



Département Technique

L'ACCÈS AUX DONNÉES DU COMPTAGE ÉLECTRIQUE

Cahier des Charges

Sommaire

1. Introduction
2. Cadre légal
3. Évolution du contexte institutionnel
4. Champ d'application
5. Données issues du comptage électrique
6. Enregistrement des données
7. Synchronisation
8. Système énergie
9. Accès aux données
10. Transmission des données
11. Défaillances
12. Sécurité des données
13. Confidentialité
14. Traitement des données
15. Services personnalisés

1. Introduction

Le présent cahier des charges fixe les prescriptions techniques générales applicables aux gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, aux entreprises locales de distribution et aux réseaux privés de transport ou de distribution d'électricité dans leurs relations avec certains utilisateurs de ces réseaux (cf. paragraphe 4), en ce qui concerne l'accès aux résultats de comptage.

Il n'a pas vocation à définir le fonctionnement¹ des compteurs d'énergie électrique, mais uniquement les moyens de mise à disposition des données issues du comptage pour les différents intervenants.

2. Cadre légal

Introduisant la directive européenne n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 dans le système français, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, dans ses articles 15-IV et 19-III, intègre l'obligation de procéder aux comptages nécessaires à l'exercice des missions assignées aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution.

Le cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG) en énergie électrique du 10 avril 1995, applicable au comptage en HTB et HTA renvoie nombre de dispositions relatives aux comptages électriques au domaine contractuel mais fait peser une obligation d'information de principe sur le gestionnaire du réseau. 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 ...* ».

Plus généralement, l'obligation pour les gestionnaires de réseaux de communiquer les informations en cause découle de l'exécution même des contrats, celle-ci devant s'opérer "de bonne foi".

La mise en place progressive d'un marché d'ajustement a également pour conséquence d'élargir la qualité et le volume des informations nécessaires aux utilisateurs de réseau qui en seront les acteurs. Les données de comptage nécessaires tant à la gestion des contrats (d'accès) qu'au fonctionnement du marché concurrentiel sont désormais toutes les informations quantitatives qui servent au gestionnaire de réseau à établir les différentes factures et à l'utilisateur (le client, ou le producteur autonome, ou un autre gestionnaire de réseau) pour les vérifier. En conséquence, tous les justificatifs doivent être donnés à l'utilisateur quant à la détermination du prix servant à la facturation et donc de la quantité d'énergie électrique qui transite sur le réseau. Ces données permettent d'établir ses prévisions de besoins et son profil de consommation, mais cet établissement est de la responsabilité de l'utilisateur de réseau et de ceux qu'il a commis à cet effet.

¹ Les règles de construction concernant la partie métrologie des compteurs d'énergie électriques sont reprises 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.

3. Évolution du contexte institutionnel

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du réseau public procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Ceci ne remet pas en cause les différentes actions traditionnellement accomplies par les responsables des systèmes de comptage, en particulier :

- les équipements (classification, approvisionnement, renouvellement, ...),
- les étalonnages ou vérifications des dispositifs de comptage,
- les interventions d'installation, de programmation et de maintenance sur site,
- les relevés manuels ou automatiques, en local et/ou à distance (télérelève),
- la collecte des données de mesure, leurs traitements et stockage,
- l'édition de la facture pour le client,
- la transmission éventuelle de certaines informations demandées par le client.

La loi française confie aujourd'hui les responsabilités de gestionnaire du comptage et de gestionnaire des données aux gestionnaires de réseaux électriques.

Auparavant les données nécessaires à la gestion d'un contrat intéressant un client étaient relativement limitées (les index aux différents postes horosaisonniers et les dépassements de puissance) et n'impliquaient pas de suivi en temps réel. Aujourd'hui, la nécessité pour un utilisateur de suivre en quasi-temps réel la courbe de charge prévisionnelle transmise au gestionnaire de réseau apparaît notamment avec sa responsabilité de règlement des écarts entre la prévision et la réalisation journalière. Si cette obligation est transférée à un responsable d'équilibre, celui-ci aura besoin de systèmes fiables et rapides de transmission d'informations de ses clients pour faciliter l'exercice de mutualisation des écarts et les arbitrages entre sources d'énergie. La récupération des données du comptage électrique en quasi-continu ou léger différé décrivant plus finement les courbes de charges actives et (si le besoin est exprimé) réactives de chaque utilisateur devient une nécessité tant pour les gestionnaires de réseau que pour les utilisateurs ou leurs mandataires.

Conformément aux obligations posées par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les gestionnaires de réseau devront être parfaitement impartiaux à l'égard des utilisateurs de réseaux et de leurs mandataires.

Les nouveaux profils d'accès aux données du compteur deviendront donc :

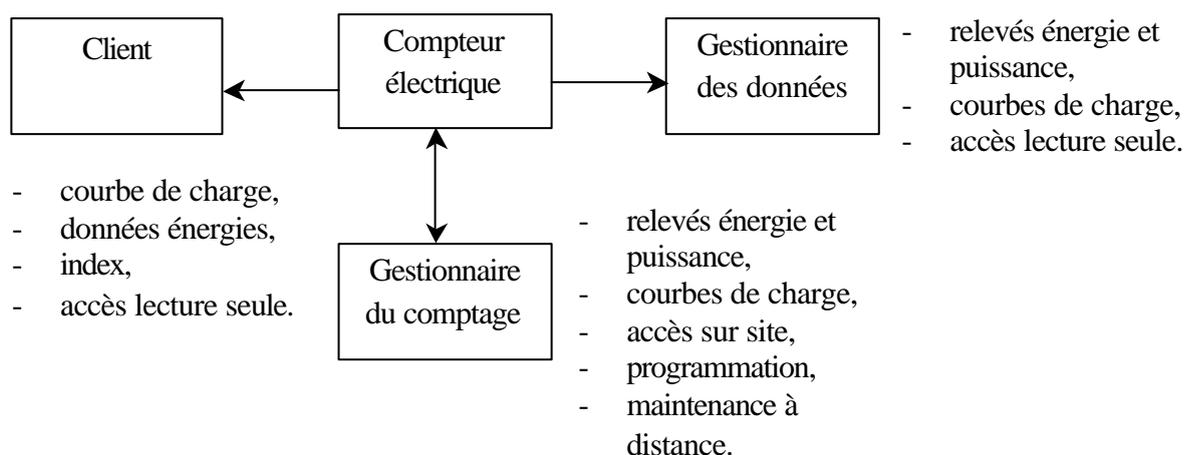


Schéma 1

L'utilisateur de réseau ou le responsable d'équilibre dûment mandaté par son client doit pouvoir connaître sa position en temps réel par rapport aux prévisions. Ceci implique le suivi en temps réel des courbes de charges "synchrone" active et éventuellement réactive et un accès direct à l'information élaborée par le compteur.

