domaine de responsabilité du GRD

5.6.1 Aperçu

- (1) Les GRD garantissent les services système-suivants:
 - maintien de la tension et compensation de l'énergie réactive
 - mesures d'exploitation
 - compensation des pertes actives
- (2) Un GRD est autorisé à donner des instructions aux utilisateurs du réseau pour soutenir la fourniture des services-système.



- (3) Les autres services-système relevant du domaine de responsabilité du GRT (p. ex. réglage primaire, secondaire et tertiaire) et l'acquisition des prestations supplémentaires qui y sont liées sont soumis aux règles du TC-CH.

5.6.2 Maintien de la tension et compensation de l'énergie réactive

- (1) Le maintien de la tension aux interfaces avec le réseau de transport est soumis aux règlements du TC-CH.
- (2) Les GRD garantissent le maintien de la tension dans le réseau de distribution et coordonnent les dispositions nécessaires au maintien de la tension avec les IPE et les consommateurs finaux impliqués ainsi qu'avec les GRD voisins.
- (3) Le GRD garantit la compensation de la puissance réactive dans son réseau de distribution. Les possibilités nécessaires à la compensation dans le réseau de distribution et sur les unités de production raccordées sont mises à disposition avec une ampleur suffisante par le GRD lui-même ou par des tiers liés par contrats.
- (4) L'utilisateur du réseau ou le GRD en aval doit respecter la compensation de la puissance réactive convenue. En cas d'écarts prévisibles par rapport au besoin habituel de puissance réactive, le GRD en amont doit être au préalable informé. Le GRD en amont peut exiger un dédommagement pour la fourniture ou le soutirage supplémentaires de puissance réactive.
- (5) Le GRD doit mettre à disposition les tensions d'exploitation convenues aux divers points de fourniture, pour autant que l'utilisateur du réseau ou le GRD en aval respecte la compensation convenue de la puissance réactive.

5.6.3 Données d'exploitation du réseau

- (1) Les données d'exploitation du réseau comprennent les données de mesure (mesures d'exploitation pour les tâches de gestion de l'exploitation) et les états d'exploitation nécessaires aux activités de gestion de l'exploitation. La mise en place et l'exploitation de points de mesure, les mesures pour la facturation, ainsi que la gestion des données de mesure ne concernent pas les données d'exploitation du réseau et sont soumises aux règles du MC-CH.
- (2) Le GRD est responsable des données d'exploitation dans le réseau de distribution. Ils doivent prévoir les équipements de mesure adéquats dans le réseau de distribution. Les données de mesure correspondantes et états d'exploitation doivent (si nécessaire) être saisis en temps réel.
- (3) Les IPE, les GRD en aval et les consommateurs finaux ayant une influence significative sur l'exploitation du réseau de distribution, doivent fournir au GRD, sur demande et selon entente, les données exigées, comme par exemple :
 - production ou charge instantanée (puissances active et réactive)
 - position momentanée des disjoncteurs et des sectionneurs de barres collectrices
 - régime d'exploitation (en/hors service/indisponible)
 - autres données de mesure, si elles sont nécessaires à l'exploitation sûre et efficace du réseau ou à la fourniture de services-système.



- (4) Si nécessaire et exclusivement à des fins d'exploitation, les GRD sont autorisés et tenus de mettre à la disposition en temps réel des autres GRD, du GRT et, le cas échéant, de certains utilisateurs du réseau ainsi que de leurs mandataires les données de mesure susmentionnées.
- (5) Les données de mesure d'exploitation doivent être archivées et conservées pendant une durée suffisante pour permettre l'analyse d'événements extraordinaires et de perturbations.

5.6.4 Compensation des pertes actives

- (1) Le GRD est responsable de la détermination et de la compensation des pertes actives dans son réseau de distribution.
- (2) En lieu et place de mesures, des procédures simples peuvent aussi être utilisées pour définir les pertes actives. Pour le calcul des pertes actives, cf. chapitre 8.3.

5.7 Gestion des congestions

- (1) Le GRD est responsable de l'identification, de la prévention ainsi que de l'élimination des congestions et de l'application des dispositions adéquates dans le réseau de distribution.
- (2) Le GRD doit éviter les congestions repérées durant la phase de planification de l'exploitation en adaptant les plannings de révision, d'entretien ou de maintenance, pour autant que cela soit possible par un investissement raisonnable. Si ces dispositions ou des modifications supplémentaires de couplage (dispositions topologiques) ne suffisent pas, le GRD peut prendre des dispositions comme décrit au chapitre 5.9, chiffre (3) pour éviter ou limiter une perturbation dans l'immédiat.
- (3) Les GRD sont tenus de collaborer avec les autres GRD ou, le cas échéant, avec le GRT et les exploitants de centrale (EC), dans les cas d'identification, de prévention ainsi que d'élimination de congestions. En particulier, un GRD peut exiger que d'autres acteurs prennent des dispositions si une congestion dans son réseau de distribution ne peut être résolue au moyen de la gestion des dispositions mentionnées au chapitre 5.9, chiffre (3). Les causes de la congestion peuvent également se trouver en dehors de sa zone de desserte. Si nécessaire, les dispositions doivent être coordonnées avec le GRT.

5.8 État normal du réseau

- (1) L'état normal du réseau se caractérise par la conformité aux critères suivants:
 - a) valeurs de tension: dans les limites prescrites
 - b) charge thermique: les valeurs du courant ne dépassent pas les valeurs limites durablement

5.9 État dégradé ou perturbé du réseau

- (1) En cas d'état dégradé ou perturbé du réseau, le GRD doit immédiatement engager les dispositions nécessaires pour garantir un retour à la normale du réseau et éviter ou limiter l'extension de la perturbation.
- (2) Les dispositions ayant des répercussions sur les autres acteurs doivent être coordonnées avec ces derniers en fonction des possibilités de l'exploitation.



- (3) Si les dispositions correctives du GRD restent sans succès ou que la perturbation risque de s'étendre, le GRD peut prendre des dispositions pour autant qu'elles soient efficaces afin de rétablir l'état normal du réseau, p. ex. :
- commander la charge/production des utilisateurs individuels ou des groupes d'utilisateurs du réseau selon le chapitre 5.10,
 - demander directement aux utilisateurs finaux d'adapter leur charge/production selon le chapitre 5.10,
 - procéder au déclenchement de parties limitées du réseau, y compris les réseaux de distribution en aval.
- (4) Les dispositions mentionnées au chiffre (3) doivent, dans la mesure du possible, être réalisées sur la base de principes prédéfinis transparents et non discriminatoires. Un utilisateur du réseau ou un GRD en aval est tenu d'exécuter immédiatement et entièrement les directives du GRD (en amont). Un régime d'exploitation sûr du réseau prime sur les intérêts individuels des acteurs du marché.
- (5) Pour préparer les dispositions mentionnées au chiffre (1) les GRD doivent élaborer des critères et des directives pour pouvoir prendre des dispositions non discriminatoires en cas d'état dégradé ou perturbé du réseau. Les planifications correspondantes d'ampleur nécessaire doivent être coordonnées avec le GRT, d'autres GRD et, le cas échéant, avec les utilisateurs raccordés au réseau de distribution.

