



Comptage électrique

Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique

Note :

Pièce jointe à la communication de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2004.

Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique

Sommaire :

(§ n°)	(page n°)
1. Introduction	3
2. Cadre réglementaire	3
3. Évolution du contexte institutionnel	4
4. Champ d'application	5
5. Propriété des appareils de mesure et de contrôle	6
6. Description et caractéristiques des dispositifs de comptage	7
7. Descriptions des données de comptage	8
8. L'administration des compteurs	9
9. La collecte des données de comptage	10
10. Information pré-contractuelle et contrat d'accès au réseau public	11
11. Seuils de puissance pour la relève	11
12. Enregistrement des données	12
13. Précision de la mesure	15
14. Plages tarifaires	15
15. Précision du référentiel temporel	16
16. Synchronisation	16
17. Droit d'accès aux données du comptage	16
18. Accès aux données de comptage	18
19. Dépassement de puissance active	22
20. Correction des données de comptage	24
21. Défaillance du comptage	27
22. Services complémentaires	28
23. Cahier des charges du réseau public de transport	28
<i>Annexe 1 : Glossaire</i>	29
<i>Annexe 2 : Réglementation relative aux compteurs électriques</i>	33
<i>Annexe 3 : Définition des puissances et énergies électriques</i>	35
<i>Annexe 4 : Système énergie</i>	37

1. Introduction

Le présent cahier des charges fonctionnel définit les principes généraux que doivent appliquer les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité pour la spécification des systèmes de comptage nécessaires à l'exercice de leurs missions et à l'établissement de relations équilibrées avec les utilisateurs de réseaux, en ce qui concerne la collecte et la communication des données de comptage.

Il précise les engagements que doivent prendre les gestionnaires de réseaux publics en matière de comptage, en particulier à l'égard des conditions d'accès des utilisateurs de réseaux à l'information et aux données qui les concernent et que fournissent les dispositifs de comptage. Il vise notamment à répondre aux besoins des futurs consommateurs éligibles qui souhaitent améliorer la maîtrise de leur consommation d'énergie et s'adapter aux mécanismes d'ajustement et de compensation des écarts.

Au-delà des principes généraux déjà fixés dans sa communication du 5 juillet 2001, et sur la base du constat de l'importance cruciale des systèmes de comptage pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie veut exprimer les prescriptions techniques et fonctionnelles qui lui paraissent nécessaires à la mise en œuvre des solutions opérationnelles adéquates.

Ce cahier des charges n'a pas vocation à définir le fonctionnement¹ des compteurs d'énergie électrique, mais uniquement les prescriptions techniques générales applicables et les moyens de mise à disposition des données issues du comptage pour les différents intervenants.

2. Cadre réglementaire

En disposant que « *le gestionnaire du réseau public [de transport ou de distribution] procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions* », les articles 15.IV et 19.III de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000² (ci-après désignée « *loi du 10 février 2000* ») confient aux gestionnaires de réseaux électriques des responsabilités particulières en matière de gestion des compteurs et de recueil des données relevées par ceux-ci. Cette mission doit toutefois être précisée dans la perspective de l'abaissement progressif du seuil d'éligibilité des utilisateurs.

D'ores et déjà, le cahier des charges de la concession à Électricité de France du réseau d'alimentation générale (RAG) en énergie électrique du 10 avril 1995 renvoie nombre de dispositions relatives aux comptages électriques au domaine contractuel, mais fait peser une obligation générale d'information sur le gestionnaire du réseau. En effet, dans son article 13, il dispose que « *le client ou le producteur [...] peuvent avoir accès, sans pouvoir les modifier, à toutes les informations que ces appareils de mesure et de contrôle délivrent et qui sont nécessaires à la gestion des contrats de fourniture ou d'achat [...]* ». Cette disposition s'applique non seulement au comptage au domaine de tension HTB³, mais généralement aussi au domaine de tension HTA, car le modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique renvoie, pour les raccordements en haute tension au réseau public, à ce même article.

3. Évolution du contexte institutionnel

La loi du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du réseau public « *procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions* ». Il s'agit des comptages électriques nécessaires à :

- la facturation du tarif d'utilisation des réseaux publics ;
- la facturation de la fourniture d'énergie ;
- la reconstitution des flux.

La responsabilité du gestionnaire de réseau est donc engagée dans les différentes actions que celui-ci accomplit traditionnellement en matière de systèmes de comptage, en particulier :

- la gestion des équipements (classification, approvisionnement, renouvellement, ...) ;
- l'étalonnage et la vérification des dispositifs de comptage ;
- les interventions d'installation, de programmation et de maintenance sur site ;
- la relève manuelle ou automatique, en local et/ou à distance (télérelève) ;
- la collecte des données de mesure, leur traitement et leur stockage ;
- l'édition de la facture de l'accès au réseau ;
- la transmission d'informations nécessaires aux fournisseurs pour la facturation de la fourniture d'énergie ;
- la transmission des éléments nécessaires à la reconstitution des flux pour le règlement des écarts ;
- la transmission d'informations, à la demande de l'utilisateur du réseau.

Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, les gestionnaires de réseaux électriques publics sont par défaut administrateurs des compteurs mesurant les flux échanges avec leurs réseaux et collecteurs des données ainsi mesurées (*cf. Schéma 1*).

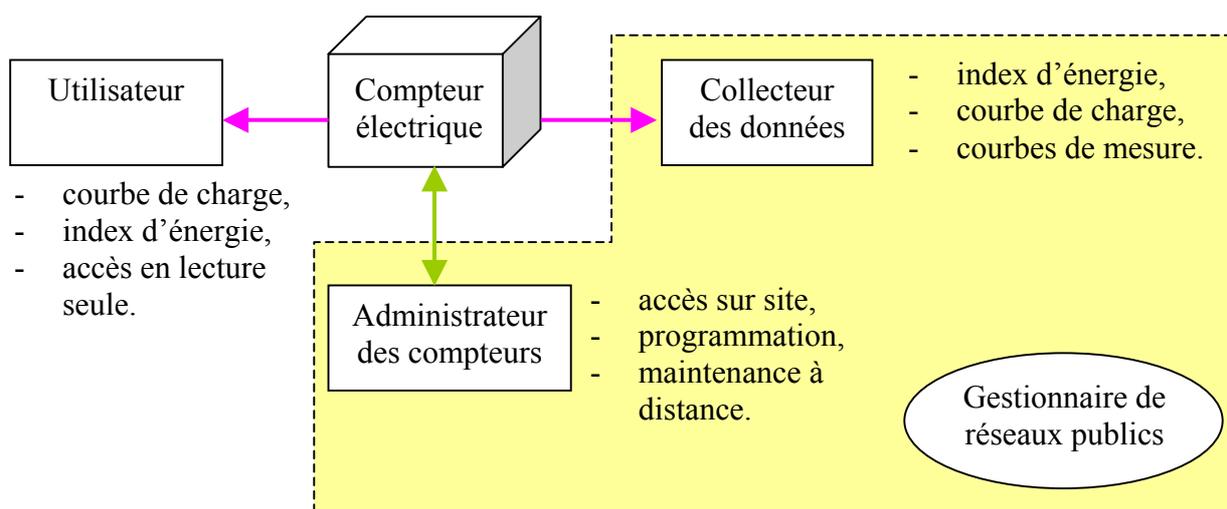


Schéma 1 – Profils d'accès aux données du compteur

Cependant, la mise en place progressive d'un marché d'ajustement et du mécanisme de responsabilité d'équilibre permettant la mise en œuvre de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 a pour conséquence de développer la qualité et le volume des informations nécessaires aux utilisateurs de réseaux électriques.

Les gestionnaires de réseaux adaptent donc à cet effet les systèmes de comptage qu'ils mettent en œuvre, notamment pour faciliter le fonctionnement de mécanismes qui, à l'instar du règlement des écarts, rendent nécessaire pour certains utilisateurs de surveiller les flux qui les concernent avec un délai pouvant être inférieur à la journée (puissance active et, le cas échéant, réactive) pour évaluer leur position à l'égard des différents marchés auxquels ils participent.

Ainsi, dans le règlement des écarts, si la responsabilité individuelle de l'utilisateur est transférée à un tiers responsable d'équilibre, ce dernier a besoin de systèmes suffisamment fiables et rapides de transmission des informations qui concernent chacun de ses clients pour lui permettre d'effectuer les arbitrages entre sources d'énergie ainsi que le foisonnement des écarts au sein de son portefeuille de contrats. L'utilisateur de réseau ou le responsable d'équilibre dûment mandaté par son client doivent pouvoir connaître leur position par rapport aux engagements contractuels qu'ils ont pris. Ceci implique le suivi synchrone des courbes de soutirage et/ou d'injection de puissance active et éventuellement des courbes d'absorption et de fourniture de puissance réactive dans des délais appropriés, voire un accès direct aux données primaires élaborées par le compteur (*cf. paragraphes 12 et 18*).

Par ailleurs, les données de comptage nécessaires tant à la gestion des contrats d'accès qu'au fonctionnement du marché concurrentiel constituent les informations quantitatives qui servent au gestionnaire de réseau à établir les différentes factures et à l'utilisateur ou à son mandataire à vérifier ces dernières. En conséquence, le gestionnaire de réseau met à disposition de l'utilisateur ou de ses mandataires dûment autorisés, sur leur demande, tous les éléments permettant de justifier les montants qui leur sont facturés et, partant, les données primaires enregistrées aux points de comptage contractuels.

De plus, le gestionnaire de réseau met à disposition de l'utilisateur (et/ou du mandataire dûment autorisé), les données de comptage corrigées prises comme base des différentes facturations (après éventuelles corrections contractuelles et corrections consécutives à une défaillance – *cf. paragraphes 20 et 21*). Ces données sont dites « validées » si elles ont été vérifiées et, le cas échéant, corrigées par le gestionnaire de réseau. Ces données validées permettent à l'utilisateur de vérifier l'exactitude des factures qu'il reçoit.

Ce service, qui fait également partie des services de base, rémunérés par la tarification de l'accès aux réseaux électriques instituée par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002, doit être prévu par les gestionnaires de réseaux publics dans les contrats d'accès proposés.

Conformément aux obligations posées par la loi du 10 février 2000, les gestionnaires de réseaux traitent avec les utilisateurs de réseau ou leurs mandataires en s'abstenant de toute discrimination.

4. Champ d'application

Les dispositions du présent cahier des charges concernent les compteurs d'énergie électrique dévolus aux missions des gestionnaires de réseaux publics, quels que soient la puissance souscrite par les utilisateurs et les domaines de tension de raccordement. Elles doivent être mises en œuvre sans délai. Cependant, si elles concernent directement une étape suivante d'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, leur application peut être retardée jusqu'à cette date.

Ces compteurs sont susceptibles d'être situés :

- aux interconnexions entre deux réseaux électriques ;
- chez un acteur du marché disposant d'un accès direct à un réseau public de transport ou de distribution d'électricité ;
- chez un acteur du marché indirectement raccordé à un réseau public par l'intermédiaire d'une installation privée.

Les installations concernées par le présent cahier des charges sont :

- les installations des producteurs raccordées aux réseaux publics de transport et de distribution ;
- les installations des consommateurs directement raccordées aux réseaux publics de transport et de distribution ou aux réseaux privés ;
- les réseaux publics de distribution mentionnés à l'article 18 de la loi du 10 février 2000 ;
- les circuits d'interconnexion aux frontières entre deux réseaux électriques ;
- les lignes directes complémentaires aux réseaux publics de transport et de distribution, mentionnées à l'article 24 de la loi du 10 février 2000.