4. Champ d'application

Les dispositions du présent cahier des charges sont destinées à être appliqués aux :

- compteurs d'énergie situés aux interconnexions entre deux réseaux électriques,
- compteurs d'énergie situés chez l'utilisateur d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité,
- compteurs d'énergie situés chez l'utilisateur qui est alimenté en électricité par un réseau privé de transport ou de distribution,
- compteurs d'énergie situés chez l'utilisateur qui a transféré ses pouvoirs à un responsable d'équilibre et pour qui la puissance active fournie est supérieure à 1 MW,
- compteurs d'énergie situés chez les producteurs qui injectent sur le réseau une puissance apparente supérieure à 1,2 MVA.

Les installations concernées par le présent cahier des charges sont :

- les installations des **producteurs**,
- les installations des **consommateurs** directement raccordés en haute tension aux réseaux publics de transport et de distribution ou aux réseaux privés de transport ou de distribution d'électricité,
- les **réseaux publics de distribution**,
- les **circuits d'interconnexion** aux frontières entre deux réseaux électriques,
- les **lignes directes complémentaires** aux réseaux publics de transport et de distribution.

Le seuil de puissance de 1 MW objet du présent cahier des charges s'applique pour la **puissance active souscrite** définie dans les contrats d'accès au réseau et le seuil de 1,2 MVA pour la **puissance apparente maximale**.

Les utilisateurs qui n'atteindraient pas le seuil de 1 MW (ou de 1,2 MVA pour les centrales de production) peuvent néanmoins, sous réserve d'acquitter les frais y afférents, bénéficier des différents services (du paragraphe 15) offerts par les gestionnaires de réseaux. Lorsque le seuil d'éligibilité descendra en dessous de 1 MW (soit 3 à 4 GWh annuel), les besoins étant différents, un autre cahier des charges pour l'accès aux données de comptage sera élaboré.

5. Données issues du comptage électrique

Les données existantes dans un compteur électrique numérique sont de quatre types :

- les données métrologiques de base, internes au compteur (accessibles pour certaines par une interface locale) :
 - les **valeurs instantanées** (en fonction du type de compteur) des paramètres du réseau fournies par la partie métrologique du compteur en données vectorielles : courants efficaces par phase, tensions efficaces entre phases, angles de déphasages courant/tension et les énergies actives et réactives instantanées.
 - la **référence de temps** (horloge temps réel) pour l'intégration et la datation de ces quantités.
 Pour être exploitables ces données nécessitent des traitements aval.
- les données servant à la facturation (données de référence avec accès en lecture seule) :
 - les **index** : valeur cumulée (énergies, dépassements, ...) d'un paramètre calculé en permanence à partir des données métrologiques de base. Ces variables sont simples, stockées et datées dans le compteur.
 - la **courbe de charge** : valeur moyenne d'un paramètre (puissance, énergie, ...) calculée à intervalles réguliers à partir des données métrologiques de base. Ces variables sont stockées et datées sous forme de tableaux de valeurs dans le compteur.
- les données de calibrage (accessibles par le constructeur uniquement) :
 - les données de calibration et de métrologie (étalonnage, précisions, ...).
- les données de configuration (accès en lecture et écriture) :
 - les données de paramétrage (rapports de transformation, puissance maximum, calibration des impulsions, ...),
 - les données de correction à apporter lorsque le point de comptage est différent du point de livraison,
 - les données de définition des tarifs (calendrier, ...),
 - les données de maintenance du compteur (mots de passe, diagnostic, ...).

L'architecture fonctionnelle simplifiée d'un dispositif de comptage est la suivante :