5.10 Gestion de la charge et de l'injection

- (1) Les équipements pouvant être commandés au sens du DC-CH sont des équipements de consommation (p. ex. chauffe-eau, chauffage électrique à accumulation, pompes à chaleur, stations de charge pour véhicules électriques) ainsi que des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité dont la puissance peut être adaptée sans préavis selon l'instruction du GRD selon des critères prédéfinis pour une période limitée.
- (2) L'adaptation de la puissance peut s'effectuer par des installations de télécommande centralisée ou au moyen de systèmes de commande et de réglage intelligents ainsi que sur directives directes du GRD.
- (3) Le GRD définit :
- si et dans quelle mesure le réseau de distribution peut être utilisé par lui-même ou par des tiers (au bénéfice d'une autorisation émanant de lui) pour la transmission de signaux ou pour d'autres fonctions,
 - la technologie employée pour la mise en œuvre de la communication,
 - de quelle manière et avec quelle spécification technique la commande est réalisée,
 - les coûts pris en charge par le bénéficiaire du raccordement au réseau.
- (4) La gestion de la charge et de l'injection peut être mise en œuvre en faveur du réseau (p. ex. pour l'optimisation du désengorgement du réseau de distribution ou de la compensation de l'énergie réactive) ou en cas d'état dégradé ou perturbé du réseau (p. ex. gestion des congestions selon le chapitre 5.7). Il faut alors tenir compte des dispositions de l'art. 8 et de l'art. 31 OApEI.



5.10.1 Gestion de la charge et de l'injection en faveur du réseau

- (1) Le GRD définit :
 - si et dans quelle mesure les équipements pouvant être commandés peuvent être commandés en faveur du réseau en accord avec l'utilisateur du réseau selon son accord,
 - sous quelle forme et dans quelle mesure les utilisateurs du réseau sont dédommagés.
- (2) Afin d'éviter toute variation de charge brusque et importante dépassant les tolérances, les GRD doivent échelonner les interruptions de charge en faveur du réseau de façon à ce qu'il se produise une variation plus ou moins linéaire de la charge sur une durée définie.

5.10.2 Gestion de la charge et de l'injection en cas d'état dégradé ou perturbé du réseau

- (1) En cas d'état dégradé ou perturbé du réseau, le GRD peut exiger ou procéder à une limitation temporaire de la fourniture ou de l'injection de puissance maximale au point de fourniture.
- (2) Le GRD définit les équipements consommateurs, les IPE et les centrales à accumulation dont la participation est nécessaire à la gestion de la charge et de l'injection pour garantir l'exploitation sûre du réseau.
- (3) La mise en œuvre de la gestion de la charge et de l'injection en cas d'état dégradé ou perturbé du réseau par le GRD a priorité sur le pilotage par des tiers.
- (4) Les limitations de fourniture ou d'injection de puissance doivent être levées dans les plus brefs délais.
- (5) En cas de mise en œuvre de la gestion de la charge et de l'injection en cas d'état dégradé ou perturbé du réseau, l'utilisateur n'a droit à aucun dédommagement par le GRD.

5.11 Perturbation majeure dans le réseau de transport et durées d'autonomie

- (1) En cas de perturbation majeure et pour le rétablissement du réseau, les réglementations correspondantes du TC-CH s'appliquent à tous les GRD et aux utilisateurs raccordés au réseau de distribution. Ces réglementations sont, par analogie, aussi applicables lors de perturbations de grande ampleur dans un ou plusieurs réseaux de distribution.
- (2) Afin d'assurer un rétablissement rapide du réseau, le GRD doit établir les concepts et directives nécessaires qui contiendront tant des dispositions préventives qu'opérationnelles. Les dispositions d'ampleur nécessaire doivent être déterminées avec le GRT, d'autres GRD et, le cas échéant, avec les utilisateurs raccordés au réseau de distribution.
- (3) Les durées d'autonomie pour les équipements de commande, de protection et de communication des sous-stations (niveaux de réseau 2 à 4) qui sont essentiels pour le rétablissement du réseau doivent être d'au moins 24 heures. Les durées d'autonomie indiquées peuvent également être atteintes grâce à des mesures de délestage
- (4) Chaque utilisateur du réseau raccordé à un réseau de distribution, y compris les GRD en aval, est tenu d'appliquer immédiatement et entièrement les dispositions ordonnées par les GRD respectifs.



- (5) Si les dispositions correctives restent sans succès ou que le risque d'extension de la perturbation persiste, les GRD responsables sont autorisés à déclencher immédiatement des parties de réseau dans le but de maintenir l'exploitation du réseau ou de le rétablir rapidement.

5.12 Échange d'informations

- (1) Chaque utilisateur du réseau ou bénéficiaire d'un raccordement au réseau doit, en respectant un délai approprié, informer le GRD des écarts par rapport au contrat de raccordement au réseau ou à la convention d'exploitation, de façon à ce que le GRD puisse en analyser les conséquences et, le cas échéant, prendre les dispositions qui s'imposent.
- (2) Sur demande, un utilisateur du réseau doit mettre à la disposition du GRD des informations complémentaires, p. ex. :
- programmes prévisionnels d'injection
 - courbe de charge planifiée ou attendue
 - mises en et hors service planifiées
 - perturbations sur les installations consommatrices et les IPE
- (3) Les GRD doivent s'échanger si possible suffisamment tôt toutes les informations nécessaires pour une exploitation sûre et fiable du réseau. Il s'agit en particulier des informations suivantes :
- travaux d'entretien et de maintenance prévus (cf. chapitre 5.4)
 - injection ou charge, prévue ou attendue, aux points de fourniture entre deux réseaux de distribution (cf. chapitre 5.10)
 - données d'exploitation du réseau (cf. chapitre 5.6.3)
 - congestions possibles ou effectives (cf. chapitre 5.7)
 - écarts par rapport à l'état normal du réseau ainsi que les dispositions nécessaires (cf. chapitres 5.8 et 5.9)
 - perturbations et leurs causes (cf. chapitre 6.5)
- (4) En outre, les GRD s'obligent à échanger des informations techniques détaillées sur leurs propres installations pour autant qu'elles soient indispensables à la clarification d'erreurs et de l'ampleur de perturbations dans le réseau.
- (5) L'ampleur et la forme de l'échange d'informations pour la planification et la gestion de l'exploitation du réseau doivent être définies dans la convention d'exploitation ou le contrat de raccordement au réseau.
- (6) Sur demande, les GRD indiquent aux GRD en amont la puissance globale des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité au point de fourniture (entre les GRD).
- (7) Le GRD peut transmettre les informations échangées à d'autres acteurs, dans le respect des prescriptions réglementaires, afin de remplir ses obligations contractuelles.