5. Propriété des appareils de mesure et de contrôle

La loi du 10 février 2000, dans son article 15.IV, a confié au gestionnaire du réseau public de transport la responsabilité de procéder « *aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions* » dans « *des conditions fixées par un cahier des charges type de concession* ». L'article 13 du cahier des charges de la concession à EDF du RAG en date du 10 avril 1995, qui s'applique en l'absence du futur cahier des charges du RPT prévu à l'article 12 de la loi du 10 février 2000, ne réserve cependant pas la propriété des appareils de mesure et de contrôle aux seuls gestionnaires de réseaux publics. Il permet, au contraire, aux gestionnaires d'exiger qu'ils soient fournis par le client.

La loi du 10 février 2000, dans son article 19.III, a également confié aux gestionnaires de réseaux publics de distribution les mêmes responsabilités. L'article 19 du modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique précise qu'en basse tension, les appareils de mesure et de contrôle sont « *normalement fournis et posés par le concessionnaire* » et qu'ils font « *partie du domaine concédé* ».

La réglementation n'interdisant pas à un utilisateur de fournir le compteur utilisé pour les missions du gestionnaire de réseau, les gestionnaires de réseaux publics doivent rendre publics les documents fonctionnels relatifs au comptage électrique permettant, d'une part, d'éviter l'installation de dispositifs de comptage inappropriés, propriétés des utilisateurs, par exemple pour leur incompatibilité avec les systèmes de télérelève des gestionnaires de réseaux et, d'autre part, de rappeler les fonctions attendues des dispositifs de comptage découlant des missions des gestionnaires de réseaux publics.

Ces documents fonctionnels devront s'intégrer dans les *référentiels techniques*, notamment prévus par les décrets relatifs au raccordement des installations aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité⁴, que les gestionnaires de réseaux publics doivent progressivement établir pour contribuer à la transparence et à l'équité de leurs relations avec les utilisateurs de leurs réseaux. Ces documents comprendront des dispositions relatives à tous

les éléments de la chaîne du comptage (compteur, réducteurs de mesure, filerie, accessoires, ...), aux contraintes de précision, d'accessibilité, d'installation, de maintenance et de vérification, dans le respect de la réglementation (*cf. Annexe 2*). En particulier, l'éventuelle propriété du compteur électrique ne doit pas conférer à l'utilisateur propriétaire le droit de modifier les paramètres du compteur.

6. Description et caractéristiques des dispositifs de comptage

Un dispositif de comptage électrique est caractérisé par les données suivantes :

- les données de description du compteur (fabricant, type, année de fabrication, numéro de série) ;
- les caractéristiques des réducteurs de mesure, s'il y a lieu (transformateurs de courant et transformateurs de tension) ;
- les éléments de métrologie (constante d'étalonnage, précision, domaine d'utilisation) ;
- les caractéristiques du système de communication, s'il y a lieu (type de communication mis en place, nombre et types d'interfaces, nom du protocole de communication) ;
- les paramètres de configuration du compteur, s'il y a lieu, destinés à préciser ou décrire :
 - l'acquisition des grandeurs de mesure (rapports de transformation des réducteurs de mesure, calibre des entrées de mesure) ;
 - l'enregistrement des données (sélection et type des index, choix des courbes de mesure, définition des durées d'intégration, paramétrage des signaux tarifaires ou du calendrier tarifaire, définition de la puissance souscrite, sélection des alarmes, ...) ;
 - les fonctionnalités complémentaires du compteur (pour l'analyse de la qualité de la fourniture, par exemple) ;
 - les interfaces de communication (paramètres de la synchronisation, mots de passe, programmation des interfaces « *tout-ou-rien* », paramètres de la communication optique ou électronique).
- un numéro identifiant à nomenclature nationale, s'il y a lieu.

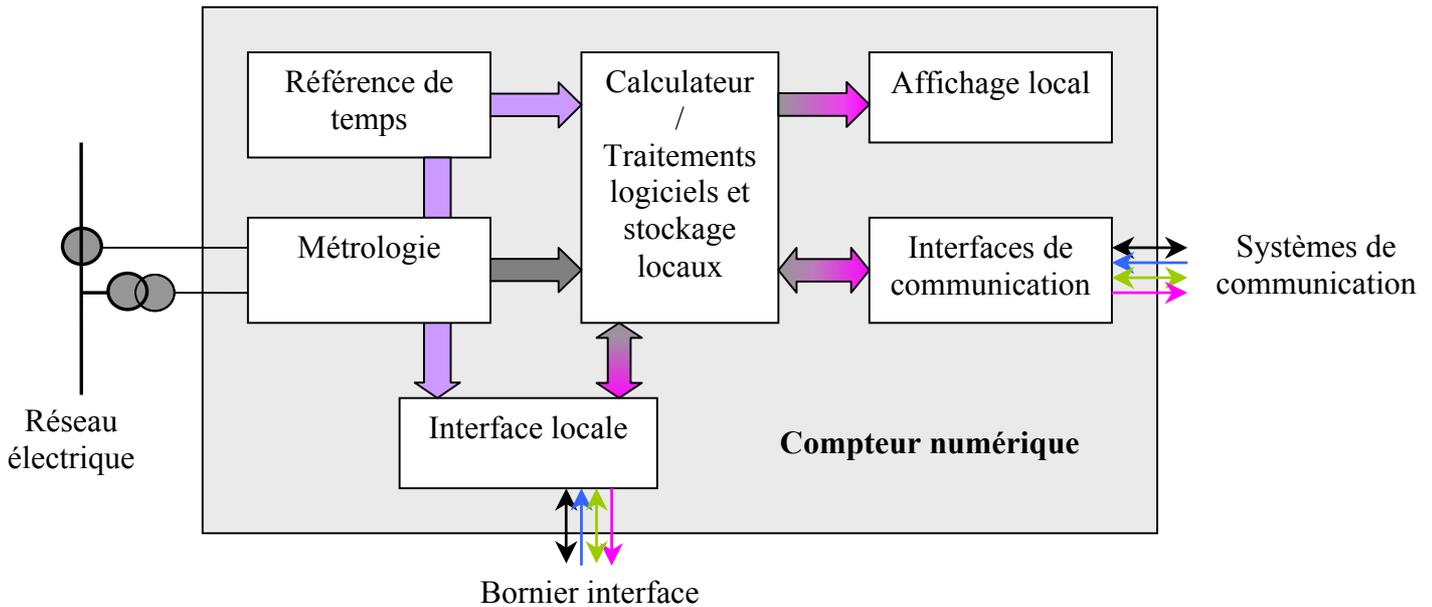


Schéma 2 – Exemple d'architecture fonctionnelle simplifiée d'un compteur numérique

Nota :

Le bornier interface représenté sur le Schéma 2 est destiné à une utilisation locale des données de comptage. Il comprend, le cas échéant, la sortie de télé-information (recopie des données de mesure primaires – cf. [paragraphe 12](#)) et les sorties impulsions de comptage. Ces dernières données peuvent être utilisées pour un suivi des variations de flux d'énergie électrique, mais les calculs réalisés à l'extérieur du dispositif de comptage peuvent introduire des écarts par rapport aux données primaires traitées et stockées par le compteur. En conséquence, ces informations ne peuvent être utilisées pour un suivi précis et daté des flux d'énergie électrique.

7. Descriptions des données de comptage

À partir des grandeurs électriques du réseau, trois types de mesures peuvent être définies et proposées aux utilisateurs de réseaux :

i. Les valeurs métrologiques de base que sont :

- les valeurs instantanées des grandeurs électriques du réseau : courants par phase, tensions entre phases ou entre phase et neutre, angles de déphasages courant/tension (φ) ;
- la référence de temps ;

Les valeurs métrologiques de base ne sont pas nécessairement rendues visibles par le compteur. Leur traitement par la partie calculateur du compteur permet d'obtenir les valeurs de mesure élaborées.

ii. Les valeurs de mesure élaborées que sont :

- les valeurs efficaces de la tension et de l'intensité ;
- les valeurs de la puissance active et de la puissance réactive ;
- la $\tan \varphi$.

Les valeurs de mesure élaborées ne sont pas nécessairement rendues visibles par le compteur. Leur traitement par le compteur permet d'obtenir les données de mesure primaires.

iii. Les données de mesure primaires que sont :

- les maxima des valeurs de mesure élaborées ;
- les index d'énergies, qui représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie ;
- les courbes de mesure, qui sont des ensembles horodatés de valeurs moyennes d'une grandeur, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée ;
- les indicateurs de dépassement de puissance souscrite (maxima de puissance, durée du dépassement, ...).

Ce sont les données de mesure primaires qui servent de base aux différentes facturations.

Cependant, avant d'appliquer les formules tarifaires, les gestionnaires de réseaux corrigent les données de comptage qu'ils relèvent, notamment afin de tenir compte d'éventuelles anomalies du système de comptage ou de la télérelève.

Les gestionnaires de réseaux effectuent des corrections sur les données de comptage collectées, pour :

- corriger les éventuelles pertes des lignes et/ou des transformateurs entre le point de comptage et le point de livraison (*cf. paragraphe 20*) ;
- reconstituer les données absentes ou altérées suite à une défaillance du système de comptage ou du système de relève ou à une manipulation de ceux-ci (*cf. paragraphe 21*) ;
- calculer les données propres à chaque utilisateur en cas de point de comptage commun à plusieurs utilisateurs (*cf. paragraphe 20*).

8. L'administration des compteurs

Un gestionnaire de réseau public de transport ou de distribution d'électricité peut déléguer la gestion du parc de compteurs (*cf. Schéma 3*). En tout état de cause, le délégataire ne peut avoir d'autres intérêts au marché de l'électricité (production, fourniture d'énergie, responsabilité d'équilibre, achat pour revente). La fonction de ce délégataire, l'administrateur des compteurs, consiste en :

- l'approvisionnement et la classification des dispositifs de comptage selon le cahier des charges et les différents types de besoins du gestionnaire de réseau ;
- l'installation des dispositifs de comptage ;
- la programmation et le paramétrage des compteurs ;
- la maintenance des compteurs ;
- l'étalonnage ou la vérification des dispositifs de comptage ;
- le renouvellement des dispositifs de comptage.

- l'organisation de l'accès aux données primaires.

Le collecteur des données de comptage rassemblera l'ensemble des données dans un système spécifique de collecte de données. Il ajoutera *a minima* les données suivantes à sa collecte :

- le nom de l'utilisateur avec qui l'énergie active ou réactive est échangée ;
- la localisation des compteurs concernés.

En l'absence de délégation expresse, le gestionnaire de réseau est son propre collecteur des données de comptage.

10. Information pré-contractuelle et contrat d'accès au réseau public

L'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, dispose que les tarifs sont calculés à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, et que ces coûts comprennent, en particulier, « *les coûts liés au comptage et à la facturation* ». Dès lors, tout utilisateur des réseaux publics de transport et de distribution doit être tenu informé des redevances de comptage, pour prestation de services ou location des équipements, avant la signature de la convention de raccordement et du contrat d'accès au réseau de transport ou de distribution.

Pour compléter la définition des clauses contractuelles relatives au comptage (*cf. aussi paragraphe 20*), la convention de raccordement, le contrat d'accès au réseau public, le contrat *unique* ou le contrat intégré précisent, pour chaque site :

- les points de livraison (lieu, niveau de tension, ...) ;
- les points de comptage (lieu, niveau de tension, ...) ;
- les puissances souscrites et tensions de raccordement ;
- les installations de comptage (tension de comptage, type de comptage, nomenclature, ...) ;
- les coefficients correcteurs des données de comptage (*cf. paragraphe 20*).

11. Seuils de puissance pour la relève

La gestion des flux sur les réseaux selon les mécanismes et systèmes en vigueur ou en préparation (compensation des écarts, ajustement, profilage, responsabilité d'équilibre) amène le parc de compteurs à devoir évoluer dans la ligne de l'énoncé de la communication de la CRE du 3 juillet 2003⁵. Ainsi, à partir d'un seuil de puissance souscrite, β , les utilisateurs doivent disposer d'un compteur électronique à courbe de charge télérelevable par le collecteur des données de comptage, et du système de communication correspondant.