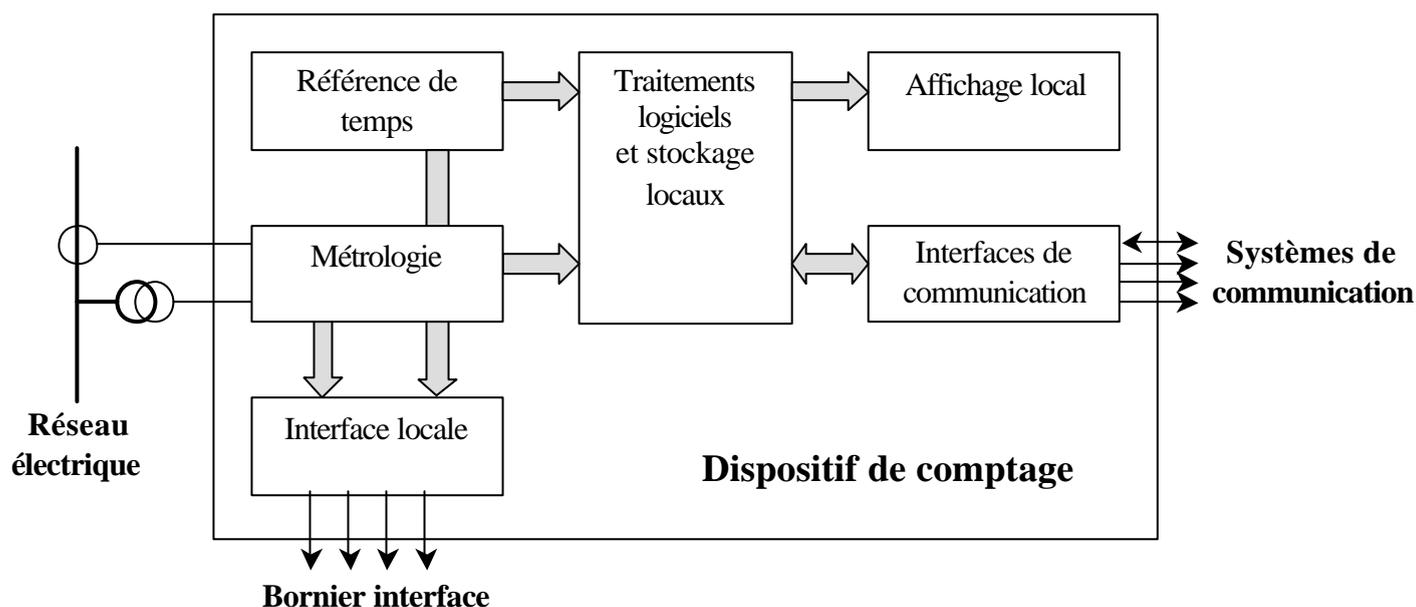


Schéma 2

Le bornier interface représenté sur le Schéma 2 recopie des grandeurs métrologiques de base en format analogique (impulsions de comptage et signaux tarifaires) pour une utilisation locale. Ces données peuvent être utilisées pour un suivi de l'énergie électrique, mais les calculs réalisés à l'extérieur du dispositif de comptage peuvent introduire des écarts par rapport aux données de référence stockées et traitées par le compteur. En conséquence, on évitera d'utiliser ces informations interprétées pour un suivi précis et daté de l'énergie électrique. Son domaine d'utilisation restera limité, notamment à des usages à caractère incrémental (suivi de process par exemple).

Par ailleurs, avant d'appliquer les formules tarifaires, les gestionnaires de réseaux peuvent corriger les mesures qu'ils récupèrent notamment pour tenir compte de la détection par leurs soins d'éventuelles anomalies du système de comptage et de la télérelève. Les corrections doivent être visibles pour l'utilisateur et celui-ci doit pouvoir comparer les données transmises par le compteur d'énergie au gestionnaire de réseau et celles que le gestionnaire a retenues pour établir la facturation, afin d'obtenir les explications nécessaires à l'égard de ces corrections.

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 comptage² et le point de livraison³,

² Point physique où sont placés les réducteurs de mesures (TC et TP) destinés au comptage de l'énergie.

³ Point physique convenu contractuellement pour la livraison de l'énergie. Un (ou plusieurs) 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'un élément d'ouvrage électrique.

- reconstituer les données absentes suites à l'indisponibilité du compteur pour défaillance (par exemple pour des raisons de maintenance) conformément aux dispositions du paragraphe 11 ci-après,
- calculer les données propres à chaque utilisateur en cas de point de comptage commun à plusieurs utilisateurs.

6. Enregistrement des données

Les compteurs d'énergie devront enregistrer les données suivantes par période de mesure :

- pour chaque compteur d'énergie, l'énergie active échangée (exprimée en kWh),
- la période de mesure,
- la courbe de charge et les index.

Dans le cas où le dispositif de mesure serait équipé d'un ou de plusieurs compteurs d'énergie réactive, le compteur d'énergie enregistrera aussi l'énergie réactive échangée (exprimée en kVARh). Néanmoins, pour la facturation des dépassements de la puissance réactive, l'enregistrement des index peut s'avérer suffisant.

Les données seront stockées dans des mémoires non volatiles.

Si la télérelève des mémoires est impossible en raison d'un défaut de communication, le gestionnaire de réseau électrique ou l'utilisateur pourra lire le contenu des mémoires en local sur le site.

La méthodologie employée pour la récupération locale des données sera spécifiée par le gestionnaire de réseau électrique. Une période maximale entre le temps auquel un défaut est apparu et le temps avant la reprise de la lecture sur le site sera définie. En définissant cette période, le gestionnaire de réseau électrique tiendra compte de la capacité de stockage des mémoires.

7. Synchronisation

Pour respecter les précisions imposées par le présent cahier des charges, les différents éléments utilisés pour la gestion des énergies devront être synchrones. Cela implique l'utilisation d'une même base de temps dans toute la chaîne de traitement, de lecture et d'enregistrement (dispositif de comptage, interface de traitement, calculateur ou centrale de télérelève, ...).

La période mesurée sera donc associée à un point temps de référence à 00 h 00 min 00 sec en accord avec le système standard national. À titre d'exemple, la synchronisation des équipements pourra être réalisée par top horaire ou par une liaison série numérique recevant les informations de date et d'heure légale française FI⁴ ou allemande DCF77⁵ ou éventuellement réalisée par système GPS⁶.

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 secondes par jour à la température de référence ($23\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$), tel que défini dans la norme⁷.

La mise à l'heure du système de comptage est néanmoins possible par la liaison numérique utilisée pour l'accès aux données de comptage, à condition que la dérive de l'horloge reste dans les limites fixées par le présent cahier des charges.

⁴ L'heure légale française est diffusée depuis l'émetteur du CNET (devenue France Télécom R&D) à Allouis par Télédiffusion de France (TDF) sur la porteuse 162 kHz de France Inter (FI).

⁵ L'heure légale allemande (reconnue au niveau européen) est diffusée sur toute l'Europe de l'Ouest depuis l'horloge atomique de l'institut de physique fédéral de Braunschweig (près de Frankfort) sur la fréquence 77,5 kHz.

⁶ L'heure internationale est diffusée par le système de satellites géostationnaires Global Positioning System (GPS) sur la fréquence 1.575,42 MHz.

⁷ 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.

8. Système énergie

L'énergie électrique est présente dans les 4 quadrants du système électrique de base. La définition des signes pour les puissances actives ou réactives est conforme à la convention⁸ internationale.

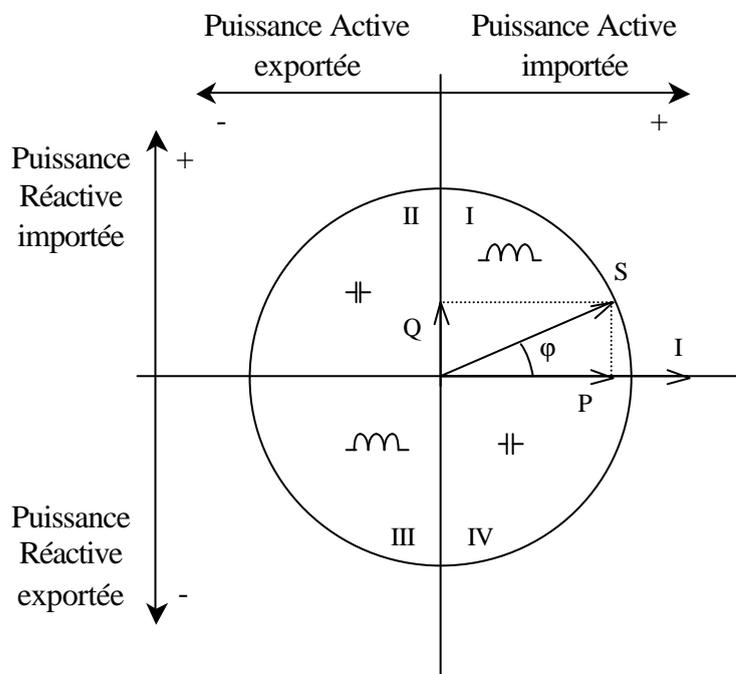


Schéma 3

Notes :

- le vecteur du courant I est le vecteur pris comme référence dans le Schéma 3,
- 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 4 quadrants les courbes de charges sous forme de suite de valeurs de **puissances moyennes 10 minutes** datées.

