



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Direction de l'accès aux réseaux électriques
Direction des marchés et du service public

Orientations pour le comptage électrique basse tension évolué (≤ 36 kVA)

SOMMAIRE

Introduction	3
I. - Le cadre institutionnel de l'exercice de la mission de comptage de l'énergie électrique par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité	4
1. Les orientations communautaires concernant le comptage de l'énergie électrique	4
2. Le contexte législatif et réglementaire français du comptage de l'énergie électrique ...	5
3. La réglementation française sur les instruments de mesure	6
II. - Les objectifs à atteindre par le déploiement d'un système de comptage évolué.....	7
1. L'amélioration des conditions de fonctionnement du marché de l'électricité, en particulier dans l'intérêt des consommateurs	7
2. La minimisation des coûts des gestionnaires de réseaux, à niveau égal ou supérieur de la qualité du service rendu par les réseaux	15
III. - La maîtrise de la demande en énergie (MDE) et la réduction des émissions carbonées (CO ₂)	18
IV. - Les prescriptions générales relatives au comptage de l'électricité en basse tension.....	20
Annexe – Résumé des objectifs de performances et fonctionnalités communes minimales d'un système de comptage évolué	22
1. Fonctionnalités et performances du système de télégestion.....	22
2. Fonctionnalités et performances des appareils de comptage et de mesure	22

ORIENTATIONS POUR LE COMPTAGE ÉLECTRIQUE BASSE TENSION ÉVOLUÉ (≤ 36 kVA)

Introduction

L'ouverture effective à la concurrence de la fourniture d'électricité à tous les consommateurs nécessite que chaque fournisseur puisse proposer des offres différenciées permettant de mieux satisfaire des besoins diversifiés. Elle implique également que les consommateurs puissent être mieux informés pour choisir librement entre les offres qui leur sont proposées sur la base d'une meilleure connaissance de leur consommation d'électricité. À cet effet, il est nécessaire que les consommateurs puissent obtenir des informations plus fréquentes et plus détaillées sur les caractéristiques de leur consommation d'électricité.

Compte tenu du volume d'information à traiter par les gestionnaires de réseaux et par les fournisseurs d'énergie sur le marché de masse, seul le recours généralisé à des compteurs électroniques télé-relevables peut permettre une circulation efficace et fiable des données.

En France, cette généralisation implique, d'une part, la mise en place, sur les 34 millions de sites raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité, de compteurs évolués capables de stocker les informations résultant des mesures et, d'autre part, l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les consommateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, sans discrimination.

Cette opération ne peut être efficace que si les matériels et systèmes mis en place sur tout le territoire national respectent des conditions minimales de compatibilité.

Le respect de ces conditions minimales constituera un des pré-requis pour que les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution pour déployer et mettre en œuvre des systèmes de comptage évolué soient considérés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) comme des charges pouvant être couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, qu'elle a la mission d'élaborer en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 modifiée. L'objectif des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité est de répercuter sur l'ensemble des utilisateurs les charges résultant des dispositions prises par les gestionnaires de réseaux pour satisfaire les besoins de l'ensemble des utilisateurs. Cela ne fait donc pas obstacle à ce que des systèmes de comptage évolué puissent être établis pour satisfaire les besoins spécifiques de certaines catégories d'utilisateurs. Ces dernières doivent alors couvrir les coûts correspondants qu'il serait inéquitable de faire payer par des utilisateurs qui n'en retireraient aucun avantage.

Dans la continuité des communications de la CRE du 5 juillet 2001 et du 29 janvier 2004 traitant des aspects généraux des activités de comptage électrique à tous les niveaux de tension, la communication de la CRE du 6 juin 2007 a indiqué les orientations à suivre pour le comptage électrique équipant les installations des utilisateurs raccordées en basse tension aux réseaux publics de distribution pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Le présent document, établi par les services de la CRE, complète les positions prises par le collège de la CRE dans sa communication du 6 juin 2007.

I. - Le cadre institutionnel de l'exercice de la mission de comptage de l'énergie électrique par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité

1. Les orientations communautaires concernant le comptage de l'énergie électrique

Plusieurs directives européennes récentes contiennent des dispositions relatives aux fonctions que doivent remplir les systèmes de mesure et de comptage afin d'inciter les consommateurs à tirer le meilleur parti de la liberté de choix de leur fournisseur et à adopter un comportement contribuant à l'atteinte des objectifs communautaires de maîtrise de l'énergie.

C'est ainsi que l'article 13 de la directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, dispose que *« 1. Les États membres veillent à ce que dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, les clients finals dans [le domaine] de l'électricité [...] reçoivent à un prix concurrentiel des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée.*

« [...] Dans le cas d'un nouveau raccordement dans un nouveau bâtiment ou lorsqu'un bâtiment fait l'objet de travaux de rénovation importants [...], de tels compteurs individuels à prix concurrentiel doivent toujours être fournis.

« 2. Les États membres veillent à ce que, le cas échéant, les factures établies par les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et les entreprises de vente d'énergie au détail soient fondées sur la consommation réelle d'énergie et présentées de façon claire et compréhensible. Des informations appropriées accompagnent les factures pour que les clients finals reçoivent un relevé complet des coûts actuels de l'énergie. Des factures sur la base de la consommation réelle sont établies à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie ».

« 3. Les États membres veillent à ce que, le cas échéant, les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseau ou les entreprises de vente d'énergie au détail fassent figurer à l'intention des clients finals, de manière claire et compréhensible, [...] dans leurs factures, contrats, transactions et/ou reçus émis dans les stations de distribution, ou dans les documents qui les accompagnent [...] une comparaison, de préférence sous la forme d'un graphique, entre la consommation actuelle d'énergie du client final et celle de l'année précédente à la même période [...] ».

Par ailleurs, l'article 5 de la directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006, concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, prévoit que, *« pour maintenir l'équilibre entre la demande d'électricité et la capacité de production disponible »*, les États membres peuvent prendre *« des mesures encourageant l'adoption de technologies de gestion de la demande en temps réel telles que des systèmes de comptage faisant appel à des technologies de pointe »*.