De plus, dans un souci de réduction des coûts économiques de relève, en deçà de ce premier seuil et au-delà d'un seuil inférieur, α , les utilisateurs sont progressivement équipés (*i.e.* pour tout nouveau raccordement ou, avec l'agrément de l'utilisateur, à la première évolution du système de comptage en place) de compteurs électroniques à index avec téléreport par le collecteur des données de comptage.

Il revient à l'administrateur des compteurs de mettre en œuvre les moyens de la relève selon un schéma acceptable pour l'utilisateur de réseau.

Le seuil β est de :

- 250 kVA pour les installations de production ;
- 250 kW pour les autres installations.

Compte tenu des tendances constatées dans plusieurs États membres de l'Union européenne, il paraît souhaitable que, pour tout nouveau raccordement destiné à une puissance souscrite supérieure ou égale à 100 kVA ou, avec l'agrément de l'utilisateur, à la première évolution du système de comptage en place pour de telles puissances souscrites, le point de comptage soit équipé d'un compteur à courbe de charge télérelevable et du système de communication correspondant. Toutes les dispositions du présent cahier des charges prévues à partir du seuil β s'appliquent alors aussitôt à ce point de comptage. Ainsi, à moyen terme, le seuil β sera naturellement ramené à 100 kVA.

Le seuil α est de 36 kVA pour toutes les installations.

Les différents modèles de systèmes de comptage proposés aux utilisateurs seront pris en compte par le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mis en vigueur en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000.

Un utilisateur qui souhaite disposer d'un compteur plus évolué que celui qui correspond à la catégorie dont il relève vis-à-vis des seuils α et β peut en faire la demande auprès du gestionnaire de réseau. Au regard du présent cahier des charges, il sera alors considéré comme un utilisateur de la catégorie correspondant au compteur dont il sera équipé.

Tout utilisateur qui le désire doit disposer d'un système de comptage permettant d'enregistrer sa courbe de charge, moyennant le paiement des coûts supplémentaires d'installation et d'utilisation d'un tel dispositif sur son site.

Pour les utilisateurs dont la puissance souscrite est inférieure aux seuils α ou β , les administrateurs des compteurs sont invités à mettre en œuvre des techniques de téléreport ou de télérelève, pour autant que ces techniques réduisent les coûts économiques de la relève sur place.

12. Enregistrement des données

Le compteur enregistre les données nécessaires à l'application de la tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité⁶, d'une part, aux mécanismes de gestion de l'équilibre des réseaux, d'autre part, et à la facturation de l'énergie, enfin.

Ce sont les données de mesure primaires qui servent de base aux différentes opérations (facturations ou mécanismes). Les données de mesure primaires sont les données de mesure telles qu'elles sont rendues disponibles par le dispositif de comptage, sous format électronique, optique ou physique. Selon le type de compteur mis en place, elles consistent en :

- les index d'énergie active (injection et soutirage), avec différenciation temporelle s'il y a lieu ;
- la courbe de soutirage d'énergie active (dite « *courbe de charge* ») ;
- la courbe d'injection d'énergie active ;

- les index de durée de dépassement de puissance active (puissance apparente, le cas échéant) ;
- les maxima de puissance ;
- les courbes d'absorption et d'injection d'énergie réactive ;
- la courbe de tension.

Nota :

Les résultats de mesure (soutirage, injection, fourniture, absorption, tension) sont intégrés par périodes consécutives de 10 min (30 min pour les données des circuits d'interconnexion). En cohérence avec le système standard national, le point temps de référence pour le début de la première des périodes d'intégration de la journée calendaire est fixé à 00 h 00 min 00 s.

Les données devant être enregistrées par le compteur dépendent du niveau de tension du raccordement principal du site, de la puissance souscrite, du type d'installation et de l'implication dans la gestion des flux. Les tableaux ci-dessous décrivent la segmentation cible.

HTA ($P_s \geq \beta$) et HTB		
Installations de consommation	Autres installations	Utilisation des données
Courbe de soutirage (courbe de charge)	Courbes d'injection et de soutirage	Tarification de l'acheminement de l'énergie active, facturation de l'énergie active, reconstitution des flux, tarification du dépassement de puissance souscrite
Courbe d'absorption de puissance réactive		Tarification du dépassement d'absorption de puissance réactive
NA	Courbes de fourniture et d'absorption de puissance réactive (producteurs concernés seulement)	Tarification de la fourniture ou de l'absorption de puissance réactive

Nota : pour les producteurs, les conditions de la vérification de la participation au réglage de la tension par enregistrement de la tension sont fixées de manière contractuelle.

Tableau 1 – Données à enregistrer pour une installation raccordée en HTA ou en HTB

Installations de consommation HTA ($P_s < \beta$) et BT			
$P_s \geq \beta$	$\alpha < P_s < \beta$	$P_s \leq \alpha$	Utilisation des données
Courbe de soutirage (courbe de charge)	Index* d'énergie active soutirée		Tarifcation de l'acheminement de l'énergie active, facturation de l'énergie active, reconstitution des flux
	Indicateurs de dépassement (si applicable)	NA (limitation par disjoncteur)	Tarifcation du dépassement de puissance souscrite

* Les index doivent être adaptés à la différenciation temporelle de la tarification d'acheminement choisie par l'utilisateur.

Nota : cf. [paragraphe 11](#) pour la description de α et β .

Tableau 2 – Données à enregistrer pour une installation de consommation raccordée en BT

Autres installations HTA ($P_s < \beta$) et BT			
$P_s \geq \beta$	$\alpha < P_s < \beta$	$P_s \leq \alpha$	Utilisation des données
Courbes d'injection et de soutirage	Index* d'énergie active (injection et soutirage)		Tarifcation de l'acheminement de l'énergie active, facturation de l'énergie active, reconstitution des flux
	Indicateurs de dépassement (injection et soutirage, si applicable)	NA (limitation par disjoncteur)	Tarifcation du dépassement de puissance souscrite
Courbes de fourniture et d'absorption de puissance réactive	Courbes de fourniture et d'absorption de puissance réactive (producteurs concernés seulement)		Tarifcation de la fourniture ou de l'absorption de puissance réactive

* Les index doivent être adaptés à la différenciation temporelle de la tarification d'acheminement choisie par l'utilisateur.

Nota : pour les producteurs, les conditions de la vérification de la participation au réglage de la tension par enregistrement de la tension sont fixées de manière contractuelle.

Tableau 3 – Données à enregistrer pour les installations raccordées en BT, qui ne sont pas des installations de consommation

Les données de comptage sont stockées par le compteur de manière à n'être perdues ni en cas de coupure du secteur, ni en cas de perte de l'éventuelle alimentation auxiliaire. D'autre part, la forme du stockage est compatible avec les intervalles de relève imposés par les missions des gestionnaires de réseaux concernés (*cf. paragraphe 18*).

Avant d'appliquer les formules tarifaires, les gestionnaires de réseaux sont susceptibles d'apporter des corrections aux données qu'ils utilisent. Les corrections doivent être accessibles pour l'utilisateur qui en fait la demande et celui-ci doit pouvoir comparer les données transmises par le compteur au gestionnaire de réseau et celles que le gestionnaire a retenues pour établir les différentes facturations, afin d'obtenir les justifications nécessaires à l'égard de ces corrections.

13. Précision de la mesure

En France, la réglementation relative à la précision de la mesure des compteurs d'énergie électrique ne repose formellement que sur deux textes (*cf. annexe 2*).

L'article 1^{er} (2^o) du décret du 28 décembre 1935⁷ toujours en vigueur dispose que les compteurs d'énergie active à branchement direct dont il est fait usage en vue de la fixation de salaires, à l'occasion de transactions commerciales, d'expertises judiciaires ou d'opérations fiscales « *doivent être réglés de manière que les erreurs relatives en plus ou en moins ne dépassent pas les trois centièmes, dans les conditions normales d'emploi* ». Pour les comptages à branchement indirect, la réglementation technique nationale du comptage électrique est pratiquement inexistante et la normalisation internationale s'est en fait imposée.

En second lieu, l'annexe de la directive européenne du 4 novembre 1976⁸ prescrit, selon la valeur relative du courant et le facteur de puissance, des erreurs maximales tolérées jusqu'à 2 % à 4 % pour « *les compteurs à induction, d'usage courant, à branchement direct, neufs, à tarif simple ou à tarifs multiples, destinés au mesurage de l'énergie active en courant monophasé et polyphasé de fréquence 50 Hz* ».

En l'absence d'autres textes réglementaires, il appartient aux gestionnaires de réseaux électriques publics d'inclure les exigences de précision dans les parties concernées des différents *référentiels techniques* qu'ils devront publier sous le contrôle de la CRE.

Les gestionnaires de réseaux procèdent à une vérification périodique et à des vérifications inopinées de la précision et du bon fonctionnement des dispositifs de comptage. Par ailleurs, le niveau de précision atteint par le parc de systèmes de comptage au 1^{er} janvier 2003 ne doit pas être dégradé.

14. Plages tarifaires

Les plages horaires tarifaires instituées par le tarif d'utilisation des réseaux électriques sont prises en compte, soit par le système d'information du gestionnaire de réseau qui s'appuie sur les courbes de mesure, soit directement par le compteur électrique sur la base d'un signal de changement d'index de comptage ayant comme origine une télécommande du gestionnaire de réseau ou une horloge locale.

Dans le cas où le compteur prend en compte un signal de changement tarifaire, l'utilisateur dispose d'une interface présentant une recopie instantanée du signal tarifaire sous une forme exploitable par un système de gestion de l'énergie.

15. Précision du référentiel temporel

Le traitement de courbes de mesure comme les changements de périodes tarifaires imposent de disposer d'un horodatage précis et homogène dans toute la chaîne d'information du comptage. La chaîne d'information du comptage est formée par les équipements et systèmes mis en œuvre pour le traitement des données de comptage (l'acquisition, la lecture, la relève, la correction, la comparaison avec les programmes prévisionnels, ...) : elle comprend, entre autres, le compteur, les interfaces de communication de celui-ci, les terminaux de saisie portable, la centrale de télérelève et les systèmes d'information centraux.

La précision et la dérive des horloges utilisées pour l'horodatage sont définies dans la norme relative aux horloges de commutation pour tarification et contrôle de charge⁹.

En cas de défaut du système de mise à l'heure, la dérive de l'horloge utilisée pour l'intégration des puissances sera inférieure à 5 secondes pour une période de mesure de 1 semaine. Dans tous les cas, la dérive maximale ne pourra dépasser 0,5 seconde par jour à la température de référence ($23^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$), comme il est défini dans la norme.

16. Synchronisation

C'est l'heure légale¹⁰ qui est utilisée comme temps de référence.

Dans la mesure où ils n'apportent pas un écart plus grand que celui qui est défini par la normalisation, tous les systèmes de synchronisation peuvent être utilisés : les systèmes de synchronisation par ondes radio (FI, DCF77 ou GPS¹¹) ou par télécommande centralisée à fréquence musicale « *TCFM* » (CPL), la synchronisation lors de la relève sur place ou lors de la télérelève, ...

Sur les équipements concernés, les horloges dédiées peuvent être alimentées par une pile-batterie, par une alimentation auxiliaire ou prélevée sur le réseau. Le mode de sauvegarde de l'horloge est en adéquation avec le mode d'utilisation du dispositif concerné. Une attention particulière est portée aux installations susceptibles de ne pas être alimentées pendant de longues périodes.

17. Droit d'accès aux données du comptage

L'administrateur des compteurs comme le collecteur des données de comptage bénéficient d'un accès direct au compteur, localement ou, si une télérelève est mise en œuvre, *via* le système de télécommunication. Ceci leur confère un accès direct aux données de comptage enregistrées sur le compteur. Ces données sont protégées par les règles de confidentialité publiées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001¹².