⁸ La Commission Electrotechnique 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.

- ▣ Ecoulement normal de l'énergie active kWh +
- ▣ Ecoulement inverse de l'énergie active kWh -
- ▣ Ecoulement normal de l'énergie réactive kVARh +
- ▣ Ecoulement inverse de l'énergie réactive kVARh -

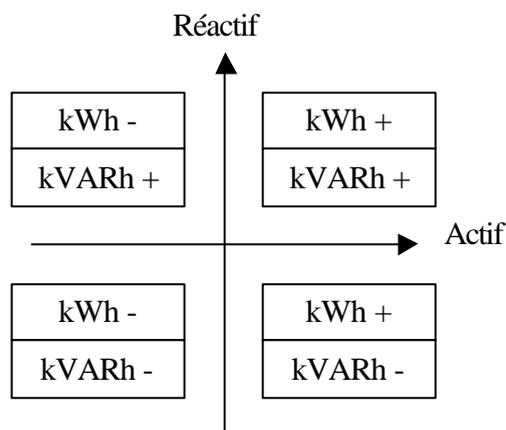


Schéma 4

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 6 courbes de charges (ou 6 tableaux) dans les 4 quadrants (ou 4 courbes de charges dans les 4 quadrants si le dispositif de comptage l'autorise).

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

- ▣ Ecoulement normal de l'énergie active kWh +
- ▣ Ecoulement normal de l'énergie réactive kVARh +
- ▣ Ecoulement inverse de l'énergie réactive kVARh -

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

- ▣ Ecoulement inverse de l'énergie active kWh -
- ▣ Ecoulement normal de l'énergie réactive kVARh +
- ▣ Ecoulement inverse de l'énergie réactive kVARh -

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 a 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 3 phases sur 10 minutes par rapport à l'énergie réactive fournie ou absorbée.

- ▣ Ecoulement normal de l'énergie active kWh +
- ▣ Ecoulement normal de l'énergie réactive kVARh +
- ▣ Ecoulement inverse de l'énergie réactive kVARh -
- ▣ Tension moyenne de livraison U_{moy}

La pyramide du Schéma 5 représente les segments de marchés du comptage de l'énergie électrique avec une indication des puissances actives et réactives qui transitent sur les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Seules les installations définies au champ d'application (du paragraphe 4) sont concernées par le présent cahier des charges.

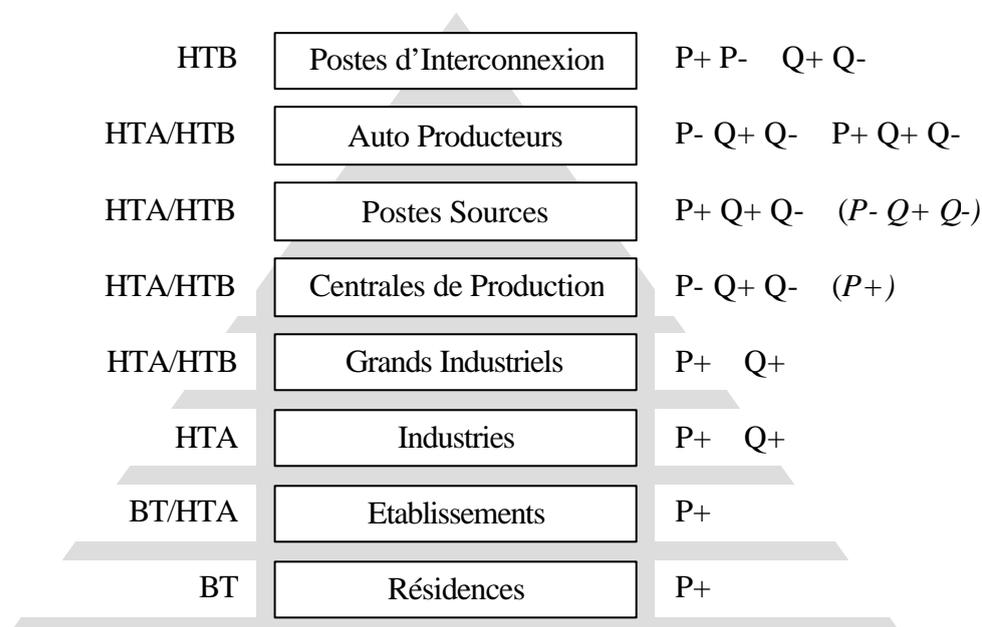


Schéma 5

9. Accès aux données

Les données de comptage seront intégrées par période de 10 minutes (30 minutes pour les données des circuits d'interconnexion aux frontières entre deux réseaux électriques) pour les contrats de puissance souscrite égale ou supérieure à 1 MW (ou de puissance apparente égale ou supérieure à 1,2 MVA pour les centrales de production). L'accès aux données de comptage et le temps entre chaque cycle de scrutation dépendra du système de télérelève mis en place par le gestionnaire de réseau et l'utilisateur.

Le gestionnaire de réseau électrique ou l'utilisateur rassemblera l'ensemble des données dans un système spécifique de collecte de données.

Le gestionnaire de réseau électrique ajoutera à minima les données suivantes à sa collecte :

- la localisation du lieu où l'énergie a été transférée ou,
- le nom de l'utilisateur avec qui l'énergie active ou réactive est échangée et,
- la localisation des compteurs d'énergie, si l'utilisateur soutire ou injecte de l'énergie à plusieurs endroits avec un dispositif de comptage séparé à chaque emplacement.