5.13 Formation continue et entraînement

- (1) Les GRD doivent former et perfectionner aux tâches adéquates le personnel en charge de la planification et de la gestion de l'exploitation du réseau. Dans le cadre de la formation continue et du perfectionnement, il faut en particulier tenir compte des exigences selon l'ordonnance sur les installations à courant fort auxquelles est soumis le personnel autorisé du domaine d'exploitation ou qui travaille sur les installations à courant fort.
- (2) En outre, les GRD organisent régulièrement des formations continues et des exercices pour le personnel en charge de la planification et de la gestion de l'exploitation du réseau. Il sera en particulier tenu compte des points suivants :
 - dispositions pour respecter les critères d'une exploitation sûre et fiable du réseau
 - dispositions visant à faire passer rapidement le réseau de distribution d'un état de réseau dégradé ou perturbé à un état normal
 - dispositions visant à limiter une perturbation majeure ou à rétablir l'approvisionnement après une perturbation majeure

Il est préférable d'effectuer ces exercices avec les GRD voisins.

- (3) Par ailleurs, les GRD du NR 3 participent à des formations du GRT conformément au TC-CH.



6. Qualité d’approvisionnement

6.1 Définition de la qualité d’approvisionnement



Figure 5: Aperçu de la qualité d’approvisionnement

Disponibilité ou fiabilité de l’approvisionnement	Capacité du réseau à garantir l’approvisionnement en électricité de tous les consommateurs finaux en temps voulu
Qualité de la tension	Capacité du réseau à atteindre les critères de tension de la norme SN EN 50160 sur les réseaux d’approvisionnement publics
Qualité de service	Capacité du gestionnaire de réseau à remplir les exigences du consommateur final en termes de services dans un délai et selon un niveau de qualité prédéfinis



6.2 Disponibilité de l'approvisionnement

- (1) La disponibilité de l'approvisionnement se réfère à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux. Elle est un indicateur dans le cadre de la régulation Sunshine. L'interruption de l'approvisionnement est enregistrée en tant qu'événement isolé.
- (2) On distingue les types d'interruptions de l'approvisionnement suivants:
 - a) les interruptions non intentionnelles, provoquées par des défaillances imprévues, souvent stochastiques et se produisant du fait de facteurs extérieurs ou de défaillances d'installations,
 - b) les interruptions planifiées dans le cadre de coupures prévues, dont les utilisateurs du réseau peuvent être avertis à l'avance. Ce type d'interruption se produit dans le cadre des travaux habituels sur le réseau d'approvisionnement.
- (3) En raison des diverses régions géographiques et des différentes structures de réseau qui en découlent, on distingue les classes de réseau suivantes. Pour cette classification, les valeurs indicatives suivantes sont valables conformément à la statistique de zone de l'Office fédéral de la statistique OFS :
 - Densité de construction élevée : ≥ 44 habitants / ha de surface construite
 - Densité de construction modérée : 25 - 44 habitants / ha de surface construite
 - Zones rurales : < 25 habitants / ha de surface construite
 - Zones de montagne : habitats dispersés, zones de montagne
- (4) Le réseau de distribution d'un GRD est classifié en fonction de la moyenne de l'ensemble de ses zones d'approvisionnement (habitant/ha de surface construite).
- (5) Pour l'approvisionnement de consommateurs finaux, les objectifs suivants s'appliquent, en règle générale, à la durée maximale de chaque consommateur final concerné par une interruption d'approvisionnement :
 - Densité de construction élevée : 4 heures / événement
 - Densité de construction modérée : 6 heures / événement
 - Zones rurales : 12 heures / événement
 - Zones de montagne : 18 heures / événement

Ces objectifs se réfèrent aux consommateurs à l'intérieur de zones constructibles et aux immeubles et lotissements à l'extérieur de zones constructibles qui sont habités durant toute l'année (cf. art. 5, al. 2 LApEI). Ils ne s'appliquent pas aux refuges de montagne, maisons de vacances, publicités lumineuses, fermes isolées, stands de sociétés de tir, stations émettrices isolées, etc.
- (6) De plus, pour tous les GRD, des indicateurs standards concernant la fréquence moyenne et la durée moyenne des interruptions, celles-ci étant établies sur 6 ans, sont à respecter :
 - a) fréquence annuelle des interruptions par consommateur final approvisionné (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI)
 - b) indisponibilité annuelle par consommateur final approvisionné - durée moyenne d'interruption d'approvisionnement par consommateur final approvisionné (System Average Interruption Duration Index, SAIDI)



	SAIFI	SAIDI
Densité de construction élevée	0,1 – 0,5	5 - 15
Densité de construction modérée	0,3 – 1,5	15 - 50
Zones rurales	0,4 – 2,0	25 - 80
Zones de montagne	0,5 – 2,5	45 - 100

Tableau 2: Intervalle des indicateurs standards pour les interruptions d’approvisionnement non planifiées

- (7) La méthode de calcul exacte des valeurs indiquées au chiffre (6) est définie dans le document de la branche «Manuel NeDisp».
- (8) Les valeurs indiquées aux chiffres (3) et (6) s’appliquent exclusivement aux interruptions d’approvisionnement causées par des événements survenus à l’intérieur du réseau de distribution. À l’inverse, les répercussions provoquées par d’autres réseaux de distribution ne doivent pas être considérées dans le calcul des valeurs correspondantes. Les interruptions de l’approvisionnement doivent être prises en compte dans les valeurs correspondantes des réseaux de distribution à l’origine de la défaillance.
- (9) Les valeurs indiquées aux chiffres (3) et (6) ne s’appliquent pas aux interruptions provoquées par le délestage dû à la fréquence et le délestage manuel ou aux événements de «force majeure». Pour que les événements soient reconnus relever d’une force majeure, les conditions suivantes doivent être remplies :
- a) les événements ne surviennent qu’avec une très faible probabilité,
 - b) il est impossible de les éviter par des moyens économiquement raisonnables,
 - c) ils causent une interruption de longue durée pour beaucoup de consommateurs finaux,
 - d) ils font partie d’une des catégories énumérées ci-dessous :
- conditions météorologiques extrêmes (par exemple tempête, glace, neige, orage, précipitations, froid, canicule) qui dépassent les critères de planification prescrits (par exemple par l’Ordonnance sur les lignes électriques)
 - catastrophes naturelles, par exemple tremblement de terre, inondation, avalanche, éboulement de rochers, glissement de terrains
 - décisions des autorités, par exemple interruption ou rétablissement retardé pour permettre les secours en cas de catastrophes
 - mouvements sociaux et désordres, par exemple grève, agitation, émeute, fermeture d’usines
 - catastrophes, par exemple explosion, grand incendie, incendie de forêts, chute d’avion, guerre, avaries sur des installations de tiers
 - influence extérieure, par exemple dommage sur des installations de tiers, terrorisme, sabotage
 - déclaration d’état de crise par une cellule de crise compétente
 - activation des mesures OSTRAL
- (10) En complément des objectifs généraux du chiffre (3), il est possible de conclure des dispositions contractuelles individuelles pour augmenter la disponibilité à condition que celle-ci reste garantie pour les autres utilisateurs de réseaux et qu’ils n’aient pas de coûts supplémentaires à supporter.