Le gestionnaire de réseau, puis l'utilisateur, ont un accès privilégié aux données primaires relevées par le collecteur des données de comptage. Cependant, dans la limite d'une justification d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique, et sous réserve de l'autorisation expresse d'un représentant de l'utilisateur, des tiers (fournisseur d'énergie, responsable d'équilibre, mandataire, ...) peuvent partager ce droit d'accès, selon des modalités contractuelles à préciser dans le contrat d'accès au réseau public.

De plus, l'utilisateur ou ses mandataires dûment autorisés peuvent bénéficier d'un accès direct au compteur, selon des modalités similaires à celles dont jouit le collecteur des données de comptage pour ce qui est des données primaires, et précisées dans le contrat d'accès au réseau public. Cet accès conjoint garantit l'unicité des données contractuelles de comptage. Il est protégé de telle manière que d'autres personnes que l'administrateur des compteurs ne peuvent modifier ni les données primaires, ni les paramètres qui permettent d'obtenir ces dernières. De même, si le compteur permet de fournir des données complémentaires (tensions, courants, indication de la qualité de la fourniture, ...), le collecteur des données de comptage ne peut s'opposer à ce que l'utilisateur et les tiers mandatés par ce dernier aient accès à ces données par le même moyen que celui par lequel ils ont un accès direct aux données primaires, si toutefois cet accès est compatible avec la protection des données primaires.

L'utilisateur peut obtenir auprès du collecteur des données de comptage des données primaires sur une période rétrospective de deux années. Ce droit d'accès ne préjuge pas de l'application des délais d'archivage de droit commun.

Le tiers qui a eu accès à des données de comptage et dont la relation contractuelle concernée par ces données a été rompue doit éliminer ces données de ses bases de données actives ; il les archive pendant toute la durée de prescription.

Nota :

Le cahier des charges du RAG pose le principe de la fourniture gratuite par le concessionnaire de toutes les informations que les appareils de mesure et de contrôle installés chez un utilisateur de réseau délivrent et qui sont nécessaires à la gestion des relations contractuelles avec le concessionnaire. Ces dispositions sont également directement applicables aux réseaux de distribution publique concédés au niveau de tension HTA.

La CRE a d'ailleurs eu l'occasion de rappeler ce principe et sa portée pour les futurs éligibles dans sa communication du 13 juin 2002, concernant l'élargissement de l'éligibilité en 2003, en rappelant, d'une part, que, « *pour faire jouer la concurrence entre fournisseurs, les consommateurs doivent disposer [...] d'informations précises sur leur consommation passée, pour les communiquer aux fournisseurs qu'ils consulteront afin de leur permettre, comme l'opérateur historique le peut actuellement, d'élaborer des offres adaptées à leur cas particulier* », et en concluant, d'autre part, que l'attention des gestionnaires de réseaux était donc « *à nouveau appelée sur leur obligation de communiquer à chaque client toutes les informations issues de dispositifs de comptage le concernant et, le cas échéant, sur la nécessité d'améliorer l'accès à ces informations* ».

L'application de ce principe aux réseaux de distribution publique concédés au niveau de tension BT est nécessaire à la mise en œuvre de l'éligibilité des clients raccordés à ce niveau de tension. Les contrats conclus dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité aux clients non résidentiels, qui devront intervenir dans les prochains mois, devront donc en tenir compte.

En conséquence, à partir du moment où les entreprises intégrées disposent des données historiques de comptage relatives aux futurs éligibles, leurs services gestionnaires de réseaux publics sont tenus de les mettre à la disposition des clients qui le souhaitent ou des tiers habilités par ces derniers. Cette mise à disposition entre dans le cadre des prestations rémunérées par le tarif régulé d'utilisation des réseaux publics.

Les gestionnaires de réseaux publics ne sont pas fondés à facturer d'autres services que des services complémentaires à la mise à disposition des données de comptage, telles une mise en forme particulière ou leur interprétation. En outre, l'obligation de protection des informations commercialement sensibles ne saurait être utilisée abusivement pour servir de barrière à l'entrée sur le marché de fournisseurs concurrents des opérateurs historiques.

18. Accès aux données de comptage

Si un système de communication électronique ou optique est mis en œuvre, la transmission des données de comptage s'effectue selon un protocole de communication conforme à une norme en vigueur et spécifié par le gestionnaire de réseau électrique dans son *référentiel technique*¹³. Le gestionnaire de réseau, prescripteur, n'utilise pas de manière exclusive de systèmes ou protocoles de communication sur lesquels pèsent, y compris en partie seulement, des redevances d'utilisation ou des secrets industriels (systèmes ou protocoles « *propriétaires* ») ou pouvant y être assimilés. Les normes ou protocoles utilisés peuvent varier en fonction du type de comptage et du type de données de comptage à transmettre. Les protocoles de communication électroniques retenus font l'objet d'un rapprochement des constructeurs de systèmes de comptage et du gestionnaire de réseau pour l'intégration de passerelles logicielles nécessaires à la prise en compte des fonctionnalités spécifiées.

Dans tous les cas où la mission du gestionnaire impose la relève de courbes de charge, l'installation de compteurs disposant de deux interfaces pouvant assurer un accès simultané aux données primaires est de règle. L'une et l'autre des interfaces sont respectivement réservées à l'usage exclusif du gestionnaire et de ses mandataires, d'une part, et à l'usage exclusif de l'utilisateur et de ses mandataires, d'autre part. Ainsi est préservée la facilité du droit d'accès conjoint aux données primaires (*cf. paragraphe 17*).

i. Télérèlevé des données de comptage par le gestionnaire de réseau

Pour la télérèlevé des données de comptage et la maintenance à distance du compteur, toute technologie de communication sûre, normalisée et efficace au regard des missions à remplir peut être mise en œuvre, parmi celles que le marché met à disposition (RTC, GSM, GPRS, BLR, CPL, ...), sur l'initiative du gestionnaire de réseau public. La technologie choisie et les conditions éventuelles de maintenance du système de communication sont citées dans le contrat d'accès d'un utilisateur au réseau public.

Pour l'accès du gestionnaire de réseaux aux données primaires de comptage, l'utilisateur mettra à disposition au moins un accès au système de communication par dispositif de comptage utilisateur du site, à proximité d'au moins une des interfaces de communication du dispositif de comptage. Cette liaison de communication sera dédiée à la télérèlevé des compteurs d'énergie électrique et à sa maintenance à distance.

Nota :

Les gestionnaires de réseaux publics continuent à utiliser des protocoles de communication propriétaires et des techniques anciennes de transmission des données de comptage qui ont été développés par les opérateurs historiques. Ces protocoles et techniques et l'utilisation qui en est faite sont de nature à entraver l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs d'énergie surtout lorsque les opérateurs historiques ont développé une offre de services complémentaires s'appuyant sur lesdits protocoles et techniques.

Dans l'objectif d'une réduction des coûts des compteurs électriques et de la relève des données de comptage, les protocoles de communication normalisés doivent être développés sous la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics et non des fournisseurs d'énergie et l'interface au réseau téléphonique commuté « *RTC* » ne doit plus être considérée comme la technologie de référence pour la télérelève des données de comptage. En effet, les supports radio ou global system for mobile communications « *GSM* », et dans certains cas les supports utilisant l'Internet, peuvent fournir une alternative moins coûteuse et plus favorable au développement de la concurrence entre fournisseurs d'énergie.

ii. Accès aux données de comptage par l'utilisateur à distance

Envers le gestionnaire de réseau, l'utilisateur ou les mandataires autorisés de ce dernier, le collecteur des données de comptage privilégie la mise à disposition ou l'envoi électronique des données primaires. Il en est de même de la part du gestionnaire de réseau envers l'utilisateur ou les mandataires autorisés de ce dernier, pour les données corrigées ou validées.

Cependant, si des parties demandent un accès direct local ou à distance aux données primaires (cf. [paragraphe 17](#)), le collecteur des données de comptage, qui obtient de l'administrateur des compteurs les mots de passe d'accès aux données primaires, fait part des mots de passe à l'utilisateur (cf. [Schéma 3](#)). De plus, il tient à la disposition de l'utilisateur la liste des modalités pratiques d'accès aux données de comptage (technologie de communication, protocole utilisé, fournisseurs de logiciels d'accès et de traitement, ...). Si l'administrateur des compteurs vient à changer les mots de passe, le collecteur des données de comptage remet spontanément et sans délai le nouveau mot de passe à l'utilisateur.

La multiplicité des parties ayant accès aux données relatives au comptage (administrateur des compteurs, collecteur des données de comptage, gestionnaire de réseau, utilisateur, tiers dûment autorisés) ne doit pas générer de dysfonctionnement dans la transmission des données. Le collecteur des données de comptage organise, le cas échéant, le planning horaire d'accès direct des parties aux données primaires du compteur.

iii. Évolution du système de communication électronique

Après concertation avec l'utilisateur, le gestionnaire de réseau ou son mandataire peuvent légitimement imposer une évolution justifiée du système de comptage en place. Ils en informent l'utilisateur dans un délai compatible avec les travaux que cette évolution contraindra d'effectuer, en particulier si le système de communication (interfaces, protocoles, ...) est concerné.

En cas de défaillance du compteur ou pour toute autre raison invoquée par le gestionnaire ou son mandataire, si ces derniers ne peuvent produire de motivation de l'évolution des systèmes de communication, l'utilisateur est fondé à exiger, au besoin dans le cadre d'un règlement de

différend devant la CRE, qu'un compteur installé depuis moins de 10 ans soit remplacé par un compteur disposant d'un système de communication identique – si toutefois il utilisait des applications logicielles et matérielles spécifiques.

En cas d'évolution du dispositif de comptage demandée par l'utilisateur (souscription à des services personnalisés), celui-ci doit accepter les frais liés, d'une part, à la mise en place du nouveau système de comptage (ou à la mise à niveau de celui-ci) et, d'autre part, à la mise à jour de son logiciel de télérelève. Dans tous les cas, l'évolution du dispositif de comptage sera réalisée en concertation entre le gestionnaire du réseau (ou son mandataire) et l'utilisateur.

iv. Fréquence minimale de transmission des données de comptage

Le gestionnaire de réseau transmet les données validées à l'utilisateur (*cf. Schéma 3*). Sur demande de ce dernier, il transmet ou met également à disposition les éléments de correction éventuelle des données. Par ailleurs, l'utilisateur qui le souhaite peut demander au collecteur des données de comptage de lui transmettre ou de mettre à sa disposition les données primaires.

Pour l'utilisateur ou ses mandataires qui en font la demande, la fréquence contractuelle minimale de droit d'accès aux données de comptage (données primaires et données validées) ou de transmission ou de mise à disposition de celles-ci par le gestionnaire de réseau et par le collecteur des données de comptage n'est pas inférieure aux valeurs indiquées dans les tableaux cibles ci-dessous (*cf. Tableau 4 et Tableau 5*). Le délai de transmission ou de mise à disposition des données n'excède alors pas :

- 3 jours ouvrés pour une transmission ou une mise à disposition hebdomadaires ;
- 2 semaines pour une transmission ou une mise à disposition mensuelles ;
- 1 mois pour une transmission ou une mise à disposition semestrielles.

Un utilisateur peut demander à son gestionnaire de réseaux une autre fréquence de transmission des données de comptage, au titre des services complémentaires (*cf. paragraphe 22*).