Avant la facturation de l'énergie aux utilisateurs, le gestionnaire de réseau effectue des corrections sur les données collectées. En particulier, il doit tenir compte des pertes (le plus souvent les pertes des transformateurs) entre le point de comptage et le point de livraison (cf. paragraphe 5). Les corrections réalisées par les gestionnaires de réseaux sont définies dans les contrats d'accès au réseau.

L'accès aux données sera effectué conformément au protocole de communication⁹ prescrit et mis à disposition par le gestionnaire de réseau électrique. Il doit être exécuté de telle façon que la précision et le traitement des données n'en soient pas affectés.

En cas de défaillance et de changement du système de comptage, l'accès aux données doit toujours être opérationnel quel que soit le nouveau système mis en place. En particulier il doit être indépendant du constructeur de compteur électrique retenu par le gestionnaire de réseau électrique ou l'utilisateur (producteur).

En cas d'évolution du dispositif de comptage proposée par le gestionnaire de réseau, l'utilisateur peut accepter une évolution du logiciel de communication. Dans ce cas il doit s'attendre à supporter des frais liés d'une part à la mise à niveau de son logiciel de télérelève et d'autre part à l'éventuel remplacement de ses interfaces de communication.

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 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 avec le gestionnaire du réseau et l'utilisateur.

10. Transmission des données

La transmission des données sera exécutée conformément aux normes ou aux protocoles de communication en vigueur et définie par le gestionnaire de réseau électrique en accord avec les utilisateurs. Ces normes ou protocoles peuvent varier en fonction de la catégorie et du type de données de comptage à récupérer.

Le logiciel de communication du dispositif de comptage est protégé par un ou plusieurs mots de passe pour assurer que la programmation du système ne peut pas être accessible par des parties non autorisées. Les utilisateurs consultent (mode lecture et enregistrement uniquement) les données nécessaires aux traitements souhaités et définis en commun avec le gestionnaire du comptage, avec un accès limité par mot de passe.

Pour l'accès du gestionnaire aux données de comptage, l'utilisateur mettra à disposition au moins un accès à un réseau de télécommunication public commuté (RTC) ou numérique (RNIS) par dispositif de comptage utilisateur du site, à proximité d'au moins une des interfaces de communication du dispositif de comptage. Cette liaison téléphonique sera à

⁹ La norme française (et européenne) NF EN 60870-5-102 de décembre 1996 définit le protocole de communication à utiliser avec les matériels et systèmes de téléconduite, pour la transmission des totaux intégrés dans un système électrique de puissance. Cette norme (non applicable pour les réseaux basse tension et les interfaces avec les compteurs d'énergie !) n'est cependant pas utilisée par tous les gestionnaires de réseaux qui continueront d'utiliser des protocoles de communication tel que DLMS, Trimaran et Trimaran+, en cours de normalisation pour certaines couches et procédures pour l'échange de données.

l'usage exclusif du gestionnaire de réseaux et servira à la télérelève des compteurs d'énergie électrique et à sa maintenance à distance.

11. Défaillances

Si les données lues et stockées (avant correction) par le gestionnaire de réseau électrique ou l'utilisateur sont différentes des données stockées dans les mémoires des compteurs d'énergie, on considérera que ces dernières font foi.

Le gestionnaire de réseau électrique et l'utilisateur seront soumis à une obligation mutuelle de s'informer sans retard sur les différences qu'ils observent, d'une part, entre leurs données respectives et, d'autre part, entre les données stockées par le dispositif de comptage et les données lues directement sur l'appareil.

Dans l'hypothèse où il y a plusieurs compteurs d'énergie disponibles pour une même grandeur, le gestionnaire utilisera préférentiellement le compteur de référence désigné entre les différentes parties, et en cas de défaillance de celui-ci, le compteur redondant.

Dans l'hypothèse de la défaillance de l'ensemble des compteurs d'énergie ou du système de récupération des données de comptage, les décomptes préliminaires effectués par le gestionnaire de réseau seront effectués comme suit, par ordre décroissant de priorité :

- jusqu'à une heure de comptage invalide, les grandeurs manquantes (soit 6 points consécutifs au maximum) seront remplacées par interpolation linéaire,
- au-delà d'une heure de comptage invalide, les grandeurs manquantes seront remplacées par des valeurs introduites manuellement, à partir des relèves locales (système de comptage redondant),
- enfin, les grandeurs indisponibles pourront être remplacées par recopie d'une période similaire définie conjointement entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur, sur la base de relevés antérieurs et d'indications fournies par des compteurs d'énergie électrique situés sur la même installation.

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.

Les modalités de correction (cf. paragraphe 5) 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 définies dans les contrats d'accès au réseau.

12. Sécurité des données

Les données récupérées seront protégées contre l'accès et la modification par un tiers non autorisé, par exemple un autre gestionnaire de réseau électrique ou éventuellement une société de mesure nommée par le gestionnaire de réseau électrique.

Le gestionnaire de réseau électrique stockera les données de mesure pour une durée minimum de 5 ans.

En cas de changement de fournisseur, les données de comptage seront envoyées au nouveau fournisseur reprenant le contrat de fourniture. L'ancien fournisseur terminant le contrat détruira toutes ses données dans ses bases de données actives et les archivera pendant toute la durée de prescription.

13. Confidentialité

Les données de comptage, les codes d'accès et toutes les informations contenues dans les dispositifs de comptage récupérés et enregistrés par les gestionnaires de réseaux sont confidentielles. Les courbes de charges et les index ne peuvent être communiqués à des tiers que sous réserve de la permission expresse d'une personne autorisée du client. Cependant, les utilisateurs reçoivent l'information qui leur est nécessaire pour vérifier leur règlement et ils peuvent obtenir du gestionnaire un relevé pour l'ensemble des données stockées.

Le responsable d'équilibre mandaté par son client a l'accès aux données mesurées qui lui sont nécessaires pour remplir sa mission. Il observe l'obligation de confidentialité et il peut publier à l'attention de son client une synthèse des données issues du comptage concernant ce dernier.

14. Traitement des données

Le traitement des données reste sous la responsabilité du gestionnaire de réseau électrique afin de facturer les différentes parties en présence.

Différents types de compteurs d'énergie devront être distingués en fonction de la puissance souscrite :

- les données de mesure de compteur d'énergie dans un point d'interconnexion principal :
 - télérelève possible des données en mémoire,
 - périodes d'intégration : 10 minutes,
 - accès aux données possible au mieux une fois par jour.