Enfin, la directive 2004/22/CE du 31 mars 2004 sur les instruments de mesure (dite *MID – Measuring instruments directive*) établit les exigences auxquelles certains dispositifs et systèmes de mesure (parmi lesquels sont cités les compteurs d'énergie électrique active) doivent satisfaire en vue de leur mise sur le marché et/ou de leur mise en service (*cf.* articles 3 et 1^{er}). Outre qu'elle fixe les exigences essentielles pour chaque type d'instruments concerné (*cf.* article 6, annexe MI-003 pour les compteurs d'énergie électrique et annexe I), la directive fixe également les conditions d'évaluation de la conformité à ces mêmes exigences essentielles (*cf.* article 9, dont les dispositions sont déclinées dans les annexes A à H1).

2. Le contexte législatif et réglementaire français du comptage de l'énergie électrique

En France, la mise en œuvre des systèmes de comptage par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité est encadrée par plusieurs textes législatifs qui assignent des objectifs généraux à ces systèmes et définissent des missions confiées aux gestionnaires de réseaux.

L'article 19-III de la loi du 10 février 2000 attribue aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité une responsabilité dans la mission de comptage, en disposant que « *Chaque gestionnaire du réseau public de distribution procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions* ».

Les missions des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité dans l'activité de comptage sont précisées à l'article 13-II de la loi du 9 août 2004, issu de l'article 23 de la loi du 7 décembre 2006, qui dispose à cet égard que le gestionnaire de réseaux de distribution « *est notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession et des règlements de service des régies [...] d'exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et d'assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités* ».

Les fonctionnalités des compteurs sont, en partie, définies à l'article 4-IV de la loi du 10 février 2000, issu de l'article 74 de la loi du 13 juillet 2005, qui dispose que « *Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ». Pour l'application de ces dispositions, qui appellent la mise en œuvre d'un comptage évolué, la loi renvoie à un décret en Conseil d'État, pris sur la proposition de la CRE.

En outre, les cahiers des charges de concession de distribution contiennent des dispositions relatives à l'exercice de la mission de comptage par le concessionnaire. L'article 19 du modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique établi en 1992 stipule que « *les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant au calcul du prix des fournitures seront d'un modèle approuvé par les services chargés du contrôle des instruments de mesure.*

« *Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation des fournitures comprennent notamment [...] un compteur d'énergie active [...] et un disjoncteur calibré et plombé, adapté à la puissance mise à la disposition du client [...].*

« *Ces appareils [...] ainsi que leurs accessoires [...] seront normalement fournis et posés par le concessionnaire. Ces instruments seront entretenus et renouvelés par ses soins et feront partie du domaine concédé.*

« *Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation des fournitures seront plombés par le concessionnaire* ».

De ce contexte, on peut ainsi conclure que les compteurs électriques mesurant les flux d'énergie à l'interface de l'installation privée et du réseau public de distribution doivent poursuivre quatre objectifs complémentaires :

1°) Pour les consommateurs : accéder facilement, et aussi souvent que possible, aux informations sur leur consommation d'électricité réelle.

2°) Pour les fournisseurs : permettre la facturation de leurs clients, sur la base d'offres diversifiées, notamment en fonction des heures de consommation (issues ou non du tarif réglementé de vente d'électricité).

3°) Pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution : mesurer les flux d'énergie dans le but de permettre la facturation de l'utilisation des réseaux publics.

4°) Pour les gestionnaires du système électrique : accéder à tout moment aux informations nécessaires à la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande dévolue au gestionnaire du réseau public de transport.

3. La réglementation française sur les instruments de mesure

Toute nouvelle génération de matériel de comptage électrique doit respecter les dispositions de la nouvelle réglementation nationale en matière d'instruments de mesure. Le décret n° 2006-447 du 12 avril 2006 et son arrêté d'application du 28 avril 2006 (modifié le 4 décembre 2006) transposent les dispositions de la directive du 31 mars 2004. En particulier, l'annexe I de l'arrêté fixe notamment les principes des exigences en matière de :

- adéquation ;
- mobilité et sensibilité ;
- indication du résultat ;
- reproductibilité et répétabilité ;
- erreurs tolérées ;
- durabilité et fiabilité ;
- protection contre la « *corruption* » (*sic*).

L'annexe MI-03 de l'arrêté précise, pour les compteurs d'énergie électrique active destinés à un usage résidentiel, commercial ou industriel léger – seuls compteurs électriques concernés par la directive –, les exigences spécifiques en matière de conditions assignées de fonctionnement, d'erreur maximale tolérée, d'effet toléré de perturbations et d'adéquation.

Pour ce qui concerne la mesure de l'énergie électrique, ces textes communautaires et nationaux récents ne traitent que de la mise sur le marché ou la mise en service de compteurs d'énergie électrique active. Ces compteurs doivent aussi respecter une réglementation plus ancienne qui reste en vigueur en matière de vérification des installations et de contrôle en service. Cette réglementation est principalement contenue dans :

- le décret n° 73-788 du 4 août 1973 modifié portant application des prescriptions de la Communauté économique européenne relatives aux dispositions communes aux instruments de mesurage et aux méthodes de contrôle métrologique (ensemble son arrêté d'application du 8 novembre 1973 modifié) ;
- le décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 modifié relatif au contrôle des instruments de mesure, en particulier ses titres II et III.

Le décret du 3 mai 2001 fixe l'ensemble des opérations de contrôle des instruments de mesure (dont font expressément partie les compteurs d'énergie électriques utilisés dans les opérations de fourniture d'énergie) : il décrit les principes et procédures de l'examen de type (titre II – validation de la conception de l'instrument) et de la vérification primitive (titre III – attestation de respect des exigences réglementaires par les instruments neufs ou réparés), mais

aussi les principes et procédures de la vérification des installations (titre IV – attestation de satisfaction aux dispositions techniques et de conditions d’installations satisfaisantes) et du contrôle en service (titre V – conservation des qualités requises). Les conditions d’application de ce décret (examen de type, vérification primitive, vérification des installations et contrôle en service) sont décrites par l’arrêté du 31 décembre 2001 (et par l’arrêté du 25 février 2002).