Installations de consommation				
	HTB	HTA	BT	
			$P_s \geq \beta$	$P_s > \alpha$ $P_s < \beta$
Transmission ou mise à disposition, pour l'utilisateur et ses mandataires				
Index d'énergie active soutirée	NA		Mensuelle	Semestrielle
Courbe de charge	Hebdomadaire		NA	
Indicateurs de dépassement de puissance active	NA		Mensuelle	NA
Courbe d'absorption de puissance réactive	Hebdomadaire	NA		
Utilisation d'interface de communication, par l'utilisateur et ses mandataires				
Accès aux données primaires	Quotidien		NA	
Transmission au responsable d'équilibre				
Index d'énergie active soutirée	NA		Mensuelle	Semestrielle
Courbe de charge	Hebdomadaire		NA	

Nota : cf. [paragraphe 11](#) pour la description de α et β .

Tableau 4 – Fréquence de transmission des données pour les consommateurs

Autres installations				
	HTB	HTA	BT	
			$P_s \geq \beta$	$P_s > \alpha$ $P_s < \beta$
Transmission ou mise à disposition, pour l'utilisateur et ses mandataires				
Index d'énergie active (injection et soutirage)	NA		Mensuelle	Semestrielle
Courbes d'injection et de soutirage	Hebdomadaire		NA	
Indicateurs de dépassement de puissance active (injection et soutirage)	NA		Mensuelle	NA
Courbes de puissance réactive (absorption et fourniture)	Hebdomadaire	Hebdomadaire (producteurs concernés seulement)		
Utilisation d'interface de communication, par l'utilisateur et ses mandataires				
Accès aux données primaires	Quotidien		NA	
Transmission au responsable d'équilibre				
Index d'énergie active (injection et soutirage)	NA		Mensuelle	Semestrielle
Courbes d'injection et de soutirage	Hebdomadaire		NA	

Nota : *cf. paragraphe 11* pour la description de α et β .

Tableau 5 – Fréquence de transmission des données pour les utilisateurs qui ne sont pas des consommateurs

19. Dépassement de puissance active

i. Dépassements pour les utilisateurs raccordés en haute tension

Le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 fixant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité dispose que, en haute tension, les dépassements de puissance appelée par rapport à la puissance souscrite font l'objet d'une tarification particulière, calculée mensuellement et fondée sur des périodes d'intégration de pas 10 minutes.

Pour les classes temporelles tarifaires j et les périodes d'intégration i où se produisent les dépassements ΔP_i , la formule donnant le montant de la facture du dépassement est :

$$\sum_j \left(k_j \sqrt{\sum_i (\Delta P_i^2)} \right) \quad (k_j \text{ en } \text{€}/\text{kW} \text{ et } \Delta P_i \text{ en kW})$$

Ce montant est calculé directement par le compteur, si celui-ci dispose de cette fonction, ou bien calculé par le système d'information du gestionnaire de réseau en utilisant les données primaires corrigées.

Pour la facturation de dépassements de puissance constatés en HTA, les dispositifs déjà en place sont tolérés de manière transitoire. Sauf modification du décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 cité ci-dessus, chaque point de comptage les verra abandonner à la première évolution du système de comptage en place.

Nota :

Les index de dépassement de puissance traditionnellement utilisés par les systèmes de comptage appliquant la tarification intégrée utilisée par EDF sont sans utilité dès lors que la courbe de charge mesurée par le compteur est utilisée pour la facturation. Ces index ont perdu leur valeur tarifaire pour l'application de la tarification de l'accès aux réseaux électriques instituée par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 et ne doivent plus être utilisés pour la gestion des contrats d'accès aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Conformément aux contrats d'accès qui sont souscrits en haute tension avec les gestionnaires de réseaux, la tarification des éventuels dépassements de puissance active doit être réalisée à partir de la seule courbe de charge fournie par le compteur, en application du décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002. La mise à jour de la puissance souscrite au niveau des index de dépassement de puissance de différents types de compteurs actuellement installés n'est donc plus une obligation contractuelle.

ii. Dépassements pour les utilisateurs raccordés en basse tension

Si les installations raccordées en basse tension ne disposent pas de disjoncteurs-limiteurs réglés à la valeur de la puissance souscrite, la réglementation en vigueur prévoit, pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA, que les dépassements de puissance apparente font l'objet d'une tarification établie sur la base de la durée du dépassement. Cette durée fait l'objet d'un indicateur de puissance maximale ou d'un enregistreur de puissance établi par le compteur ou par un dispositif complémentaire.

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et qui sont équipés d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite sont établies chaque mois à partir des ΔS_{\max}^i , différences, pour chaque classe temporelle, entre la puissance maximale atteinte au cours du mois pendant la classe temporelle considérée, i , et la puissance souscrite pendant la classe temporelle.

Pour les classes temporelles tarifaires i où se produisent les dépassements ΔS_{\max}^i , la formule donnant le montant de la facture du dépassement est :

$$\sum_i k_i \Delta S_{\max}^i \quad (k_i \text{ en } \text{€}/\text{kW} \text{ et } \Delta S_{\max}^i \text{ en kW})$$

Ce montant est calculé directement par le compteur, si celui-ci dispose de cette fonction, ou bien calculé par le système d'information du gestionnaire de réseau en utilisant les données primaires corrigées.

20. Correction des données de comptage

Si le point de comptage¹⁴ est éloigné du point de livraison¹⁵, voire situé à un niveau de tension différent, les différences de mesure causées par la partie de réseau située entre le point de livraison et le point de comptage sont prises en compte dans l'utilisation des données de comptage. À cet effet, les données de comptage sont corrigées par application de coefficients correcteurs qui prennent en compte les caractéristiques physiques des installations électriques concernées. Les modalités ou principes de calcul ou d'utilisation de ces coefficients correcteurs sont décrits dans le *référentiel technique* du gestionnaire de réseau. Pour fixer la détermination de ces coefficients, la convention de raccordement en vigueur décrit :

- les installations de comptage (compteurs, réducteurs de mesures, systèmes de communication) ;
- les circuits électriques qui séparent le réseau public des réducteurs de mesures – ou du compteur, s'il s'agit d'un branchement direct – (description physique et description électrique des lignes, câbles, transformateurs, ...).

Toute modification de ces caractéristiques doit faire l'objet d'un avenant à la convention de raccordement. Les coefficients correcteurs sont fixés dans le contrat d'accès au réseau sur la base de ces caractéristiques.

i. Énergie active et puissance active :

L'énergie active contractuellement livrée est celle qui transite au point de livraison. Or, les installations situées entre le point de comptage et le point de livraison génèrent des pertes. Celles-ci comprennent deux termes principaux : le premier est peu ou prou proportionnel à la puissance active mesurée (pertes Joule) et le second est une constante (pertes fer et diélectriques).

Les coefficients correcteurs tenant compte de ces propriétés sont calculés d'après les caractéristiques connues des équipements concernés. Si des caractéristiques sont manquantes, on utilise des données types publiées dans le *référentiel technique* du gestionnaire de réseau. En l'absence de ces données, les caractéristiques à prendre en compte sont présentées dans les tableaux suivants (*cf. Tableau 6 et Tableau 7*).

Puissance nominale P_n du transformateur	Pertes de transformation* (pertes fer et Joule)
$P_n < 10$ MVA	1 %
$10 \text{ MVA} \leq P_n < 25 \text{ MVA}$	0,7 %
$25 \text{ MVA} \leq P_n < 50 \text{ MVA}$	0,6 %
$P_n \geq 50$ MVA	0,5 %
Transformation HTA / BT : toutes puissances	1,5 %

* pertes en % de la puissance transmise.

Tableau 6 –Pertes de transformation types

Domaine de tension	Pertes linéiques de transmission* (pertes Joule et diélectriques)
BT	20 % par km
HTA	0,4 % par km
HTB1	0,1 % par km
HTB2	0,03 % par km
HTB3	0,01 % par km

* pertes en % de la puissance transmise.

Tableau 7 –Pertes de transmission types dans les lignes et câbles

Nota :

La mesure de l'énergie active est corrigée de manière analogue à celle de la puissance active, *mutatis mutandis*, à l'intégration temporelle près. Elle peut aussi prendre en compte le temps de présence de la tension et le nombre de cycles de magnétisation des transformateurs.

ii. Energie réactive et puissance réactive :

La puissance réactive et l'énergie réactive objets de la tarification sont déterminées au point de livraison. Dans cet objectif, il est tenu compte de l'absorption ou de la fourniture de puissance réactive par les ouvrages situés entre le point de livraison et le point de comptage.

La réactance des ouvrages à prendre en compte est calculée d'après les caractéristiques connues des équipements concernés. Si des caractéristiques sont manquantes, on utilise des données types publiées dans le *référentiel technique* du gestionnaire de réseau. En l'absence de ces données, les caractéristiques à prendre en compte sont présentées dans le tableau suivant (*cf. Tableau 8*).

Type de transformateur	Augmentation de $\tan \varphi^*$
HTA / BT	0,09
HTA / HTA	0,09
HTB / HTA	0,09
HTB / HTB	0,06

* *Cf. annexe 3.*

Tableau 8 – Absorption type de puissance réactive par les transformateurs

iii. Sites indirectement raccordés aux réseaux électriques publics :

Le transit de l'énergie occasionné par un utilisateur en décompte d'un réseau privé est la cause de pertes sur ce réseau. Le volume de ces pertes est fonction des caractéristiques du réseau amont et de la quantité d'énergie qui transite du fait du raccordement de l'utilisateur en décompte.

Le contrat déléguant le comptage du point de livraison de l'utilisateur en décompte au gestionnaire du réseau public de raccordement du site amont¹⁶ précise le mode de calcul de ces pertes. Les comptages effectués au point de comptage du raccordement du réseau amont au réseau public sont corrigés en conséquence.

Nota :

Au regard des problèmes liés au comptage et à la mesure des paramètres de l'énergie électrique, les installations privées regroupant plusieurs sites éligibles sont dans une situation analogue à celle d'un site éligible unique dont le responsable souhaite pouvoir attribuer précisément l'alimentation de différents sous-ensembles de ses installations à différents fournisseurs d'énergie et à différents responsables d'équilibre.

Chaque sous-ensemble à identifier doit être équipé des appareils de comptage répondant aux exigences de précision et de fiabilité compatibles notamment avec le mécanisme de responsable d'équilibre. Une telle situation peut par exemple se rencontrer sur un site comprenant à la fois des installations de consommation et des installations de production, que celles-ci bénéficient ou non de l'obligation d'achat.

21. Défaillance du comptage

Avant d'appliquer les formules tarifaires, les gestionnaires de réseaux peuvent être amenés à corriger les données primaires pour tenir compte de dysfonctionnements du système de comptage, d'erreurs de transmission des données ou d'effets indésirables d'interventions sur le système de comptage. Les corrections des données altérées doivent être accessibles et explicables pour l'utilisateur qui doit pouvoir comparer les données primaires à celles que le gestionnaire de réseau a retenues pour établir les différentes facturations.

Nota :

Cette correction s'ajoute à la correction contractuelle des données de comptage décrite plus haut (*cf. paragraphe 20*).

Dans le cas d'une défaillance de la validité des données de comptage, le gestionnaire de réseau est fondé à corriger les données comme suit, par ordre de préférence décroissant :

- pour des données de comptage invalides sur une durée inférieure à une heure (soit au maximum six points consécutifs de courbe de mesure), les données corrigées sont établies par interpolation linéaire ;
- pour des données de comptage invalides sur une durée supérieure à une heure, les données corrigées sont établies sur la base de données valides introduites manuellement à partir de relevés locaux ou d'un système de comptage redondant ;
- pour des données de comptage valides non disponibles sur une durée supérieure à une heure (ou estimée telle), les données corrigées sont établies par recopie d'une période similaire définie conjointement entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur sur la base :
 - de relevés antérieurs ;
 - d'indications fournies localement par des compteurs d'énergie électrique situés sur la même installation ;
 - de programmes d'appel, d'approvisionnement ou de consommation.

Pour les groupes de production, les grandeurs indisponibles de la période similaire seront remplacées par les données du programme de production déclaré ou par des indications fournies par les compteurs situés sur l'énergie primaire des machines de production.