- les données de mesure de compteur d'énergie situé chez l'utilisateur qui a souscrit une puissance égale ou supérieure à 1 MW :
 - télérelève possible des données en mémoire,
 - périodes d'intégration : 10 minutes,
 - accès aux données possible au mieux une fois par jour.

- les données de mesure de compteur d'énergie chez l'utilisateur qui a transféré sa responsabilité et souscrit une puissance égale ou supérieure à 1 MW :
 - télérelève possible des données en mémoire,
 - périodes d'intégration : 10 minutes,
 - accès aux données possible plusieurs fois par jour (autant de fois que l'utilisateur le souhaite, en respectant les clauses contractuelles).

15. Services personnalisés

Les solutions techniques sont données uniquement pour illustrer les solutions mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux pour répondre au besoin exprimé.

En fonction du type de système de comptage dont ils sont dotés sur leur site, les utilisateurs peuvent souhaiter obtenir différents niveaux de service d'accès aux données. En conséquence, les dispositifs de comptage seront modifiés ou changés par les gestionnaires de réseaux afin de permettre aux utilisateurs d'obtenir les services souhaités.

- ✓ Niveau ① disponible sur tous les dispositifs de comptage :
 - pas de télérelève des données en mémoire,
 - périodes de mesure : données temps réel (impulsions de comptage),
 - scrutation permanente des données (inférieure à 10 minutes),
 - utilisation du bornier interface,
 - traitement externe à prévoir par l'utilisateur.

Mécanisme de récupération des données de comptage pour le service de niveau ① :

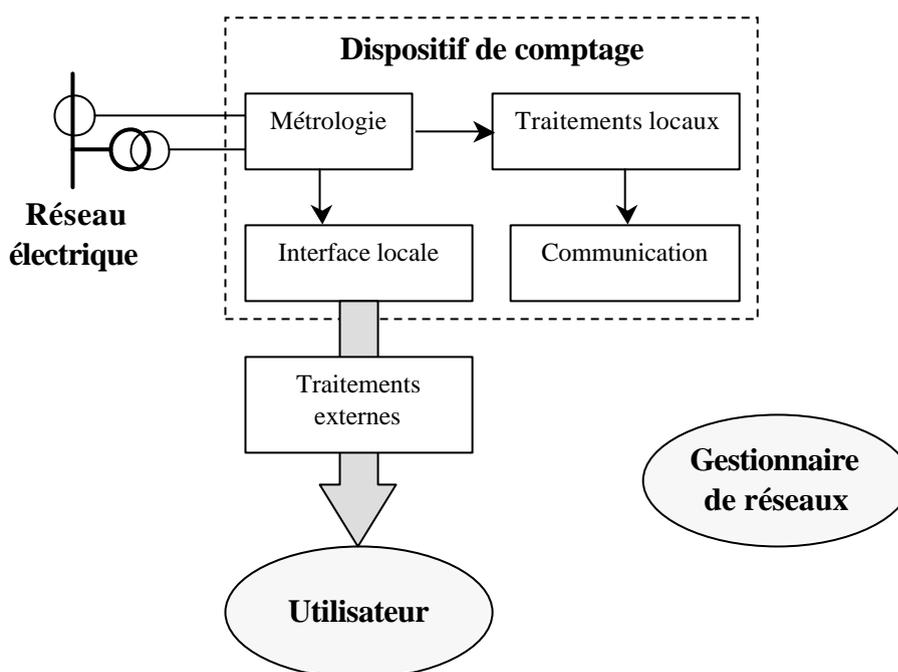


Schéma 6

- ✓ Niveau ② disponible uniquement sur les compteurs numériques :
 - télérelève possible des données en mémoire (données cycliques),
 - périodes de mesure : 10 minutes,
 - scrutation permanente des données (entre 10 minutes et 1 heure),
 - utilisation de la liaison "téléinformation",
 - appareil de stockage des données à prévoir par l'utilisateur,
 - capacité de stockage : 1 heure,
 - traitement externe à prévoir par l'utilisateur (restitution de la courbe de charge).

Mécanisme de récupération des courbes de charges pour le service de niveau ② :

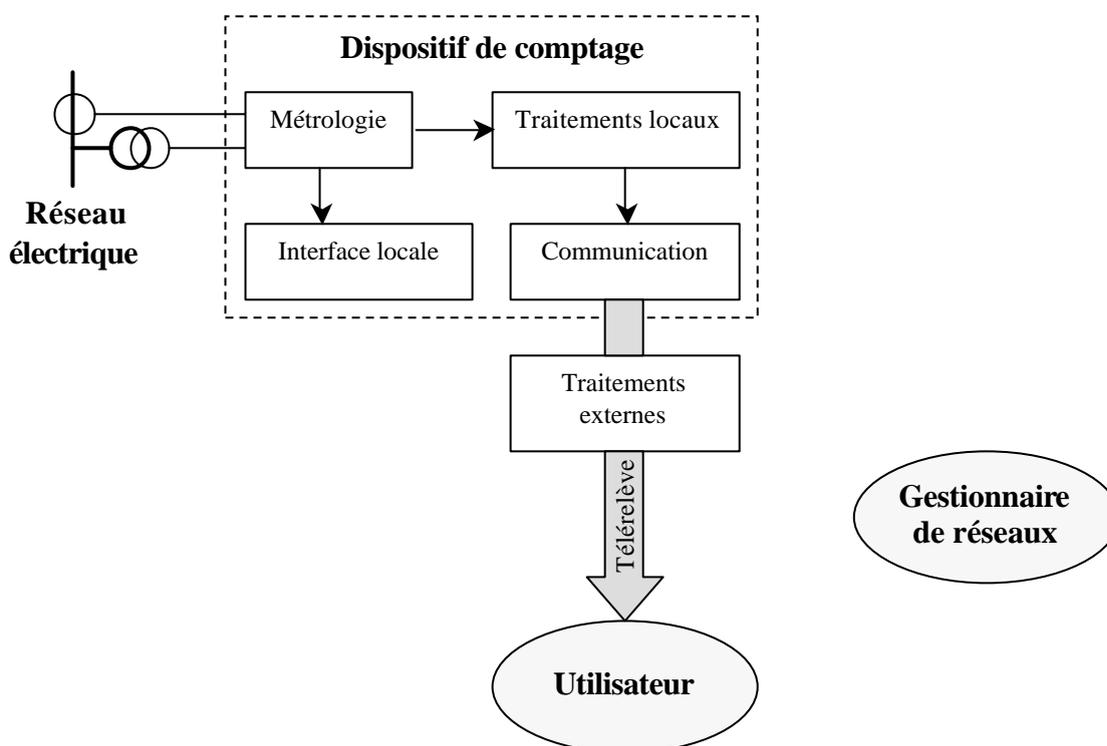


Schéma 7

- ✓ Niveau ③ disponible uniquement sur les compteurs numériques :
 - télérelève possible des données en mémoire (stockage dans le compteur),
 - période de mesure : 10 minutes,
 - relevé plusieurs fois par jour (entre 10 minutes et 1 jour),
 - utilisation de deux liaisons "télérelève",
 - interface avec stockage et double accès à prévoir par le gestionnaire de réseau,
 - capacité de stockage : 10 jours minimum,
 - restitution de l'historique et de la courbe de charge.