6.3 Qualité de la tension

- (1) Le GRD met à la disposition des utilisateurs du réseau, raccordés aux réseaux de distribution régionaux et locaux, au point de fourniture, une qualité de tension conforme à la norme SN EN 50160. En dérogation à ce principe, d'autres valeurs limites pour la qualité de la tension au point de fourniture peuvent être convenues contractuellement pour les utilisateurs du réseau à l'extérieur des zones constructibles.
- (2) L'utilisateur du réseau et le GRD ont le droit d'exiger la preuve de la qualité de tension par des mesures. Si les mesures fournissent la preuve que la qualité de tension convenue du réseau n'est pas respectée par la faute de l'utilisateur du réseau, les coûts de mesure incombent à ce dernier. Dans le cas contraire, ces coûts sont à la charge du GRD.

6.4 Qualité de service

- (1) Le terme «qualité de service» se réfère à la rapidité, la fiabilité, la ponctualité, les compétences et l'amabilité dont fait preuve le GRD dans le cadre de ses relations avec les utilisateurs du réseau et de la réalisation de ses tâches. Cela inclut par exemple l'information des utilisateurs du réseau au sujet des coupures, le temps de réaction lors d'une défaillance ou d'une réclamation et la diffusion de renseignements.

6.5 Statistique de la disponibilité et surveillance de la qualité de la tension

- (1) Les GRD enregistrent et analysent systématiquement les interruptions d'approvisionnement et leurs causes dans leur réseau de distribution. Si nécessaire ou exigé par l'EICoM, le GRT et le GRD se mettent réciproquement à disposition les données nécessaires à la statistique de la disponibilité.
- (2) Le GRD doit tenir une statistique des principaux indicateurs de disponibilité conformément aux directives de l'EICoM.
- (3) Les GRD qui exploitent des réseaux de distribution régionaux et suprarégionaux (niveau de réseau 5 ou 3) doivent relever notamment des chiffres pertinents pour permettre la comparaison avec les objectifs du chapitre 6.2, chiffre (6) et les mettre à disposition sur demande.
- (4) Dans les réseaux de distribution régionaux (niveau de réseau 5), les GRD mesurent et enregistrent en permanence, à des endroits appropriés, la qualité de la tension en s'appuyant sur la norme SN EN 50160 et les instructions de l'AES (Recommandation de mesure Power-Quality de l'AES), et informent à leur demande les utilisateurs de réseau concernés.
- (5) Les GRD qui exploitent des réseaux de distribution locaux (niveau de réseau 7) enregistrent la qualité de la tension selon la norme SN EN 50160 et les instructions de l'AES (Recommandation de mesure Power-Quality de l'AES).



7. Dispositions générales

7.1 Responsabilité

- (1) Les motifs d'exclusion de responsabilité sont généralement fixés dans les contrats de raccordement au réseau, dans les conventions d'exploitation ou dans les contrats d'utilisation du réseau, ou encore dans les conditions commerciales générales des entreprises. En règle générale, les motifs d'exclusion de responsabilité suivants sont convenus :
 - a) force majeure
 - b) interruptions dues aux travaux d'entretien et de maintenance sur le réseau de distribution (cf. chapitre 5.4)
 - c) interruptions effectuées pour protéger des personnes ou des biens en danger (cf. chapitre 5.5)
 - d) interruptions effectuées pour éviter, éliminer ou limiter les perturbations sur le réseau de distribution ou par suite de défaillances majeures, ainsi que durant la phase de rétablissement du réseau (cf. chapitres 5.7 à 5.9)
 - e) interruption de l'approvisionnement due à une violation de contrat de la part de l'utilisateur du réseau ou du bénéficiaire du raccordement au réseau (cf. chapitre 3.2.3 et MURD-CH)
 - f) autres perturbations du réseau non imputables à une négligence grave du GRD.

7.2 Traitement des informations confidentielles / protection des données

- (1) Les GRD et tous les autres acteurs évoqués dans le présent DC-CH sont tenus de traiter confidentiellement toutes les informations qui leur sont fournies, ou auxquelles l'accès leur est donné par une tierce partie dans le cadre de l'exercice des droits et/ou obligations selon le présent DC-CH, et qui sont désignées comme confidentielles ou à qualifier de confidentielles en vue du contexte, sauf disposition contraire dans les exigences légales ou réglementaires.
- (2) Cette obligation ne s'applique pas si l'information confidentielle :
 - est déjà connue de l'autre partie, ou que l'autre partie y avait librement accès,
 - était généralement connue ou accessible au moment de sa transmission à l'autre partie,
 - est devenue généralement connue ou accessible après sa transmission à la partie concernée et sans faute de cette dernière,
 - a été rendue accessible par un tiers qui n'est pas tenu à l'obligation du secret envers les autres parties et qui semble de bonne foi autorisé à la divulguer.
- (3) Les GRD et tous les autres acteurs sont autorisés à transmettre les informations confidentielles aux administrations et aux tribunaux dans la mesure où les dispositions légales en vigueur les y obligent. Ils en informeront les parties concernées.
- (4) Les GRD et les autres acteurs sont obligés d'élargir les obligations de protection des données et de confidentialité à leurs employés, à leurs mandataires et à leurs collaborateurs temporaires.
- (5) De plus, les dispositions pertinentes de la Loi sur la protection des données (LPD) de la Confédération et, dans la mesure où elles sont applicables, des cantons, ainsi que la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) s'appliquent. La mise en œuvre correspondante est définie dans la recommandation de la branche «Politique des données dans la branche énergétique» (DPE-CH).



7.3 Dispositions finales

- (1) Si des événements imprévus se produisent, dont les dispositions du DC-CH ne tiennent pas compte, le GRD consulte toutes les parties concernées et éventuellement l'AES afin de trouver un accord sur les dispositions à prendre. Si la situation ne permet pas une telle consultation, par exemple à cause d'un manque de temps, le GRD concerné peut prendre lui-même des décisions sur les dispositions à prendre. Ce faisant, le GRD doit tenir compte, dans la mesure du possible, des intérêts légitimes des parties concernées et informer ces dernières des décisions prises.
- (2) Si le Conseil fédéral déclare un cas de crise, le GRT ou un GRD peuvent suspendre de manière temporaire des dispositions individuelles de ce DC-CH, si cela semble nécessaire eu égard à la situation donnée. Les parties concernées doivent obtempérer à toutes les instructions données par le GRT ou le GRD dans le cadre des dispositions décrites ci-dessus, à condition que les instructions soient compatibles avec les paramètres techniques des installations des parties concernées. En cas de doutes, les instructions du GRT ou du GRD en amont priment toujours sur celles des GRD en aval. Les rôles et les responsabilités du GRT et du GRD en cas de crise sont réglementés dans des documents spécifiques (p. ex. OSTRAL).