L'utilisateur, le gestionnaire de réseau, l'administrateur des compteurs et le collecteur des données de comptage s'informent mutuellement et sans délai des différences entre les données de comptage qu'ils observent directement et celles qui leur sont transmises par un autre moyen, ainsi que sur l'observation d'une défaillance du système de comptage ou de la transmission des données de comptage.

Nota :

Si plusieurs compteurs ont été installés par l'administrateur des compteurs pour le comptage d'une même grandeur, un compteur de référence est désigné qui est utilisé pour les missions du gestionnaire de réseau public.

Les modalités d'utilisation des indications fournies localement par les compteurs seront spécifiées par le gestionnaire de réseau. Une période maximale séparant le moment où la défaillance est apparue du moment de la lecture sur le site sera définie ; en définissant cette période, le gestionnaire de réseau tiendra compte de la capacité des mémoires du compteur.

Les modalités de correction des données de comptage en cas de défaillance des dispositifs de comptage d'énergie sont arrêtées conjointement entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs et sont fixées dans le contrat d'accès au réseau public.

22. Services complémentaires

Les compteurs disponibles sur le marché sont susceptibles de disposer de fonctionnalités complémentaires utiles aux utilisateurs de réseaux (mesure et analyse de la continuité de fourniture, analyse de la qualité de l'onde de tension, émission de trames de télé-information, émission d'impulsions de comptage, ...). De manière optionnelle, les gestionnaires de réseaux sont invités à proposer ou à laisser proposer l'installation de compteurs incluant de telles fonctionnalités.

En fonction du type de système de comptage dont ils sont dotés sur leurs sites, les utilisateurs peuvent souhaiter obtenir différents niveaux de service d'accès aux données. Les catalogues des services complémentaires sont publiés par les gestionnaires de réseaux.

23. Cahier des charges du réseau public de transport

Les informations utiles à la gestion des contrats d'accès aux réseaux publics d'électricité devront être fournies à l'utilisateur dans des conditions financières prévues par la tarification régulée de l'utilisation du réseau. À cet effet, il conviendra de confirmer et de compléter pour les utilisateurs, dans le futur cahier des charges du réseau public de transport prévu à l'article 12 de la loi du 10 février 2000, le droit d'accès passif, c'est-à-dire sans possibilité d'intervention sur le paramétrage ou la programmation des appareils de comptage, à toutes les informations que ces appareils fournissent et ce par les moyens de transmission les plus performants. À ce sujet, la CRE a, dès l'origine, attaché la plus grande importance à ce que les utilisateurs disposent des informations leur permettant de réagir en temps opportun aux évolutions de court terme des paramètres techniques et économiques du système électrique.

Annexe 1 : Glossaire

Administrateur des compteurs : délégataire, chargé par un gestionnaire de réseau public de transport ou de distribution d'électricité de la gestion des compteurs tel que définie au [paragraphe 6](#) (en l'absence de délégation ce rôle est assuré par le gestionnaire).

Cahier des charges de la concession à Électricité de France du réseau d'alimentation générale : engagements de EDF à exécuter et à exploiter les ouvrages du réseau d'alimentation général.

Il est annexé à l'avenant du 10 avril 1995 de la convention de concession – JORF du 2 mai 1995 page 6874 (dont le cahier des charges type est donné par le décret du 23 décembre 1994 – JORF du 28 décembre page 18564).

Cahier des charges du réseau public de transport : conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau de public de transport exerce ses missions.

Texte non publié à ce jour.

Cahier des charges fonctionnel : document publié par les gestionnaires de réseaux publics définissant les besoins fonctionnels auxquels doit satisfaire le système concerné par ce cahier des charges.

Collecteur des données : délégataire, chargé par un gestionnaire de réseau public de transport ou de distribution d'électricité de la transmission et de l'archivage des données de comptage tel que définis au [paragraphe 7](#) (en l'absence de délégation ce rôle est assuré par le gestionnaire).

Compteur : équipement de mesure d'énergie active et/ou réactive.

Contrat d'accès : convention visée à l'article 23 de la loi du 10 février 2000, conclue entre un utilisateur et un gestionnaire de réseau public de transport ou de distribution, pour un site d'injection ou de soutirage, et donnant droit au titulaire à accéder au réseau concerné.

Contrat intégré : convention d'accès au réseau publique et de fourniture d'énergie entre un utilisateur non-éligible, ou n'ayant pas fait jouer son éligibilité, et son opérateur historique au réseau duquel son installation est raccordée.

Contrat unique : convention pour la fourniture d'énergie électrique et la tarification de l'accès au réseau publique, entre un utilisateur ayant fait jouer son éligibilité et son fournisseur, ayant signé une convention visée au troisième alinéa de l'article 23 de la loi du 10 février 2000. Cette convention dispense l'utilisateur de signer un contrat d'accès pour accéder au réseau concerné.

Convention de raccordement : document contractuel entre l'utilisateur (ou le propriétaire de l'installation du client) et le gestionnaire du réseau électrique ayant pour objet de déterminer les modalités techniques, juridiques et financières du raccordement de l'installation de l'utilisateur au réseau électrique public. Elle précise notamment les caractéristiques auxquelles doit satisfaire cette installation afin qu'elle puisse être raccordée au réseau public.

Courbe de charge : courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Courbe de mesure : ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée.

Dépassement de puissance : injection ou soutirage au-delà de la valeur de puissance souscrite.

Domaine de tension : classement des installations suivant leur niveau tension qui est le suivant :

- Domaine très basse tension « *TBT* » : installations dans lesquelles la tension ne dépasse pas 50 volts en courant alternatif ou 120 volts en courant continu lisse.
- Domaine basse tension A « *BTA* » : installations dans lesquelles la tension excède 50 volts sans dépasser 500 volts en courant alternatif ou excède 120 volts sans dépasser 750 volts en courant continu lisse.
- Domaine basse tension B « *BTB* » : installations dans lesquelles la tension excède 500 volts sans dépasser 1.000 volts en courant alternatif ou excède 750 volts sans dépasser 1.500 volts en courant continu lisse.
- Domaine haute tension A « *HTA* » : installations dans lesquelles la tension excède 1.000 volts en courant alternatif, sans dépasser 50.000 volts, ou excède 1.500 volts sans dépasser 75.000 volts en courant continu lisse.
- Domaine haute tension B « *HTB* » : installations dans lesquelles la tension excède 50.000 volts en courant alternatif ou excède 75.000 volts en courant continu lisse.

Décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988 – JORF du 24 novembre page 14623

Donnée altérée : donnée endommagée de façon délibérée ou accidentelle lors d'un traitement manuel, électronique ou informatique.

Donnée primaire : donnée de mesure telle qu'elle est rendue disponible par le dispositif de comptage, sous un format électronique, optique (interface infrarouge) ou physique (écran, rouleau ou cadran).

Envoi électronique : courriel, document informatisé qu'un utilisateur saisit, envoie ou consulte en différé par l'intermédiaire d'un réseau Internet ou Intranet.

Étalonnage : ensemble d'opérations qui établissent la relation entre les valeurs indiquées par un appareil ou un système de mesure et les valeurs correspondantes obtenues à l'aide d'étalons dans le but de déterminer la valeur des erreurs.

Heure légale : définie par le décret du 9 août 1978 qui stipule que « *le temps légal est obtenu en ajoutant ou en retranchant un nombre entier d'heures au temps universel coordonné (UTC)* ». Un décret fixe ce nombre pour chaque partie du territoire de la République française en fonction des fuseaux horaires. Il peut l'accroître ou le diminuer pendant une partie de l'année.

Horodatage : fait d'associer à une valeur de mesure l'heure et/ou la date à laquelle la mesure a été effectuée.

Interface de communication : sous-ensemble du compteur permettant, par adaptation du format des données, l'émission et ou la réception d'information au travers d'un système de communication choisi.

Interface locale : sous-ensemble du compteur permettant une utilisation spécifiquement locale des données de comptage.

Marché d'ajustement : marché qui permet au gestionnaire du réseau public de transport (RTE) d'assurer l'équilibrage en temps réel de la production et/ou de la consommation d'électricité et de résoudre les congestions du réseau.

Mécanisme de responsabilité d'équilibre : ensemble de règles auxquelles souscrivent les participants ayant signé avec le gestionnaire du réseau public de transport (RTE) un accord de participation pour la qualité de responsable d'équilibre, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les écarts constatés a posteriori dans le périmètre d'équilibre.

Métrologie : science qui s'intéresse à l'aspect théorique et pratique de la mesure. Dans le cadre du présent texte, désigne dans le compteur le sous-ensemble fonctionnel dédié à la mesure.

Mot de passe : authentifiant prenant la forme d'une chaîne de caractères permettant un accès limité et sélectif aux paramètres et aux mesures du dispositif de comptage.

Pertes Joule : puissance dissipée en chaleur par effet Joule, proportionnelle à la résistance du circuit et au carré de l'intensité du courant.

Point de comptage contractuel : point physique où sont placés les réducteurs de mesures (transformateurs de courant et de tension) ou, à défaut, les compteurs destinés au comptage de l'énergie électrique.

Point de livraison : point physique convenu entre le client et le gestionnaire du réseau public pour le soutirage ou l'injection d'électricité.

Précision : qualité qui exprime le degré d'erreur du résultat d'une mesure.

Profilage : système utilisé par les gestionnaires de réseau pour établir une estimation, demi-heure par demi-heure, des transits aux points de comptage des utilisateurs qui ne sont pas équipés de compteurs à courbe de charge. Dans le cadre de la gestion des flux sur le réseau public, ce système est destiné à la « *reconstitution des flux* » (*i.e.* à l'analyse de l'origine des flux).

Protocole de communication : ensemble des spécifications décrivant les conventions et les règles à suivre dans un échange de données.

Puissance souscrite : puissance maximale que l'utilisateur prévoit de faire transiter par le point de comptage, et qu'il détermine en fonction de ses besoins vis-à-vis du réseau public.

Réducteur de mesure : dispositif permettant la mesure d'une grandeur physique dont la valeur est trop importante au regard de l'appareil de mesure, en fournissant une valeur inférieure de cette même grandeur selon un facteur multiplicatif connu.

Référence de temps : base de temps interne du compteur, typiquement une horloge, permettant le calcul des intégrales et l'horodatage des données.

Référentiel technique : document d'information publié par les gestionnaires de réseau public, précisant les principes généraux de gestion et d'utilisation de leur réseau, en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires ainsi qu'avec les décisions de la Commission de régulation de l'électricité.

Réseau de télécommunication commuté « RTC » : réseau téléphonique fixe traditionnel dont le fonctionnement est basé sur la commutation de circuits.

Responsable d'équilibre : personne morale ayant signé avec le gestionnaire du réseau public de transport (RTE) un contrat de responsable d'équilibre, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les écarts constatés a posteriori dans le périmètre d'équilibre.

Signal tarifaire : télécommande envoyée par le gestionnaire de réseau pour faire part, à toutes fins utiles, du changement de tranche horosaisonnaire de tarification.

Synchronisation : réglage périodique des horloges internes dédiées à l'horodatage, à partir d'une référence externe.

Télécommande centralisée à fréquence musicale « TCFM » : système de télécommande utilisant les CPL sur porteuse à fréquence vocale. Il est notamment mis en œuvre par les gestionnaires de réseaux publics de distribution pour la transmission des signaux tarifaires.

Télérelève : consultation à distance des valeurs mesurées par un dispositif de comptage.

Téléreport : système permettant de consulter les valeurs primaires enregistrées par un dispositif de comptage en un point extérieur, en limite de propriété, accessible en permanence afin d'améliorer l'efficacité du relevé.

Valeur efficace : racine carrée de la moyenne des carrés des valeurs instantanées d'une grandeur durant un intervalle de temps spécifié.