Mécanisme de récupération des courbes de charges pour le service de niveau ③ :

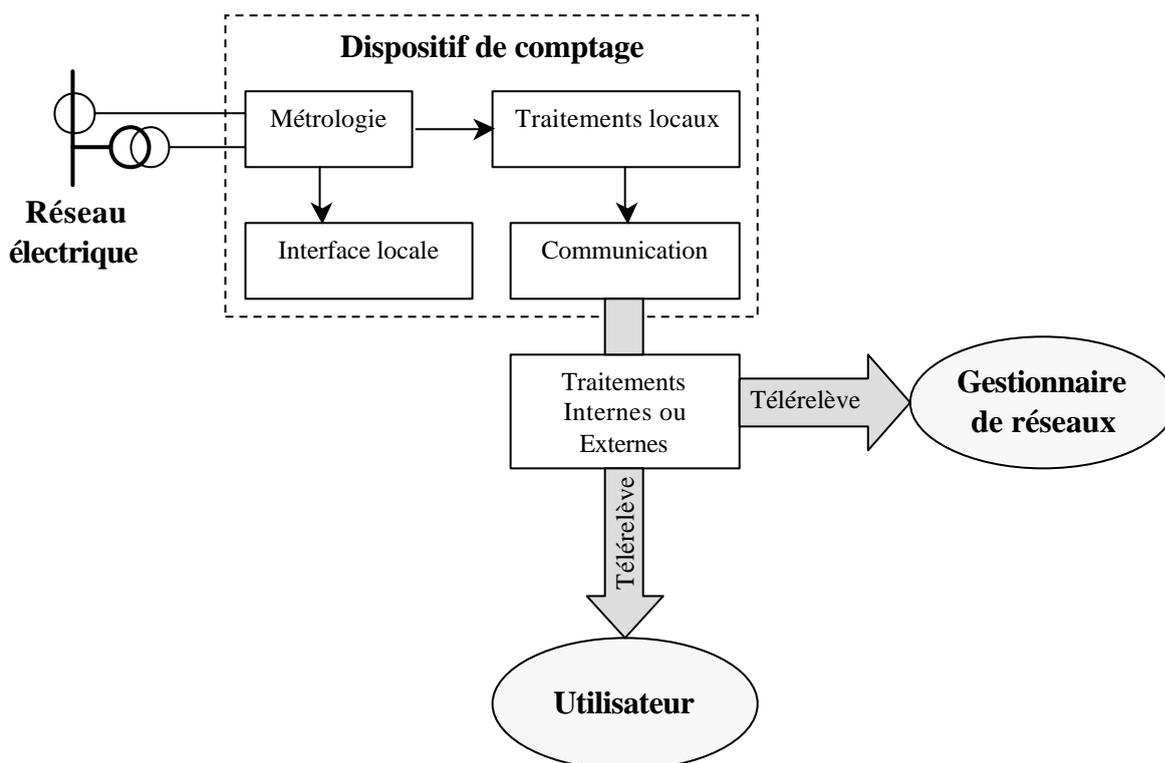


Schéma 8

- ✓ Niveau ④ avec publication pour tous les dispositifs de comptage :
 - télérelève des données en mémoire par le gestionnaire de réseau,
 - période mesures : 10 minutes,
 - relevé périodique (tous les mois, toutes les semaines ou tous les jours),
 - utilisation d'une seule liaison "télérelève",
 - stockage des données par le système du gestionnaire de réseau,
 - capacité de stockage : 1 an minimum (avec accès direct), 5 ans (en archive),
 - transmission des informations aux utilisateurs à la demande.

Mécanisme de récupération des courbes de charges pour le service de niveau ④ :

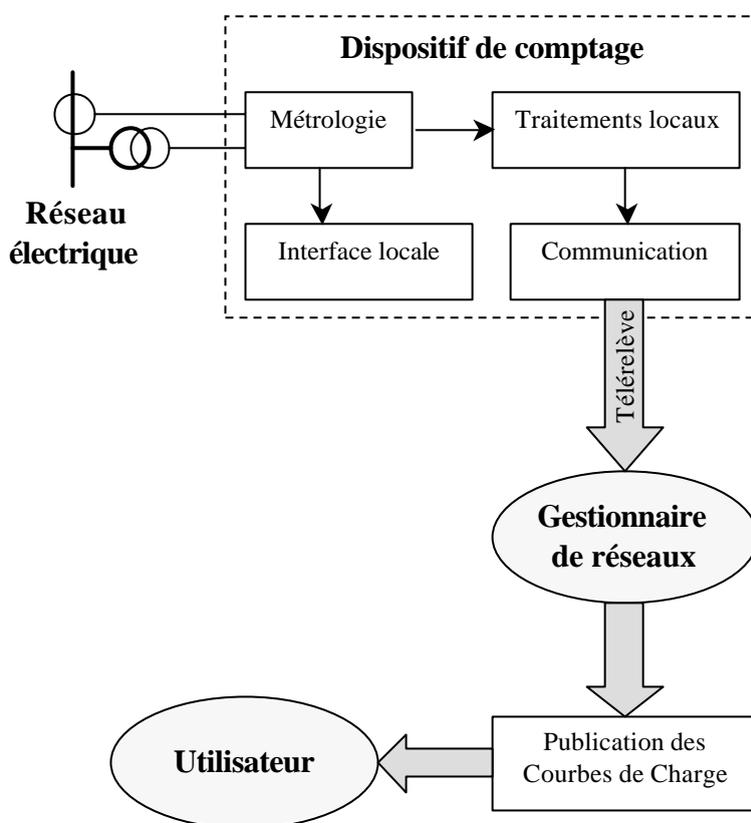


Schéma 9

Récapitulatif des niveaux de service d'accès aux données de comptage offerts par les gestionnaires de réseaux aux utilisateurs :