8. Annexes

8.1 Caractéristiques qualitatives de la planification du réseau

- (1) La disponibilité est l'une des caractéristiques de qualité d'un réseau de distribution. En complément du critère (n-1), la valeur estimée de l'énergie non distribuée (END) ou le critère de Zollenkopf peut aussi être utilisé pour planifier l'extension du réseau.
- (2) La valeur estimée de l'END et le critère de Zollenkopf utilisent la durée de l'interruption, combinée à sa puissance et à l'énergie non distribuées.

8.1.1 Énergie non distribuée dans les délais

- (1) La somme de l'END (anglais: Energy Not Supplied – ENS) pendant une période donnée fournit des renseignements sur la qualité d'un réseau d'approvisionnement clairement délimité.
- (2) Grâce au calcul de l'END, il est possible, pendant la phase de planification, de comparer différentes configurations de réseau en termes de disponibilité. Les valeurs calculées pour l'END servent à effectuer des comparaisons relatives entre les configurations de réseau possibles au sein d'un même réseau d'approvisionnement.

	END [MWh]
Configuration de réseau 1	35,4
Configuration de réseau 2	28,7
Configuration de réseau n	39,1

Tableau 3: Comparaison qualitative des différentes configurations de réseau (exemple)

8.1.2 Critère de Zollenkopf

- (1) On distingue le critère de Zollenkopf simple et sa version complexe.
- (2) Le critère de Zollenkopf simple définit l'énergie non distribuée maximale autorisée: plus la puissance non distribuée est réduite, plus la durée de l'interruption autorisée est longue et vice versa. Il est également possible de définir une durée d'interruption maximale autorisée.
- (3) La version complexe du critère de Zollenkopf définit également l'énergie non distribuée maximale autorisée (END), mais en y associant la fréquence de l'interruption: plus celle-ci est brève et rare, plus la puissance interrompue autorisée est grande, ou inversement, plus l'interruption est longue et fréquente, plus la puissance interrompue autorisée est faible. Le critère de Zollenkopf règle la puissance et la durée maximales par interruption. Le nombre d'interruptions n'est pas pris en compte. Seules les interruptions non planifiées sont enregistrées.



- (4) Une extension tenant compte de la fréquence des interruptions découle de l'équivalence suivante:

$$E = t_{max} \cdot P_{Ausfall} \cdot H$$

$E \left[\frac{MWh}{a} \right]$ quantité d'énergie non fournie en temps voulu autorisée par année

$t_{max} [h]$ durée maximale de l'interruption

$P_{Ausfall} [MW]$ puissance interrompue

$H \left[\frac{1}{a} \right]$ fréquence d'interruption par année

En cas de prescription d'une quantité maximale d'énergie non fournie dans les temps par année, on peut indiquer la durée et la puissance perdue autorisées pour une certaine fréquence d'interruption.

- (5) Comme les fréquences et les durées des interruptions diffèrent d'un niveau de réseau à l'autre, il est possible de définir un diagramme de Zollenkopf pour chaque niveau de réseau.
- (6) Si le réseau de distribution est trop petit pour effectuer une statistique propre, on peut utiliser les statistiques de l'AES ou du VDN pour les équipements d'exploitation.

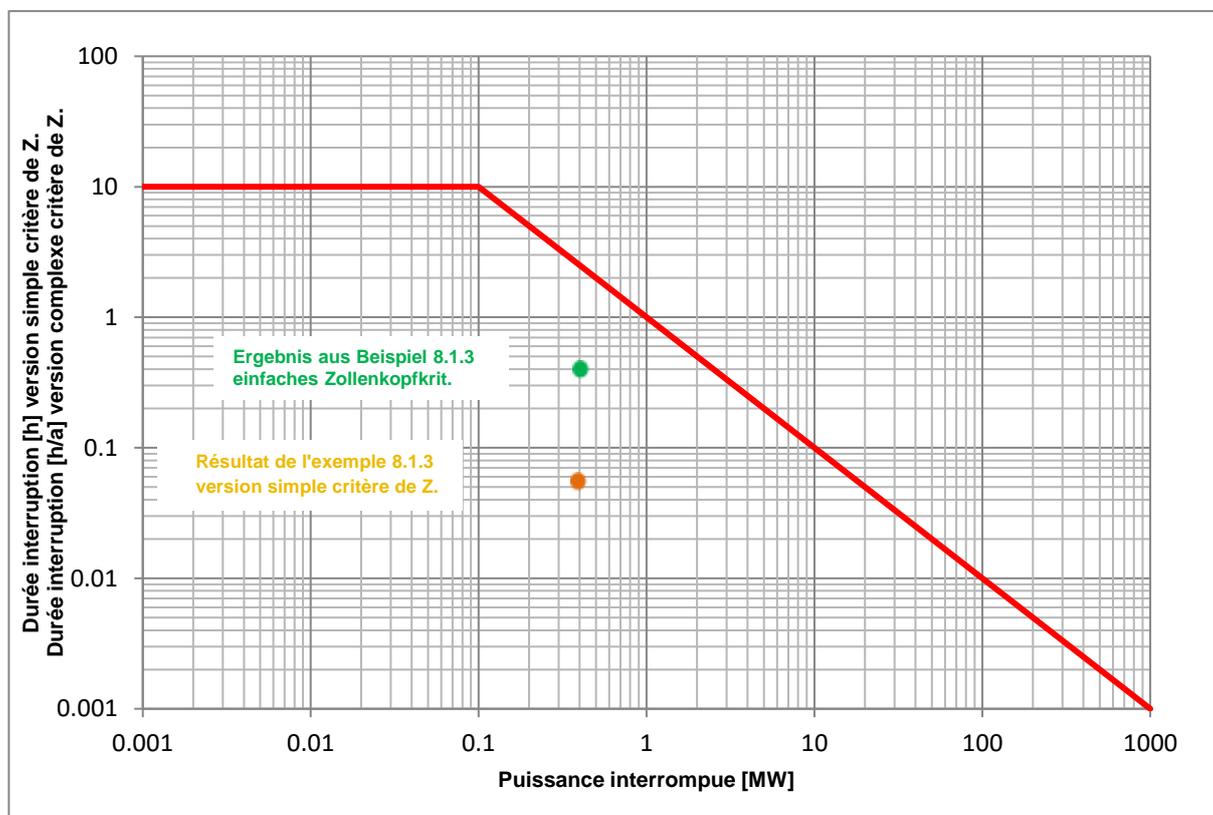


Figure 6: Diagramme de Zollenkopf (exemple)