Annexe 2 : Réglementation relative aux compteurs électriques

Les compteurs électriques sont depuis longtemps reconnus comme un moyen essentiel d'assurer la loyauté des relations commerciales dans ce domaine et il existe depuis longtemps une réglementation visant à s'assurer de la fiabilité des modèles, de la conformité des appareils à ces modèles, des conditions de leur installation puis de leur fonctionnement. Le laboratoire central d'électricité a été créé par les décrets des 24 et 27 février 1882 avec mission de procéder aux essais et à l'étalonnage des compteurs électriques.

Actuellement, la réglementation résulte d'un décret du 28 décembre 1935, plusieurs fois modifié, relatif à la vérification des compteurs d'énergie électrique, qui en fixe les bases et pose le principe d'un contrôle continu depuis la présentation d'un prototype jusqu'à la mise en service de modèles de série.

La première phase, celle de « *l'approbation du type* », donne lieu, depuis 1979, au choix du constructeur, soit à une procédure nationale, soit à une procédure communautaire. Dans le premier cas s'applique l'arrêté du 29 décembre 1954 (modifié en 1977) donnant les caractéristiques de construction des types de compteurs d'énergie électrique et fixant leurs conditions d'approbation et l'arrêté du 6 janvier 1987 relatif à la construction et à l'approbation de types de compteurs d'énergie électrique fondés sur un principe électronique. Dans le second cas s'applique l'arrêté du 24 septembre 1979 concernant les dispositions relatives à la construction, à l'approbation CEE de type et à la vérification primitive CEE des compteurs d'énergie électrique.

La deuxième phase, celle dite de « *vérification primitive* », à laquelle doivent être soumis les compteurs neufs de type approuvé, avant toute mise en vente, fait l'objet, là aussi, soit de l'arrêté du 30 décembre 1954, modifié en 1973, soit des dispositions de l'arrêté précité du 24 septembre 1979.

La vérification des compteurs en service relève pour l'instant des dispositions des cahiers des charges de concession.

Ce cadre réglementaire doit évoluer pour être mis en conformité avec les règles communautaires visant notamment à remplacer les contrôles d'État par des contrôles effectués par des organismes agréés :

Le texte de base est le décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 relatif au contrôle des instruments de mesure¹⁷ et plus précisément des « *instruments qui mesurent directement ou indirectement les grandeurs, rapports ou fonctions de ces grandeurs* »¹⁸ et dont la liste figure en annexe de ce décret. Cette liste mentionne les compteurs d'énergie électrique. Ce décret vise à réglementer, par voie d'arrêtés, l'examen du type, la vérification primitive, la vérification de l'installation et le contrôle en service.

Une première série d'arrêtés « *transversaux* » doit préciser un certain nombre de règles applicables à tous les instruments de mesures. Dans l'immédiat, quatre de ces arrêtés sont intervenus :

- l'arrêté du 22 août 2001 désignant le Laboratoire national d'essais pour certaines opérations de contrôle métrologique d'effet national¹⁹ et dont l'annexe vise, à compter du 1^{er} janvier 2002, les compteurs d'énergie électrique ;
- l'arrêté du 31 décembre 2001 fixant les modalités d'application de certaines dispositions du décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 relatif au contrôle des instruments de mesure²⁰ ;
- l'arrêté du 25 février 2002 relatif à la vérification primitive de certaines catégories d'instrument de mesure²¹ et dont l'annexe vise, entre autres, les compteurs électriques ;
- l'arrêté du 8 mars 2002 relatif aux commissions techniques spécialisées des instruments de mesure²² qui prévoit la mise en place de quatre commissions : les compteurs d'énergie électrique relèveront de celle concernant les « *mesurages divers* ».

Une seconde série d'arrêtés « *catégoriels* » déterminera, instrument par instrument, leurs caractéristiques techniques ainsi que « *les conditions d'exactitude auxquelles doivent satisfaire les instruments neufs ou réparés et les instruments en service* ».

Tout ceci va nécessiter des mesures transitoires complexes :

- l'article 50 du décret précité du 3 mai 2001 dispose que « *les décrets et arrêtés réglementant les catégories d'instruments de mesure cités en annexe cessent d'avoir effet dès l'entrée en vigueur des arrêtés ministériels correspondant à chacune de ces catégories* » étant entendu que les approbations de modèle délivrés avant l'entrée en vigueur resteront valables. La réglementation actuelle des compteurs électriques reste donc provisoirement en vigueur dans l'attente de l'adoption de l'arrêté les concernant (non encore intervenu, pas plus, dans l'immédiat, qu'aucun des arrêtés catégoriels) étant précisé que cet arrêté fixera peut-être une date d'entrée en vigueur de ses dispositions distincte de sa date de publication.
- l'arrêté du 31 décembre 2001, également cité, ajoute plusieurs précisions : puisque tout est lié à l'entrée en vigueur des arrêtés « *catégoriels* », les instruments de mesures « *restent soumis aux opérations de contrôle qui étaient applicables à la date de publication du décret du 3 mai 2001* », soit le 6 mai 2001. Toutefois les modalités d'exécution de ces opérations de contrôle sont celles fixées par le décret du 3 mai 2001 et l'arrêté du 31 décembre 2001, s'agissant notamment de l'agrément d'installateurs ou de réparateurs lorsque cet agrément est prévu par la réglementation actuelle.

L'organisme chargé de l'examen du type de chaque instrument de mesure qui, selon la réglementation, devait être désigné avant le 1^{er} janvier 2003 pour l'approbation des moyens d'essais et d'étalonnage et la « *vérification de l'installation comprenant une phase de validation de la conception de l'instrument* » fait défaut à ce jour.

Annexe 3 : Définition des puissances et énergies électriques

i. Puissance active et énergie

Les définitions de la puissance électrique P et de l'énergie électrique W délivrées par un système périodique monophasé servent de base à la détermination de la puissance active et de l'énergie active dont il est fait mention dans le cahier des charges sur le comptage électrique. Ces définitions s'écrivent comme suit :

$$P = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T v \cdot i \cdot dt \qquad W(t_2 - t_1) = \int_{t_1}^{t_2} v \cdot i \cdot dt$$

où :

- v représente la valeur instantanée de la tension ;
- i représente la valeur instantanée de l'intensité ;
- t_1 représente le début de la période de mesure de l'énergie électrique ;
- t_2 représente la fin de la période de mesure de l'énergie électrique ;
- T représente la période de la tension et du courant.

La puissance active est mesurée en kW ou en MW ; l'énergie active est mesurée en kWh ou en MWh.

ii. Puissance réactive et énergie réactive

Les définitions de la puissance réactive Q et de l'énergie réactive fournies par un système périodique monophasé servent de base à la détermination de la puissance réactive et de l'énergie réactive dont il est fait mention dans le cahier des charges sur le comptage électrique.

Pour un système alternatif monophasé pseudo-sinusoïdal en tension et intensité, on définit la puissance apparente S comme :

$$S = V \cdot I$$

où V et I sont les valeurs efficaces respectives de la tension et de l'intensité, soit :

$$V = \frac{1}{T} \cdot \sqrt{\int_0^T v^2 \cdot dt} \qquad \text{et} \qquad I = \frac{1}{T} \cdot \sqrt{\int_0^T i^2 \cdot dt}$$

La puissance réactive Q est alors définie comme :

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

L'énergie réactive est l'intégrale de la puissance réactive sur la période de mesure choisie.

La puissance réactive est mesurée en kvar ou en Mvar ; l'énergie réactive est mesurée en kvarh ou en Mvarh.

On définit le coefficient $\tan \varphi$ comme :

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P}$$

Remarque : Dans le cas particulier d'un système alternatif sinusoïdal en tension et intensité, où i est déphasée de φ par rapport à u , les grandeurs ci-dessus se transforment comme suit :

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \qquad Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi$$

Et on justifie alors la notation du rapport précédent, car :

$$\frac{Q}{P} = \tan \varphi$$

Pour un signal électrique sinusoïdal très distordu, on définit par analogie la puissance réactive Q et le facteur $\tan \varphi$ comme étant les valeurs résultant du calcul utilisant les composantes de rang 1 (composante fondamentale à 50 Hz) des signaux intensité et tension.

iii. Énergies et puissances dans un système triphasé

Un système triphasé dont la mesure de la tension est effectuée par rapport au point neutre se définit comme la juxtaposition de trois systèmes monophasés R, S et T, sur lesquels les calculs présentés aux paragraphes **i.** et **ii.** ci-dessus sont menés, *mutadis mutandis*. La puissance totale du système vaut alors :

$$P_{total} = P_R + P_S + P_T$$

La mesure de la puissance réactive s'effectue également phase par phase :

$$S_{total} = S_R + S_S + S_T$$

On définit alors la puissance réactive du système comme :

$$Q_{total} = \sqrt{S_{total}^2 - P_{total}^2}$$

De la même façon qu'en **ii.**, on définit alors par analogie un coefficient $\tan \varphi$ équivalent :

$$\tan \varphi = \frac{Q_{total}}{P_{total}}$$

Enfin, dans un système triphasé dont la mesure de la tension est effectuée entre phases et ne peut pas être ramenée aux neutre (cas – rare – des installations à neutre isolé), on définit par analogie, *mutatis mutandis*, la puissance réactive Q et le facteur $\tan \varphi$ comme étant les valeurs résultant du calcul utilisant les composantes directes des composantes fondamentales des intensités, d'une part, et les composantes directes du système de tensions simples issu des composantes directes des composantes fondamentales des tensions composées, d'autre part (soit I_{1R50} , I_{1S50} , et I_{1T50} , d'une part, et V_{1R50} , V_{1S50} , et V_{1T50} , d'autre part).

Annexe 4 : Système énergie

L'énergie électrique est présente dans les quatre quadrants du système électrique de base. La définition des signes pour les puissances actives ou réactives est conforme aux conventions internationales²³.

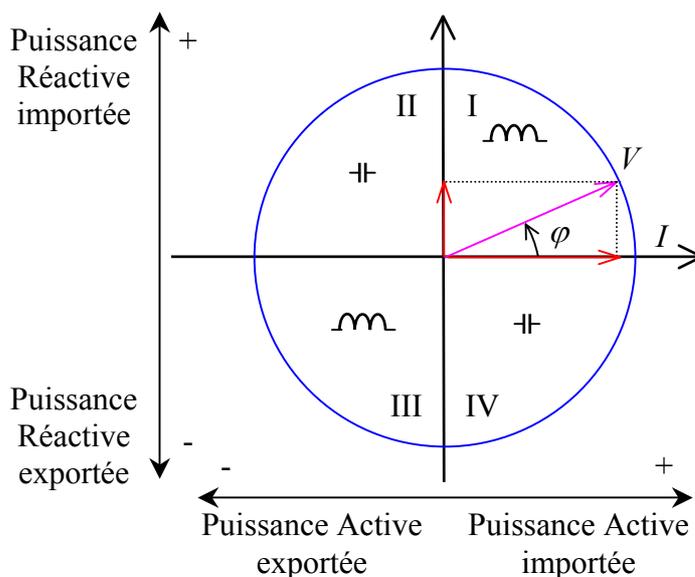


Schéma 4 – Système énergie

Notes :

- le vecteur du courant I est le vecteur pris comme référence dans le Schéma 4 ;
- la direction du vecteur tension V change conformément à l'angle de phase φ ;
- l'angle de phase φ entre la tension V et le courant I est considéré positif dans le sens trigonométrique (sens inverse des aiguilles d'une montre).

En conséquence et en fonction des informations requises par les utilisateurs de réseaux, l'enregistrement de l'énergie active importée et exportée doit être réalisé dans les deux sens de transit. De la même manière, l'énergie réactive exportée et importée par l'utilisateur doit être aussi enregistrée séparément.

Dans ce cas, le ou les compteurs d'énergie élaborent et mémorisent dans chacun des quatre quadrants les courbes de mesure sous forme de suite de valeurs de puissances moyennes dix minutes datées.