Le décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 et l’arrêté du 31 décembre 2001 modifié fondent ainsi la réglementation française en matière de vérification des installations et de contrôle en service.

Il convient d’observer que, le décret du 3 mai 2001 dispose que, pour chaque catégorie d’instruments de mesure, un arrêté doit préciser les opérations applicables (examen de type, vérification primitive, vérification des installations, contrôle en service) à cette catégorie et doit fixer certaines conditions de réalisation de ces opérations. L’arrêté relatif aux compteurs d’énergie électrique n’est toujours pas intervenu. Toutefois, l’arrêté du 28 avril 2006 contient des dispositions relatives à l’examen de type et la vérification primitive des compteurs d’énergie électrique active destinés à un usage résidentiel, commercial ou industriel léger.

Même si elle est encore incomplète, la réglementation française en matière de comptage électrique fournit déjà un cadre suffisamment précis pour permettre le déploiement généralisé d’un système de comptage évolué en basse tension.

II. - Les objectifs à atteindre par le déploiement d’un système de comptage évolué

Compte tenu de son coût et de sa complexité, le déploiement d’un système de comptage évolué ne peut se justifier que s’il permet de concilier les deux objectifs généraux suivants :

- l’amélioration des conditions de fonctionnement du marché de l’électricité, en particulier dans l’intérêt des consommateurs ;
- la minimisation des coûts des gestionnaires de réseaux, à niveau égal ou supérieur de la qualité du service rendu par les réseaux.

Pour aboutir à un tel résultat sur tout le territoire français, il est utile de définir précisément un ensemble d’objectifs fonctionnels que devront viser les différentes composantes des systèmes de comptage évolué susceptibles d’être déployés.

1. L’amélioration des conditions de fonctionnement du marché de l’électricité, en particulier dans l’intérêt des consommateurs

Le fonctionnement du marché de l’électricité peut être amélioré par le développement de l’information des consommateurs sur les caractéristiques réelles de leur consommation d’électricité et par le développement de la capacité du système de comptage évolué à permettre aux fournisseurs de proposer aux consommateurs des offres différenciées visant à mieux satisfaire des besoins diversifiés.

1.1. *L'amélioration de l'information des consommateurs sur leur consommation, notamment en termes de fréquence de facturation et de qualité des données*

- a. La qualité de l'information du client sur sa consommation est un facteur essentiel de la maîtrise de la consommation, de l'optimisation des paramètres de sa fourniture et de la qualité de sa relation avec les différents acteurs du marché de l'électricité.
- b. L'article L. 121-91 du code de la consommation, introduit par l'article 42 de la loi du 7 décembre 2006, relative au secteur de l'énergie, dispose que « *toute offre de fourniture d'électricité ou de gaz permet, au moins une fois par an, une facturation en fonction de l'énergie consommée* ». Toutefois, cette disposition n'est pas suffisante pour atteindre l'exigence européenne fixée par la directive 2006/32/CE, selon laquelle « *des factures sur la base de la consommation réelle sont établies à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie* » (cf. directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, article 13, § 2.).

Les gestionnaires de réseaux de distribution devront faire bénéficier les consommateurs d'électricité des facilités offertes par les systèmes de comptage évolué et permettre la généralisation de l'émission de facturation mensuelle sur données réelles.

Il est également nécessaire que l'orientation européenne visant à l'installation « *des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée* » (cf. directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, article 13, § 1.) soit prise en compte dans la conception des systèmes de comptage évolué de façon à permettre que des éléments d'information complémentaires puissent, également, être apportés dans les factures.

- c. La plupart des tarifs actuels de fourniture d'énergie et d'utilisation des réseaux électriques sont fondés sur le principe de la fixation *a priori* d'une puissance souscrite, valeur maximale qu'un consommateur pourra soutirer dans le cadre d'un raccordement à puissance limitée. D'autres choix de structure tarifaire pourraient être justifiés d'un point de vue économique, comme celui de retenir une valeur assise sur une consommation maximale effectivement enregistrée. Or, à ce jour, les compteurs en place indiquent, au mieux, la valeur maximale de l'intensité atteinte entre deux relevés. Pour apporter au consommateur un bénéfice d'information supplémentaire, il faut que les futurs systèmes de comptage évolué prévoient l'enregistrement de la valeur maximale de la puissance soutirée selon un mode de mesure qui pourra être utilisé pour la détermination de la puissance souscrite (P_{\max}), afin de ne pas empêcher, le cas échéant, une facturation *ex post* de la puissance appelée ou du dépassement de puissance souscrite.
- d. Le compteur est un organe de mesure destiné à établir certains des éléments de la facturation de l'utilisation des réseaux et de la consommation ou de la production d'énergie. À ce titre, selon la réglementation, « *qu'il soit possible ou non de lire à distance un instrument de mesure destiné au mesurage dans le domaine des services d'utilité publique, l'instrument doit en tout état de cause être équipé d'un dispositif d'affichage contrôlé au titre de la métrologie, accessible à l'utilisateur sans outils. Les résultats délivrés par cet affichage servent de base pour la détermination du prix à payer* » (cf. arrêté du 28 avril 2006, annexe I, exigences 10.5). Il est, dès lors, nécessaire que, quelles que soient les données transmises dans le cadre de la télégestion, les compteurs évolués embarquent un afficheur intégré permettant de consulter, *a minima*, les index horo-saisonniers, un élément permettant d'apprécier la

puissance active instantanée, le dépassement instantané de la puissance souscrite et la valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}).

En tout état de cause, les systèmes d'affichage des données mesurées ou de celles qui en dérivent devront satisfaire l'ensemble des exigences de la métrologie légale.

En outre, pour remédier à l'éloignement du compteur souvent incompatible avec une bonne information locale de l'utilisateur, les fonctionnalités de communication locale du compteur évolué (cf. § II.1.3.c ci-dessous) devront être compatibles avec la transmission des données de comptage enregistrées ou mesurées par le compteur à un équipement d'affichage déporté : *a minima*, la puissance instantanée, une ou plusieurs indications de période tarifaire (dont une alerte de dépassement de la puissance souscrite), les index horo-saisonniers, des éléments de courbe de charge, la valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}), les derniers écarts de la qualité de la fourniture électrique et l'état de l'interrupteur intégré.