8.1.3 Exemple

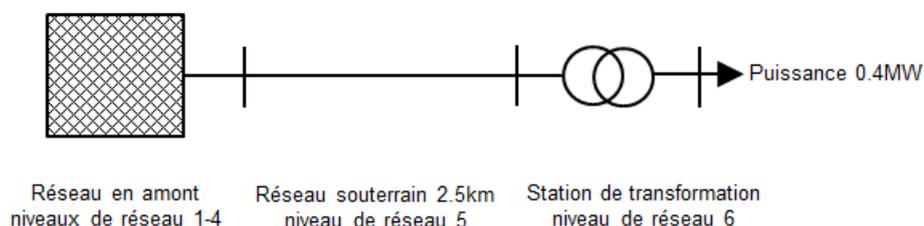


Figure 7: Exemple d'application du critère de Zollenkopf

Équipements d'exploitation	Fréquence des interruptions / an	Pannes sur toute l'année
Réseau de distribution en amont et sous-stations	0,04	25
Réseau souterrain 2,5 km	0,05	20
Stations transformatrices	0,03	33
Cumul	0,12	8,33

Tableau 4: Fréquence d'interruption des équipements d'exploitation

Si l'on se base sur une durée de réparation d'une heure et sur les statistiques des fréquences d'interruption des équipements d'exploitation, on obtient les valeurs énergétiques suivantes:

D'après la version simple du critère de Zollenkopf:

$$E = t_{max} \cdot P_{Ausfall} = 1h \cdot 0,4 \frac{MW}{Ausfall} = 0,4 \frac{MWh}{Ausfall}$$

D'après la version complexe du critère de Zollenkopf:

$$E = t_{max} \cdot P_{Ausfall} \cdot H = 1h \cdot 0,4 MW \cdot 0,12 \frac{1}{a} = 0,048 \frac{MWh}{a}$$



8.1.4 Vérification de la planification de l'extension

La vérification de la planification de l'extension peut être effectuée directement dans le graphique, car les interruptions y sont indiquées et leur situation est comparée aux limites définies.

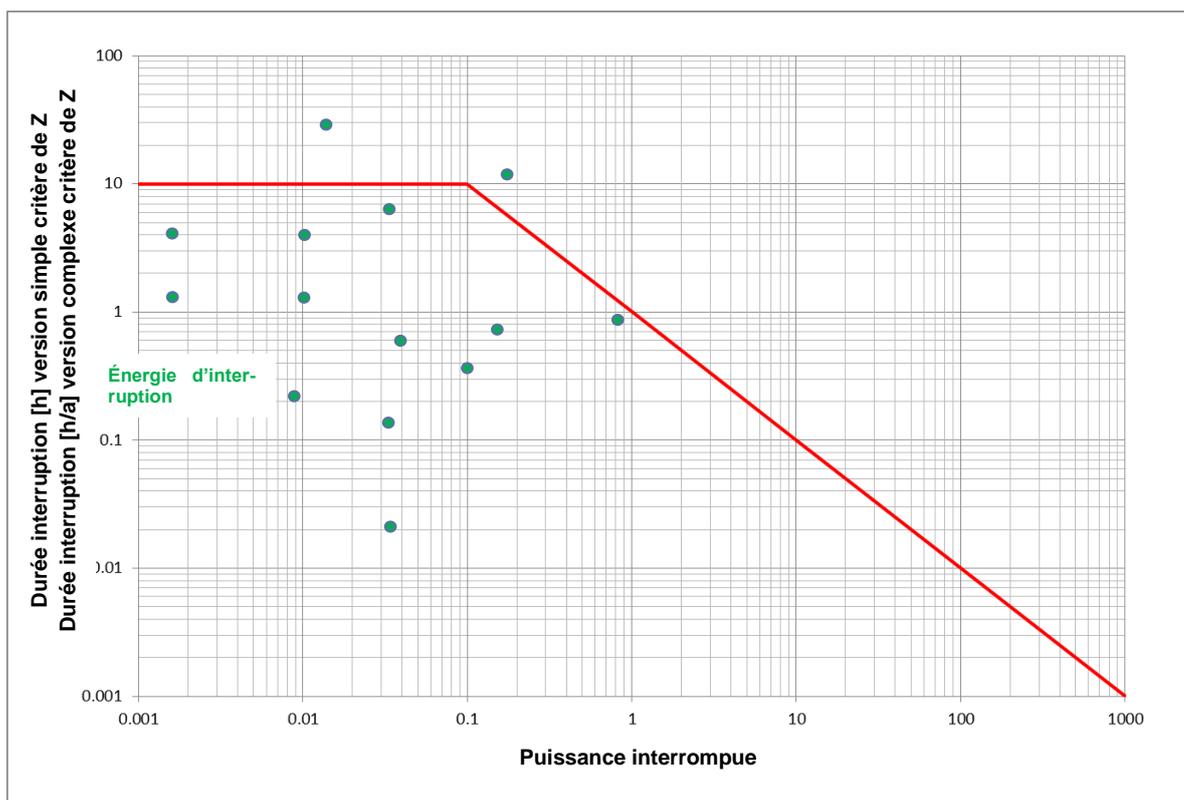


Figure 8: Vérification de la planification de l'extension (exemple)