- la courbe de soutirage de puissance active (courbe de charge) ;
- la courbe d'injection de puissance active ;
- la courbe d'absorption de puissance réactive ;
- la courbe de fourniture de puissance réactive.

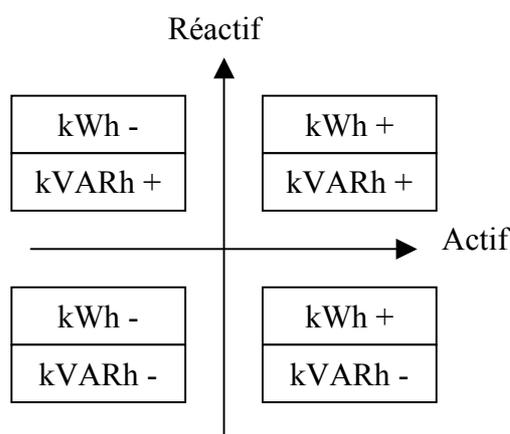


Schéma 5 – Mesure de l'énergie

Les utilisateurs ont la possibilité de produire de l'énergie électrique pour le fonctionnement de leurs installations. Si toute cette énergie n'est pas auto consommée, elle peut, dans certains cas, être vendue dans des conditions contractuelles à des tiers. Dans ce cas particulier, il faut enregistrer quatre courbes de mesure de puissance (dans les quatre quadrants si le dispositif de comptage l'autorise) ou six courbes de mesure de puissance (si deux dispositifs de comptage tête-bêche sont utilisés).

Si l'utilisateur soutire de l'énergie sur le réseau public, il faut enregistrer séparément :

- la courbe de soutirage de puissance active (courbe de charge) ;
- la courbe d'absorption de puissance réactive ;
- la courbe de fourniture de puissance réactive.

Si l'utilisateur injecte de l'énergie du réseau public, il faut enregistrer séparément :

- la courbe d'injection de puissance active ;
- la courbe d'absorption de puissance réactive ;
- la courbe de fourniture de puissance réactive.

Dans le cas où les groupes de production ont les capacités constructives nécessaires pour participer aux services auxiliaires et en particulier au réglage secondaire de la tension et de la puissance réactive (réglage U/Q), il est nécessaire de vérifier que la machine à bien fourni la tension demandée par le dispatching. Il faut donc vérifier si le producteur aide le réseau et en conséquence, enregistrer la tension moyenne des trois phases sur dix minutes par rapport à l'énergie réactive fournie ou absorbée.

- la courbe d'injection de puissance active ;
- la courbe d'absorption de puissance réactive ;
- la courbe de fourniture de puissance réactive ;
- la courbe de tension.

La pyramide du Schéma 6 représente les segments de marchés du comptage de l'énergie électrique avec une indication des mesures de puissances active et réactive qui transitent sur les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Seules les installations définies au champ d'application (*cf. paragraphe 4*) sont concernées par le présent cahier des charges.

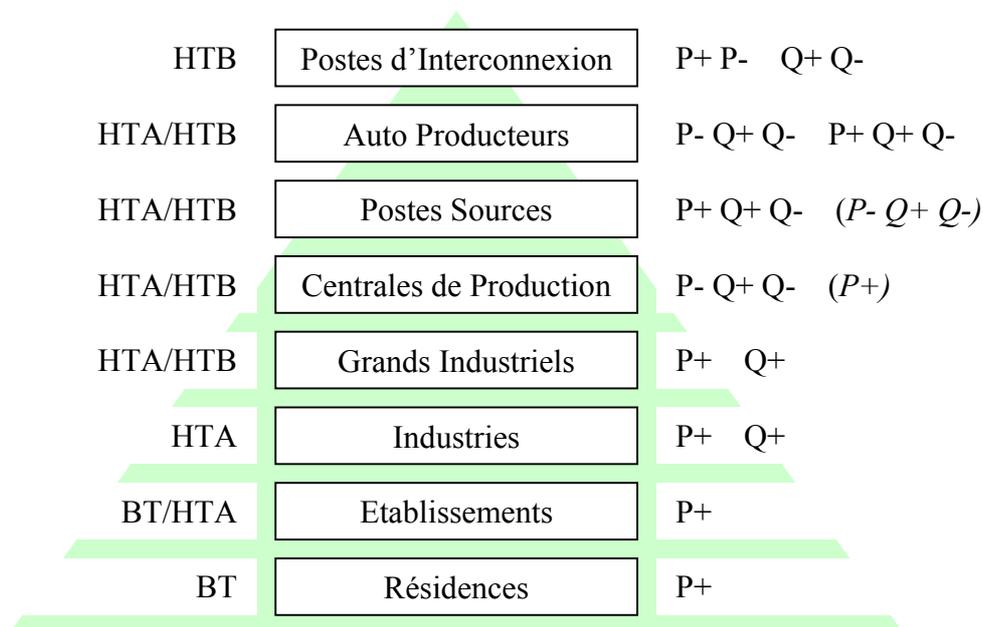


Schéma 6 – Segmentation de marché du comptage électrique

Notes :

¹ Les règles de construction concernant la partie métrologie des compteurs d'énergie électriques sont fixées dans les normes françaises NF EN 60687 de février 1993 relative aux compteurs statiques d'énergie active pour courant alternatif (classes 0,2 S et 0,5 S), NF EN 61036 de janvier 1997 relative aux compteurs statiques d'énergie active pour courant alternatif (classes 1 et 2) et NF EN 61268 de juin 1996 relative aux compteurs statiques d'énergie réactive pour courant alternatif (classes 2 et 3). Ces normes sont en cours de révision.

² La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 (JORF n° 35 du 11 février 2000) constitue la première transposition de la directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 (JOCE n° L 027 du 30 janvier 1997) concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Cette dernière directive a été abrogée - avec effet au 1^{er} juillet 2004 - par la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 (JOUE n° L 176 du 15 juillet 2003), qui lui succède.

³ Les domaines de tension des réseaux publics (domaines de tension dénommés HTB, HTA et BT) sont définis à l'article 2 du décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 (JORF n° 151 du 2 juillet 2003) et à l'article 2 du décret n° 2003-229 du 13 mars 2003 (JORF n° 64 du 16 mars 2003) relatifs aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport, d'une part, et de distribution, d'autre part.

⁴ Les décrets n°s 2003-229 du 13 mars 2003 (JORF n° 64 du 16 mars 2003) et 2003-588 du 27 juin 2003 (JORF n° 151 du 2 juillet 2003) sont relatifs aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution et de transport d'électricité (respectivement).

⁵ Dans sa communication sur le Groupe de Travail Électricité 2004 « *GTE 2004* » (CRE délibération du 3 juillet 2003), la CRE déclare que « [...] *Le seuil de puissance souscrite en dessous duquel les clients doivent être traités en général par profilage pourrait être de 250 kW. La commission prend acte de cette proposition intégralement applicable au 1^{er} juillet 2004 et demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de proposer la réduction progressive de ce seuil pour se rapprocher des pratiques d'autres pays européens. Elle souhaite également que tout client qui le désire puisse disposer d'un système de comptage permettant d'enregistrer sa courbe de charge, moyennant le paiement d'un coût supplémentaire de mise en œuvre d'un tel système sur son site* ».

⁶ Le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 (JORF n° 170 du 23 juillet 2002) fixe les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

⁷ Le décret du 28 décembre 1935 (JORF du 1^{er} janvier 1936) est relatif à la vérification des compteurs d'énergie électrique.

⁸ La directive n° 76/891/CEE du Conseil du 4 novembre 1976 (JOCE n° L336 du 4 décembre 1976) concerne le rapprochement des législations des États membres relatives aux compteurs d'énergie électrique. Cette directive pourrait être abrogée sous peu par une nouvelle directive issue de la position commune n° 51/2003 arrêtée par le Conseil le 22 juillet 2003 (JOUE n° C252E du 21 octobre 2003) en vue de l'adoption de la directive du Parlement européen et du Conseil sur les instruments de mesure.

⁹ La norme française (et européenne) NF EN 61038 de février 1993 définit les horloges de commutation pour tarification et contrôle de charge. Elle accepte une dérive de 15 ppm par degré supplémentaire, soit 1,3 secondes par jour ou 8 minutes par an, pour un cycle complet de température.

¹⁰ Le décret n° 78-855 du 9 août 1978 (JORF du 19 août 1978) relatif à l'heure légale française dispose que le temps légal (ou heure légale) est défini à partir du temps universel coordonné (UTC) établi par le bureau international de l'heure ; l'arrêté du 3 avril 2001 (JORF n° 82 du 6 avril 2001) relatif à l'heure légale française définit l'horaire d'été.

¹¹ - FI : Signal horaire diffusé par Télédiffusion de France « *TDF* » depuis l'horloge atomique d'Allouis (Cher) sur la porteuse 162 kHz de France Inter « *FI* ».
- DCF77 : Signal horaire diffusé depuis l'horloge atomique allemande de l'Établissement fédéral de technique et de physique à Mainflingen (près de Francfort) sur la fréquence 77,5 kHz.

- GPS : Signal horaire diffusé par le système de satellites géostationnaires américains Global Positioning System « *GPS* » sur la fréquence 1.575,42 MHz.

¹² L'article 1^{er} (4^o) du décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 (JORF n° 165 du 19 juillet 2001) donne des précisions sur ce point. Ce décret, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi du 10 février 2000, est relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

¹³ S'ils satisfont aux dispositions du présent cahier des charges, on peut citer DLMS, EURIDIS, Trimaran et Trimaran+.

¹⁴ Le point de comptage est le point physique où sont placés les réducteurs de mesure (transformateur de courant et transformateur de tension) destinés au comptage de l'énergie.

¹⁵ Le point de livraison est le point physique convenu contractuellement pour la livraison de l'énergie. Au moins un point de livraison doit être précisé dans la convention de raccordement de l'installation. Il est situé généralement en limite de propriété par rapport au réseau public et identifié par référence à une extrémité d'élément d'ouvrage électrique.

¹⁶ La communication de la CRE du 22 mai 2003 (CRE délibération du 22 mai 2003) donne une orientation sur le traitement des sites éligibles indirectement raccordés aux réseaux électriques publics. Sur ce point, ce sont les « *contrats [de délégation], dont le décompte de l'énergie doit être l'objet exclusif* », mentionnés au paragraphe 7 de la communication, dont il est question.

¹⁷ Le décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 (JORF n° 106 du 6 mai 2001) est relatif au contrôle des instruments de mesure.

¹⁸ Étant entendu, précise ce décret, que l'on entend par instrument de mesure « *les instruments individuels, les machines d'essais, les parties d'instruments, les dispositifs complémentaires, les appareils associés directement ou indirectement aux instruments individuels ainsi que les ensembles de mesurage associant plusieurs de ces éléments* ».

¹⁹ L'arrêté du 22 août 2001 (JORF n° 206 du 6 septembre 2001) désigne le Laboratoire national d'essais pour certaines opérations de contrôle métrologique d'effet national.

²⁰ L'arrêté du 31 décembre 2001 (JORF n° 22 du 26 janvier 2002) fixe les modalités d'application de certaines dispositions du décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 relatif au contrôle des instruments de mesure.

²¹ L'arrêté du 25 février 2002 (JORF n° 68 du 21 mars 2002) est relatif à la vérification primitive de certaines catégories d'instruments de mesure.

²² L'arrêté du 8 mars 2002 (JORF n° 68 du 21 mars 2002) est relatif aux commissions techniques spécialisées des instruments de mesure.

²³ La Commission Électrotechnique Internationale (CEI 60375 de janvier 1972) recommande des conventions concernant les signes des grandeurs dans les circuits électriques et magnétiques en général, ainsi que des conventions concernant les circuits électriques et magnétiques dans les conditions sinusoïdales.