- e. La courbe de charge constitue l'élément le plus précis d'information sur le soutirage (ou l'injection) par un utilisateur de réseau en un point de raccordement donné. Sa connaissance permet au consommateur de pouvoir choisir librement entre les offres qui lui sont proposées sur la base d'une meilleure connaissance de sa consommation d'électricité. Elle permet, également, l'analyse la plus détaillée de l'interaction entre l'installation de l'utilisateur et le réseau auquel elle est raccordée. Enfin, elle peut permettre une reconstitution plus précise des flux d'énergie réellement échangés sur les réseaux et fournit la base d'une facturation de l'énergie reflétant fidèlement la variation dans le temps des coûts d'approvisionnement.

Sans présumer de l'utilisation tarifaire future des courbes de charge, la mise en place de nouveaux compteurs constitue une opportunité de généraliser leur mesure et leur enregistrement. On observe, en effet, l'intégration systématique de cette fonctionnalité dans les compteurs évolués proposés maintenant par les fabricants.

C'est pourquoi il est nécessaire que les nouveaux systèmes de comptage évolué qui seront déployés en France par les gestionnaires de réseaux de distribution mesurent et enregistrent la courbe de charge – en énergie active – au point de comptage concerné. Le pas d'intégration des mesures devra pouvoir s'adapter à l'évolution ultérieure des besoins (et devra, de ce fait, être paramétrable *a minima* avec les valeurs 30 et 60 minutes). La capacité minimale de mémorisation de courbes de charge devra être de deux mois glissants au pas de 30 minutes.

1.2. *La mise en place d'un cadre favorable à l'apparition de nouvelles offres de fourniture et de services, compatible avec le maintien des offres historiques*

- a. Tout nouveau système de comptage évolué devra permettre aux fournisseurs de proposer aux consommateurs des offres différenciées de fourniture d'énergie et de services associés visant à mieux satisfaire des besoins diversifiés. Cette capacité doit s'apprécier au regard des performances combinées des compteurs, du système d'information gérant la fonction de comptage et du système de communication qui va les relier.
- b. Dans le but de favoriser l'émergence de nouvelles offres de fourniture, il est nécessaire que chaque fournisseur d'électricité puisse choisir ses propres calendriers tarifaires de fourniture, indépendamment du calendrier tarifaire du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Les exigences réglementaires pesant sur l'affichage

(cf. § II.1.1.d ci-dessus) impliquent que les index ainsi définis puissent être élaborés et affichés par le compteur.

Afin d'assurer l'indépendance du calendrier tarifaire du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et du calendrier tarifaire établi par le fournisseur alimentant un site, il est nécessaire que deux systèmes d'index indépendants puissent être gérés par les nouveaux compteurs, incrémentés respectivement par le calendrier tarifaire de l'utilisation du réseau public et par le calendrier tarifaire du fournisseur.

À ce jour, le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité présente deux périodes tarifaires pour les consommateurs raccordés en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Par ailleurs, le tarif réglementé de vente d'électricité actuel présente jusqu'à six périodes tarifaires (tarif *Tempo*).

En conséquence, afin de permettre une meilleure adaptabilité des nouveaux systèmes de comptage évolué, ils devront prévoir la mise à disposition de quatre index pour le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et d'au minimum dix index pour les fournisseurs.

Il convient de noter que le calcul et l'utilisation d'index doivent être distingués de l'utilisation de la courbe de charge (cf. § II.1.4.f ci-dessous).

- c. Outre le calendrier tarifaire, un facteur important de différenciation des offres de fourniture peut reposer sur la possibilité de proposer des périodes mobiles de tarification de pointe (tarification dite « à pointes mobiles »). Dans ce but, le système de comptage en place utilise actuellement la télécommande à fréquence musicale (TCFM à 175 Hz) pour émettre les signaux tarifaires la veille pour le lendemain. Or, la capacité de transmission de la TCFM est aujourd'hui saturée par les besoins de l'opérateur historique : s'ils voulaient en faire usage, les fournisseurs seraient, donc, contraints d'utiliser les mêmes pointes mobiles que celles des tarifs historiques *Tempo* ou *EJP*.

Pour s'affranchir des limitations de la TCFM tout en favorisant l'apparition d'offres différenciées de fourniture à pointe mobile, il est nécessaire que tout nouveau système de comptage évolué rende possibles des tarifications dont les périodes de pointes mobiles sont définissables par chaque fournisseur la veille jusqu'à 16h00 pour le lendemain.

- d. Les systèmes actuels de comptage à prépaiement reposent sur des dispositifs permettant de facturer à la fois l'abonnement et la fourniture électriques. Ils procèdent par l'intermédiaire de compteurs équipés d'une interface de communication destinée à créditer le compte de l'utilisateur. Lorsque le crédit de l'utilisateur est épuisé, le compteur électrique place l'alimentation dans un mode d'alerte ou dégradé – qui peut aller jusqu'à la coupure –, en attendant un prochain crédit.

Sans présumer, ni de la nécessité d'utiliser des équipements ou systèmes spécifiques, ni de la réglementation applicable aux consommateurs bénéficiant d'une aide de la collectivité (cf. articles L115-3 et R261-1 du code de l'action sociale et des familles et décret n° 2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité), les nouveaux systèmes de communication et d'information liés au système de comptage évolué devront être compatibles avec la proposition par tout fournisseur intéressé d'offres de fourniture à durée et quantité limitées.

- e. La tarification de l'électricité en vigueur aujourd'hui en France repose sur la définition d'une puissance souscrite. Pour les petites installations de consommation – celles qui

sont raccordées en basse tension pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA –, au-delà de la valeur souscrite, le soutirage est interrompu par un dispositif limiteur. Pour les installations plus puissantes, des dépassements de puissance sont autorisés, dans une certaine mesure, et sont surveillés et facturés.