8.2 Limites du raccordement au réseau et conditions foncières

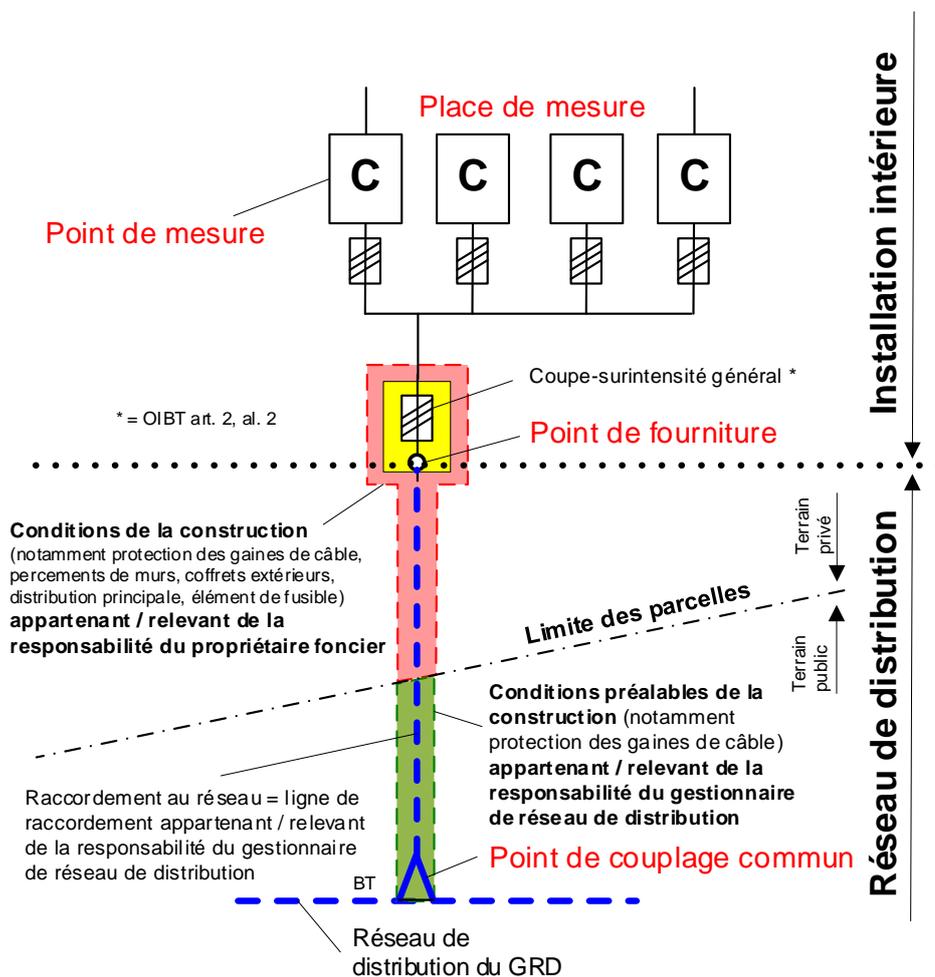


Figure 9: Raccordement au réseau de basse tension (exemple)

La Figure 9 est applicable par analogie au raccordement au réseau moyenne tension concernant les points de fourniture et de couplage commun.



8.3 Détermination des pertes de réseau²

- (1) Les pertes actives doivent être déterminées par niveau de réseau. Autant que possible, elles sont déterminées par des mesures différentielles. Lorsque pour certains niveaux de réseau, on ne possède pas de mesures ou que le nombre de points de mesure est insuffisant, les pertes sur les niveaux de réseau sont réparties à l'aide du bilan énergétique global et d'une clé de répartition ou par un calcul modélisé.

8.3.1 Détermination des pertes de réseau par mesure différentielle

- (1) La mesure différentielle consiste à faire le bilan des entrées et des sorties d'énergie sur une période donnée adéquate dans une zone de réseau délimitée. La distinction et la comparaison des quantités entrantes et sortantes permettent de déterminer la différence d'énergie représentant l'énergie perdue dans l'exploitation du réseau. La mesure différentielle concerne uniquement l'énergie active. La précision de l'énergie calculée par mesure différentielle dépend des facteurs suivants:
- a) intégralité des valeurs de mesure des compteurs d'énergie active choisis dans la zone de réseau concernée
 - b) intervalle de temps identique pour toutes les séries chronologiques ou valeurs de comptage
 - c) exactitude des liens arithmétiques entre les séries chronologiques ou les valeurs de comptage pour la détermination de la différence d'énergie
 - d) intégrité (absence d'erreur, exactitude) des séries chronologiques ou de valeurs de comptage
 - e) classe de précision des appareils de mesure utilisés

Formules : (des formules en français suivront dans les meilleurs délais)

Formation de la différence pour un niveau de réseau [Verlust NE x]

$$Verluste NE x [\%] = \frac{\Sigma Bezug NE x - \Sigma Abgabe NE x}{\Sigma Bezug NE x} * 100$$

Formation de la différence pour plusieurs niveaux de réseau [Verluste NE x bis z]

$$Verluste NE x bis z [\%] = \frac{\Sigma Bezug NE x bis z - \Sigma Abgabe NE x bis z}{\Sigma Bezug NE x bis z} * 100$$

Somme énergie entrante [Summe Bezug]: somme de tous les apports d'énergie des NR x jusqu'à z (de NR x-1, de NR z+1, de réseaux tiers ou de producteurs sur NR x jusqu'à z, y compris la propre production)

Somme énergie sortante [Summe Abgabe]: somme de toutes les livraisons d'énergie des NR x jusqu'à z (vers NR x-1, NR z+1, réseaux tiers ou consommateurs finaux sur NR x jusqu'à z, y compris la propre consommation)

² La très grande dispersion du standard de structure du réseau suisse (câbles [type et section] ou lignes aériennes, types et âge des transformateurs) ou de l'état de charge du réseau rendent impossible le traitement et la publication sous forme de tableau d'indications générales fiables.



- (2) Pour la détermination de la différence dans des zones de réseau étendues ou sur des périodes divergentes, où il est impossible de disposer de mesures simultanées pour toutes les séries chronologiques ou pour les valeurs de comptage à prendre en compte, il est possible d'additionner des séries chronologiques ou des valeurs de comptage non synchrones. (cf. Figure 10).