Niveau de service	①	②	③	④
Type de donnée	Analogique	Numérique	Numérique	Numérique
Télérelève des données en mémoire	Non	Oui (cyclique)	Oui (2 accès)	Oui (1 accès)
Période d'intégration	Temps réel (impulsions)	10 minutes	10 minutes	10 minutes
Courbe de charge	Non	Non (max. 1 heure)	Oui (max. 1 jour)	Oui
Scrutation des données	< 10 minutes	Entre 10 minutes et 1 heure	Entre 10 minutes et 1 jour	> 1 jour
Mise à disposition	Bornier interface	Liaison téléinformation	Liaisons télérelèves	Liaison télérelève
Traitement externe	Oui	Oui	Oui	Oui
Stockage des données	Utilisateur (*)	Utilisateur (*)	Utilisateur (*) et gestionnaire	Gestionnaire
Capacité de stockage	Non	1 heure	10 jours min.	1 an min.
Utilisation type	Suivi de process	Analyse de la consommation	Responsable d'Equilibre	Facturation

Tableau 1

Remarques :

- (*) ou tiers autorisé par le client,
- les interfaces de stockage des données utilisées pour le traitement réalisé à l'extérieur du dispositif de comptage, nécessaires pour pouvoir bénéficier de certains services, peuvent être fournies soit par les gestionnaires de réseaux ou soit par les constructeurs de matériel,
- la capacité de stockage des appareils doit être suffisante pour assurer les services demandés par les utilisateurs et proposés par les gestionnaires de réseaux,
- la liaison téléphonique à l'usage exclusive du gestionnaire de réseau (cf. paragraphe 10) est utilisée pour les services ③ et ④.

Si l'utilisateur possède plusieurs points de comptage dans son installation, un dispositif de totalisation des données de comptage électrique peut être utilisé pour le traitement et la sommation des courbes de charges.

- ✓ Niveau ⑤ avec système de totalisation des dispositifs de comptage sur un même site :
 - télérelève possible des données en mémoire (stockage dans le compteur),
 - période de mesure : 10 minutes,
 - relevé plusieurs fois par jour (entre 10 minutes et 1 mois),
 - utilisation de deux liaisons "télérelève",
 - interface avec stockage et double accès à prévoir par le gestionnaire de réseau,
 - capacité de stockage : 10 jours minimum,
 - restitution de l'historique et de la courbe de charge.

Mécanisme de récupération des courbes de charges pour le service de niveau ⑤ :

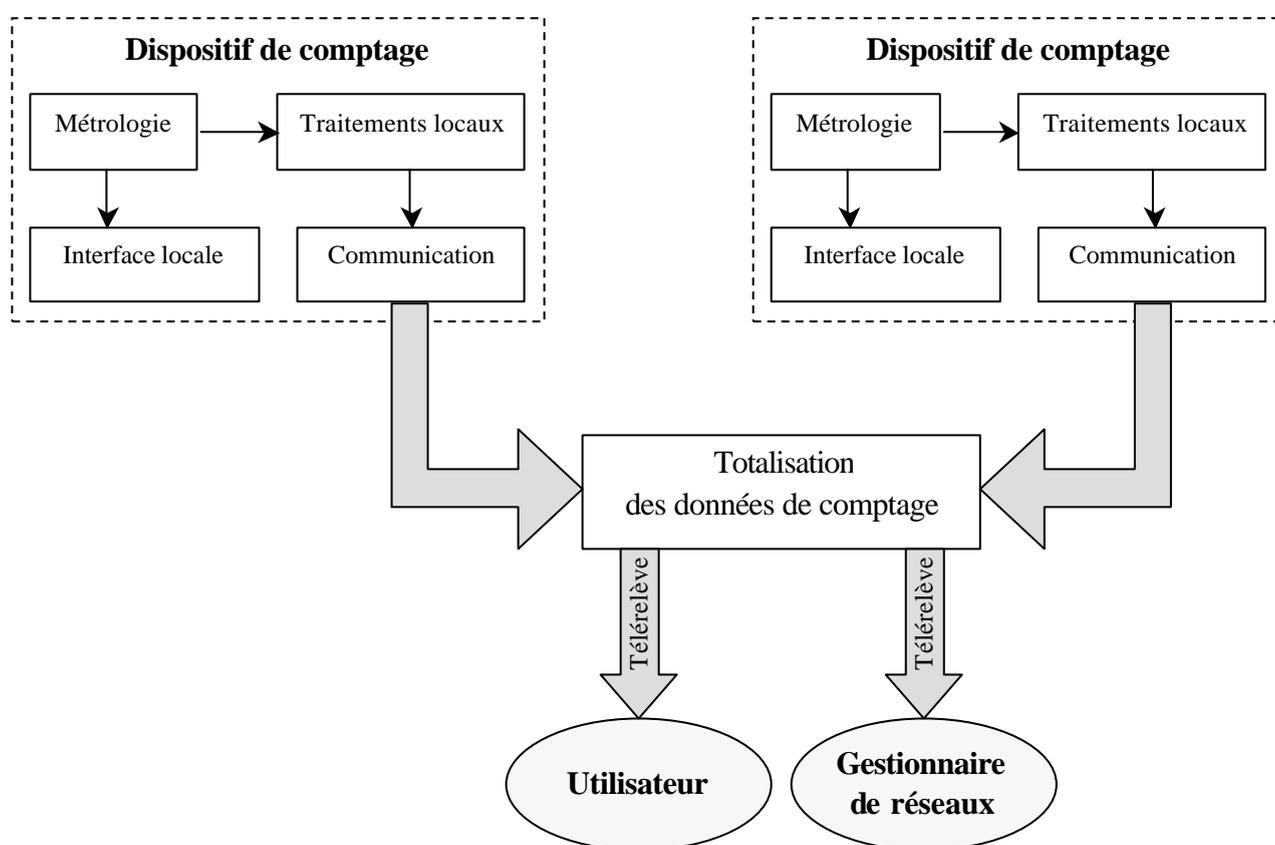


Schéma 10