Or, les compteurs évolués peuvent aisément intégrer une fonction de surveillance de la puissance soutirée.

Pour ne pas entraver, le cas échéant, l'entrée en vigueur d'une tarification à dépassement de puissance active, il est nécessaire que les nouveaux systèmes de comptage évolués puissent mesurer et enregistrer les dépassements de puissance active (*cf.* § II.1.1.c ci-dessus).

- f. Les compteurs électroniques du parc actuellement installé en France disposent d'un relais piloté sur la base du signal tarifaire émis par EDF. Ce relais a pour fonction de commander l'alimentation d'appareils de chauffage par accumulation, principalement le chauffe-eau sanitaire. Cette fonctionnalité fournit une réponse rudimentaire mais utile au besoin économique de lissage de la demande en électricité.

C'est pourquoi, sans présumer de l'apparition de systèmes de commande tarifaire plus évolués, il est nécessaire qu'au moins un relais pilotable sur la base du calendrier tarifaire du distributeur ou du fournisseur soit intégré dans les nouveaux compteurs.

Il convient de noter que, si certaines générations de compteurs électroniques ont compté jusqu'à deux relais, les compteurs posés actuellement n'en ont qu'un seul. Il appartiendra aux acteurs du marché, s'ils le souhaitent, de proposer des dispositifs offrant davantage de fonctionnalités (notamment, plusieurs relais tarifaires), en utilisant, par exemple, l'interface TIC (*cf.* § II.1.3.c ci-dessous).

- g. Il est nécessaire que le maintien du tarif réglementé de vente d'électricité ne soit pas un obstacle au déploiement d'un système de comptage évolué. C'est pourquoi le tarif réglementé de vente d'électricité actuel doit être reconnu par tout nouveau système de comptage évolué au même titre que toute nouvelle tarification. En particulier, pour ce qui concerne le relais de commande tarifaire, tout nouveau système de comptage évolué doit permettre le maintien des installations électriques intérieures existantes.

1.3. L'accès aux données du comptage plus facile pour les acteurs autorisés

- a. Les systèmes de comptage évolués se caractérisent par leur capacité de communication de données entre le système d'information gérant la fonction de comptage et les compteurs du parc concerné. Or, les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution et ceux des acteurs du marché seront susceptibles d'être alimentés par les données mesurées par les compteurs ou enregistrées par eux.

Pour ne pas entraver la capacité des différentes parties prenantes à utiliser au mieux ces données, il est nécessaire que le système de communication et le système d'information gérant la fonction de comptage permettent l'acheminement de toutes les données de comptage enregistrées et mesurées par les compteurs et qui font l'objet des présentes orientations. Il s'agit ici, en particulier, des données relatives aux flux d'énergie (index, éléments de courbes de charge, P_{\max}) et des données relatives à la qualité de la fourniture électrique.

Par ailleurs, compte tenu de certaines spécifications des présentes orientations relatives aux systèmes de communication (tarification de pointe mobile, capacité de

relevé de la courbe de charge) et pour permettre l'apparition d'offres de services diverses, il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux utilisent des systèmes de communication dont les capacités seront suffisantes pour mettre à disposition des parties prenantes des mises à jour quotidiennes de l'ensemble des données enregistrées par les compteurs.

- b. Parallèlement à la possibilité de réaliser des télé-opérations (relevé, paramétrage ou coupure à distance), les systèmes de comptage évolués permettent aux gestionnaires de réseaux de disposer des données de comptage à distance, avec des délais courts et selon des processus automatisés.

Les gestionnaires de réseaux devront mettre les données de comptage à disposition des acteurs du marché de l'électricité (consommateurs ou autres tiers autorisés tels que les fournisseurs), afin que ceux-ci puissent bénéficier, chacun pour ce qui le concerne, de l'accroissement du volume des données de comptage collectées et de la rapidité des processus électroniques de transfert de ces données.

Pour permettre l'exercice d'une concurrence équitable, il est nécessaire que les acteurs du marché de l'électricité ne se voient pas appliquer de conditions inégales ou limitatives dans l'accès aux données de comptage. Des conditions communes d'échanges de données les plus proches de standards reconnus pour les systèmes d'information devront être établies par les gestionnaires de réseaux de distribution. Ces conditions communes d'échange et le choix des systèmes qui les mettront en œuvre seront décrits dans les documentations techniques de référence (référentiels techniques) publiées par les gestionnaires de réseaux de distribution sous le contrôle de la CRE.

Enfin, les acteurs du marché de l'électricité devront pouvoir accéder aux données de comptage dans des délais n'excédant pas significativement ceux que le système d'information permettra d'offrir aux gestionnaires de réseaux de distribution pour ses besoins.

- c. Outre leur interface de télé-report, les compteurs électroniques du parc actuel disposent d'une interface de communication rudimentaire nommée « *sortie de télé-information client* » (interface TIC). Cette interface permet de mettre à disposition du client ou d'un tiers choisi par lui, par raccordement direct au compteur, différentes données enregistrées par le compteur, sous la forme d'un protocole électronique universel et selon un principe simple de rafraîchissement de données à période courte (de l'ordre de la seconde).

L'interface TIC peut constituer une réponse efficace au besoin de nombre d'applications utilisant les données de comptage et, notamment, certaines applications de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). C'est pourquoi il est nécessaire que cette fonctionnalité soit reconduite dans les nouveaux systèmes de comptage évolués. À cet effet, certaines données devront pouvoir être transmises par l'interface TIC : la puissance instantanée, une ou plusieurs indications de période tarifaire (dont une alerte de dépassement de la puissance souscrite), les index horo-saisonniers, des éléments de courbe de charge, la valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}), les derniers écarts de la qualité de la fourniture électrique et l'état de l'interrupteur intégré.

1.4. *L'amélioration de la fiabilité, de la rapidité et de la fluidité des différents processus du marché*

- a. De nombreux processus du marché de l'électricité sont assis, en tout ou partie, sur les données et les paramètres du comptage. À ce jour, pour les petites installations de consommation, la faible fréquence de relevé et, plus généralement, les restrictions à l'accès aux dispositifs de comptage réduisent l'efficacité de ces processus. En particulier, le gestionnaire de réseaux de distribution utilise souvent des données estimées sur des bases techniques, historiques ou saisonnières. Ces estimations entraînent l'imprécision des facturations et sont génératrices de contestation.