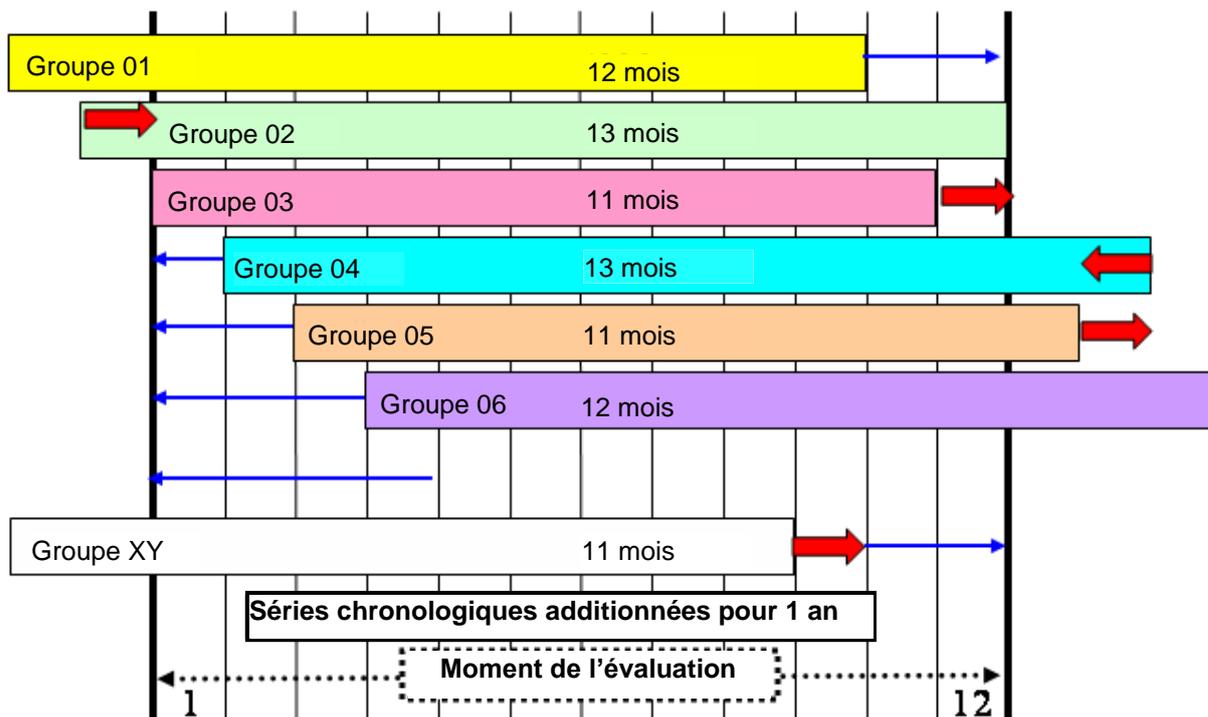


Figure 10: Séries chronologiques non synchrones

8.3.2 Détermination des pertes de réseau en l'absence de mesure différentielle

- (1) Lorsqu'une mesure différentielle est impossible pour chaque niveau de réseau, les pertes sont à répartir sur les différents niveaux de réseau sur la base du bilan énergétique global à l'aide d'une clé de répartition à définir individuellement par chaque gestionnaire de réseau. Pour établir cette clé de répartition, il faut se servir, entre autres, de mesures de référence, de calculs modélisés ou de logiciels de calcul pour réseau. Si on utilise un modèle des pertes, il convient de s'assurer que la somme des pertes d'énergie déterminée par le modèle pour chaque niveau de réseau corresponde au bilan énergétique global.



(2) Le bilan énergétique global peut être déterminé à l'aide du graphique suivant:

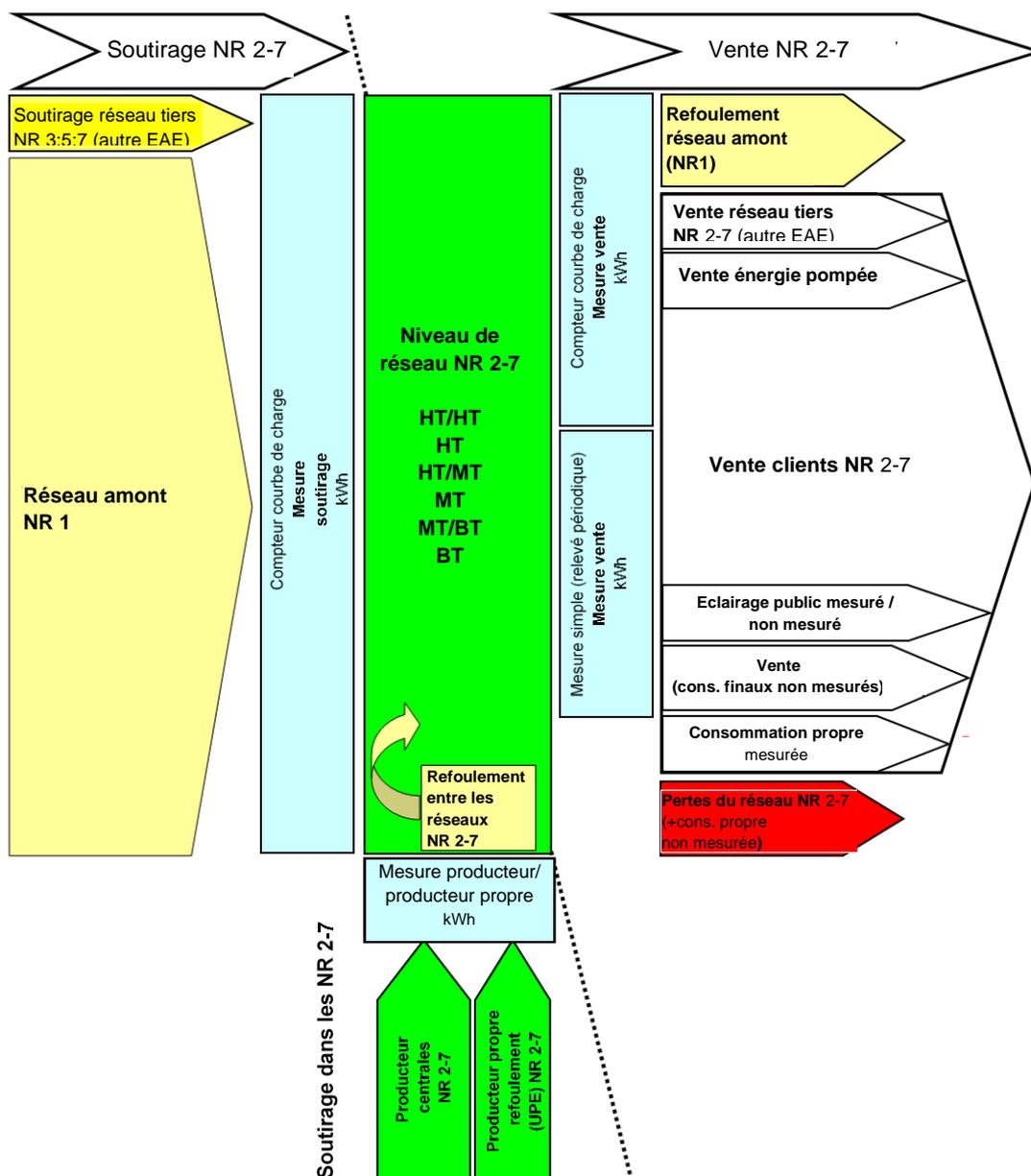


Figure 11: Détermination du bilan énergétique global

$$Verluste NE 2 bis 7 [\%] = \frac{\Sigma Bezug NE 2 bis 7 - \Sigma Abgabe NE 2 bis 7}{\Sigma Bezug NE 2 bis 7} * 100$$



8.3.3 Consommateurs finaux non mesurés (facturation forfaitaire)

- (1) L'absence de mesure de consommateurs finaux est admissible pour de nombreuses petites installations dont la consommation est de même genre (par exemple: distributeurs de billets, signalisations de trafic, cabines téléphoniques, amplificateurs TV, éclairage public, sirènes). Pour la facturation forfaitaire, la consommation annuelle de l'installation concernée doit être connue aussi exactement que possible. Le cas échéant, on peut la déterminer ou la vérifier par des mesures de référence.

8.3.4 Pertes nettes indicatives par niveau de réseau

- (1) Les valeurs du Tableau 5 peuvent être utilisées à titre comparatif pour analyser les pertes nettes moyennes et maximales. Elles n'ont pas vocation à remplacer le calcul correct indiqué au chapitre 5.6. Ces valeurs correspondent à la totalité de l'énergie injectée à chaque niveau de réseau.

	Moyenne	Maximale
NR 5	0,75 %	2,00 %
NR 6	1,25 %	3,00 %
NR 7	2,00 %	4,00 %

Tableau 5: Pertes nettes moyennes et maximales par niveau de réseau

- (2) La somme des différentes pertes des niveaux de réseau 5 à 7 ne devrait donc pas dépasser la valeur «6». (Cette somme ne correspond pas à une perte de 6 % pour l'ensemble du réseau de distribution, puisque le volume d'électricité est différent à chaque niveau de réseau).
- (3) En cas de dépassement de la fourchette indiquée au Tableau 5, les valeurs justifiables sont en principe autorisées (p. ex. en cas de part de production importante).