Or, les systèmes de comptage évolués ont la capacité de faciliter l'accès aux paramètres du comptage et le relevé des compteurs, en permettant leur automatisation et en réduisant leur coût.

Il est, dès lors, nécessaire que les gestionnaires de réseaux de distribution fassent bénéficier le plus complètement possible les différents processus du marché de l'électricité des capacités d'information offertes par les systèmes de comptage évolués.

- b. En premier lieu, ces capacités d'information sont nécessaires à l'émission de facturation mensuelle de la consommation sur données réelles (*cf.* § II.1.1.b ci-dessus).
- c. En second lieu, il est nécessaire que, afin d'améliorer leur exactitude, les applications de facturation non-périodiques concernant les utilisateurs disposent, par le biais de la télégestion, de données réelles. En particulier, il est nécessaire que les processus de changement de fournisseur, de changement d'offre de fourniture, de mise en service, de résiliation, de changement de puissance souscrite ou de changement de formule tarifaire d'acheminement bénéficient d'un relevé spécial qui permettra de les fonder sur des données de comptage réelles et non contestables.
- d. À ce jour, une modification dans le choix des paramètres de la tarification nécessite, sauf dans certains cas particuliers, que le gestionnaire de réseaux intervienne sur le compteur et/ou sur le disjoncteur de branchement du demandeur. Sans évolution des moyens et des procédures, l'apparition de nouvelles offres de fourniture (*cf.* § II.1.2 ci-dessus) ne serait pas sans augmenter le nombre de ces interventions, tributaires d'un rendez-vous contraignant pour les parties et dont les conditions de convention peuvent générer des retards inutiles dans les prises d'effet ou les résiliations de contrats.

Pour remédier à ces situations, il est nécessaire que les nouveaux systèmes de comptage évolués permettent d'effectuer à distance les types les plus courants de modifications des paramètres de la tarification. Il conviendra de traiter prioritairement de cette manière les changements ou modifications de calendriers tarifaires ainsi que les évolutions de puissance souscrite à l'intérieur de la plage admissible pour les équipements.

- e. La mise en service ou la résiliation de l'accès au réseau de distribution nécessitent la manœuvre d'un organe de coupure, l'AGCP (appareil général de coupure et de protection – disjoncteur de branchement imposé par la norme NF C14-100) ou le coupe-circuit individuel de branchement.

Pour permettre au gestionnaire de réseaux d'avoir la maîtrise de l'accès au réseau sans que cela nécessite une intervention particulière, il est nécessaire que le compteur évolué intègre un interrupteur télécommandable. Cet interrupteur pourra être confondu avec le dispositif limiteur (*cf.* § II.1.4.d ci-dessus).

Cette disposition ne doit pas remettre en cause la fonction de protection de l'AGCP prévue par la réglementation (*cf.* arrêté du 22 octobre 1969, article 1^{er}).

- f. La modification à distance de la puissance souscrite entraîne la nécessité d'équiper le point de comptage d'un dispositif de coupure à seuil de déclenchement paramétrable à distance. Le pas de réglage du seuil de déclenchement de ce dispositif limiteur devra être de 1 kVA.

L'intégration de dispositifs limiteurs de puissance doit prendre en compte les critères suivants :

- pour que le dispositif limiteur remplisse son rôle tarifaire, son critère de déclenchement doit être compatible avec celui de l'AGCP. En particulier, le calibre des AGCP devra être choisi pour tenir compte, d'une part, du facteur de puissance, d'autre part, de l'éventuelle tarification à dépassement de puissance active et, enfin, de la possibilité de modifier à distance la puissance souscrite dans les limites de la puissance acceptable sur le branchement ;
- le dispositif limiteur retenu doit être compatible avec le degré d'accessibilité du compteur, pour permettre à l'utilisateur, le cas échéant, de réarmer l'appareil de coupure dans des conditions au moins comparables à celles du réarmement de l'AGCP. Dans le cas où le compteur évolué ne serait pas aisément accessible à l'utilisateur, celui-ci pourra, sans préjudice des procédures qui devront être mises en place pour garantir la sécurité des personnes et des biens, demander au gestionnaire de réseaux un réarmement à distance ;
- pour les utilisateurs alimentés en triphasé, les gestionnaires de réseaux de distribution devront veiller à ce que le dispositif limiteur utilise un critère de puissance globale, et non pas un critère de puissance par phase (en particulier pour les petites puissances). Si la limite de déséquilibre admissible sur le raccordement risque d'être dépassée, notamment en regard de la section du conducteur de neutre, le système de comptage évolué pourra prévoir un critère de puissance autorisée par phase ;
- pour les consommateurs bénéficiant d'une aide de la collectivité, le dispositif limiteur devra pouvoir accepter les valeurs de réglage prévues par la réglementation applicable (à ce jour, le plafond de soutirage est fixé à une puissance de 3 kVA).

Dans ces conditions, l'actuel AGCP, distinct du compteur, conservera sa fonction première qui est de protéger le réseau public de distribution contre les effets d'un défaut dans l'installation du client.

- g. À ce jour, pour les petites installations de consommation, les données externes d'alimentation du mécanisme de reconstitution des flux sont les index de comptage semestriels et, plus rarement, des auto-relevés intermédiaires.

Or, une augmentation de la quantité et de la qualité des données de comptage – dans la mesure où le système de reconstitution des flux l'accepterait – améliorerait ce processus, en termes de diminution des volumes d'énergie concernés par la réconciliation, comme en termes de réduction du délai de réconciliation.

Il est, donc, nécessaire que le mécanisme de reconstitution des flux bénéficie de la capacité des systèmes de comptage évolué à fournir des données de comptage de manière plus régulière et plus systématique.

Enfin, dans le but de garantir la souplesse de l'évolution des offres de fourniture au regard du système de profilage, la capacité du système de communication devra permettre l'utilisation de la courbe de charge pour le traitement de la clientèle bénéficiant d'offres de fourniture construites selon d'autres périodes tarifaires que les périodes tarifaires du tarif réglementé de vente d'électricité appliqué par les fournisseurs historiques.

2. La minimisation des coûts des gestionnaires de réseaux, à niveau égal ou supérieur de la qualité du service rendu par les réseaux

Le déploiement par les gestionnaires de réseaux de distribution de systèmes de comptage évolué doit, d'une part, permettre une mesure plus détaillée de la qualité du service rendu par les réseaux et, d'autre part, contribuer à la réduction des coûts d'exploitation supportés par les gestionnaires de réseaux.

2.1. La participation au suivi de la qualité de la fourniture électrique

- a. Le déploiement par les gestionnaires de réseaux de distribution de systèmes de comptage évolué doit anticiper les développements futurs de la réglementation relative à la qualité de service des réseaux. L'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 modifiée prévoit un décret selon lequel « *les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution* ». La réglementation pourrait fixer un nombre annuel maximal de coupures longues à respecter pour chaque utilisateur raccordé en basse tension et inclure des dispositions concernant les coupures brèves.
- b. Il est, donc, nécessaire que les compteurs électroniques évolués intègrent le suivi du niveau de la tension et le suivi de l'occurrence des coupures longues et brèves. Plus précisément, les compteurs devront enregistrer :
 - la date de survenance et la durée des coupures longues et des coupures brèves ;
 - la date et la durée des excursions de la tension hors de la plage réglementaire, en variation lente.

Pour permettre une comparaison des résultats enregistrés à des objectifs vraisemblablement fixés pour une période annuelle, les données devront être mémorisées par le compteur, ou à défaut par le système d'information, pendant une durée minimale de deux années glissantes.

- c. La méthode de décompte des coupures longues et brèves s'inspirera de celle qui est actuellement décrite dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux de distribution pour le traitement des consommateurs raccordés en HTA. Cette méthode est reprise dans les contrats d'accès aux réseaux des consommateurs raccordés en HTA dont les modèles sont annexés à la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux de distribution.
- d. La méthode d'évaluation du niveau de la tension devra être celle de la norme NF EN 50160, aujourd'hui fondée sur l'intégration de la tension efficace sur des intervalles successifs et contigus de 10 minutes. Le système d'information devra avoir la capacité de s'adapter à une évolution de la méthode de mesure du niveau de la

tension, si elle est amenée à évoluer (en particulier sur la durée de la période d'intégration).

2.2. *La réduction du volume des pertes non techniques (PNT)*

- a. Les pertes non techniques sont constituées de la part d'énergie qui est consommée par les utilisateurs finals et que le gestionnaire de réseaux de distribution ne peut pourtant facturer. Elles trouvent principalement leur origine dans :
 - les fraudes ;
 - les dérives asymétriques des dispositifs de mesure et de comptage (par le fait du vieillissement de ces équipements, d'une part, ou en période de très faible consommation, d'autre part) ;
 - l'absence de facturation systématique des consommations inter-occupants ;
 - l'asymétrie des modalités de correction des données dans les cas de défaillance de dispositifs de mesure et de comptage ;
 - l'oubli de points de consommation.
- b. La réduction des pertes non techniques relève de la mission générale des gestionnaires de réseaux de distribution. Cependant, si le déploiement par les gestionnaires de réseaux de distribution de systèmes de comptage évolué n'a pas pour but principal la réduction des pertes non techniques, il peut y apporter une contribution notable.

Il convient, donc, que ce déploiement soit réalisé dans des conditions permettant aux gestionnaires de réseaux de distribution de bénéficier de cette contribution, par les divers biais suivants :

- le remplacement systématique des compteurs électromécaniques entraînera la disparition de la sous-estimation de leurs index, consécutive à leur vieillissement ;
- l'augmentation de la fréquence de relevé permet une détection plus rapide de la défaillance du compteur et, par conséquent, une diminution du volume d'énergie à corriger ;
- la campagne de remplacement des compteurs fournira l'opportunité de détecter, puis de réintégrer des points de soutirage indûment soustraits aux systèmes d'informations des gestionnaires de réseaux ;
- la facilitation des relevés spéciaux et la possibilité d'effectuer à distance la mise en service ou la résiliation de l'accès peuvent, dans une large mesure, permettre d'envisager de limiter la consommation en cas d'absence de contrat de fourniture ;
- les systèmes de comptage évolué sont susceptibles d'intégrer des dispositifs de détection de fraude et des fonctions d'autodiagnostic destinées à alerter le gestionnaire de réseau ;
- les systèmes de comptage évolué peuvent contenir des fonctionnalités spécifiques permettant de déterminer le niveau de pertes du réseau de distribution (somme des pertes techniques et des pertes non techniques). Ces fonctionnalités permettent d'identifier les zones où les pertes excèdent les valeurs de pertes techniques prévues par les modèles de simulation des réseaux et conduisent à un meilleur ciblage des zones requérant des actions correctives éventuelles.

2.3. *La minimisation des coûts des opérations périodiques et non périodiques*

- a. Le recensement plus détaillé des événements affectant la qualité du service rendu par les réseaux est de nature à permettre une gestion technique plus fine du réseau, en termes d'interventions pour travaux (maintenance, renforcement ou renouvellement), vers des pratiques plus systématiques et plus économiques. Le déploiement des systèmes de comptage évolué devra, donc, intégrer le recueil et le traitement d'informations sur la qualité de la fourniture (cf. § II.2.1.b ci-dessus) en vue d'améliorer la performance technico-économique de l'exploitation des réseaux. Les comptes rendus d'activité périodiques demandés par la CRE aux gestionnaires de réseaux de distribution devront pouvoir bénéficier de la précision accrue de l'information ainsi recueillie et traitée.
- b. Le déploiement des systèmes de comptage évolué a notamment pour objectif de permettre d'effectuer à distance de nombreuses opérations qui, actuellement, nécessitent le déplacement d'un agent. Parmi les opérations traditionnellement concernées, on peut mentionner le relevé périodique, le changement de puissance souscrite, la résiliation ou la remise en service de l'accès, la coupure ou le rétablissement. À celles-ci devraient, encore, s'ajouter des opérations principalement dues à l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, comme le changement de calendrier tarifaire et le relevé spécial.

Les nouveaux systèmes de comptage évolué permettront de réduire le coût marginal de ces opérations et, partant, d'en augmenter la fréquence, pour mieux répondre aux nouvelles conditions de fonctionnement du marché de l'électricité.

- c. Pour les nouveaux systèmes de comptage évolué, les gestionnaires de réseaux devront choisir des technologies qui garantissent qu'un minimum de 98 % des opérations à distance seront exécutées dans des délais conformes aux exigences des processus et opérations du marché (cf. § II.1 ci-dessus). Les technologies choisies devront permettre de définir des processus et opérations prioritaires.
- d. Les systèmes de comptage évolué permettent une automatisation accrue des procédures qui contribue à rendre plus fiables et plus fluides les différents processus du marché (cf. § II.1.4 ci-dessus). Ce résultat ne peut être atteint que par des spécifications adaptées du système de communication et du système d'information gérant la fonction de comptage. Ces systèmes de comptage évolué devront comporter des interfaces avec les systèmes d'information des fournisseurs, dont les spécifications techniques détaillées seront issues de la concertation avec ceux-ci.
- e. La mise en œuvre d'un dispositif de coupure télécommandable (cf. § II.1.4.f ci-dessus) permettra une accélération des procédures de coupure pour défaut de paiement. Une attention particulière devra être portée à la fiabilisation de ces procédures et à la réparation des préjudices causés par les erreurs qui surviendraient dans leur déroulement.

III. - La maîtrise de la demande en énergie (MDE) et la réduction des émissions carbonées (CO₂)

La maîtrise de la demande en énergie (MDE) et la réduction des émissions carbonées (CO₂) sont des préoccupations générales de la politique énergétique qui n'entrent pas directement dans la compétence de la CRE.

Toutefois, comme cela a été rappelé dans les présentes orientations, l'article 4-IV de la loi du 10 février 2000 modifiée par la loi du 13 juillet 2005, dispose que les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité doivent « *mettre en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* » (i.e. pendant les périodes de pointe).

Par ailleurs, la diminution de la demande peut également être requise pour éviter que des épisodes troublés de l'exploitation du système électrique ne conduisent à la survenue de *black-out*. Les dispositions en ce sens sont fixées par la réglementation (cf. arrêté du 5 juillet 1990 modifié fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques).

Le déploiement de systèmes de comptage évolué sur les réseaux publics de distribution peut contribuer à la mise en œuvre de ces principes si ces systèmes sont conçus pour atteindre les objectifs suivants :

1. La diminution de la demande globale et de la pointe

Les deux composantes d'action de la maîtrise de la demande en énergie sont, d'une part, la réduction de la consommation et, d'autre part, le déplacement des consommations en dehors des périodes de pointe durant lesquelles il est nécessaire d'appeler des moyens de production contribuant substantiellement aux émissions carbonées. Le compteur d'électricité et la facture périodique, recommandés par la directive 2006/32/CE, sont les vecteurs naturels de l'information du consommateur et l'incitation à un comportement plus économe en énergie (cf. directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, article 13, § 1 et § 2).

Il est, donc, nécessaire que les systèmes de comptage évolué puissent transmettre rapidement aux consommateurs les signaux correspondants aux plages tarifaires des fournisseurs (cf. § II.1.2.c ci-dessus).

De plus, afin de faciliter la proposition par les fournisseurs d'offres énergétiques différenciées permettant de mieux satisfaire des besoins diversifiés, il est nécessaire que les systèmes de comptage évolué mis en place par les gestionnaires de réseaux de distribution puissent accepter la connexion de dispositifs d'information et de contrôle développés par les fournisseurs (cf. § II.1.2.f ci-dessus).

2. La facilitation de l'insertion de micro-génération dans le cadre de la diversification du bouquet énergétique

- a. Le parc de micro-installations de production d'électricité au sein des petites installations de consommation est appelé à se développer. Il est nécessaire que la mise en place des compteurs évolués soit adaptée à ce développement. Plus précisément, les fonctionnalités demandées par les présentes orientations pour les installations de consommation devront être étendues aux spécificités des installations de production.

C'est, en particulier, le cas de la courbe de charge qui devra être mesurée et enregistrée en soutirage et en injection.

- b. À la différence des installations de consommation, il n'existe pas de notion de puissance souscrite pour les installations de production. En basse tension, cette différence entraîne la disparition de la fonction tarifaire d'un éventuel dispositif limiteur. Le dispositif limiteur adjoint aux nouveaux compteurs évolués ne place pas une installation comprenant à la fois de la consommation et de la production, et susceptible de se trouver alternativement dans des situations de soutirage ou d'injection, dans l'obligation de limiter son injection à hauteur de la puissance souscrite pour le soutirage.
- c. Selon la réglementation, « *les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber d'énergie réactive* » (cf. arrêté du 17 mars 2003, article 7). Dans le cas où les principes de construction de l'installation de production n'empêchent pas cette absorption, il est nécessaire qu'un dispositif mesure cette dernière, s'il ne la limite pas. Le nouveau système de comptage évolué devra alors mesurer la quantité d'énergie réactive absorbée.

3. *La mise en œuvre de systèmes de délestage et de relestage partiels*

En cas de déséquilibre entre la demande d'énergie et la capacité de production, les réseaux publics de distribution d'électricité sont, pour leur sauvegarde, équipés de dispositifs de délestage visant à réduire progressivement – par tranche de 20 % – la demande d'électricité, par coupure sélective de l'alimentation des départs HTA des postes sources (les départs HTA alimentant des utilisateurs prioritaires sont exclus des dispositifs de délestage). Plus particulièrement, ces dispositifs sont appelés à fonctionner dans les deux types de circonstances suivants :

- en cas de prévision d'une insuffisance de moyens de production pour faire face à la demande, le dispositif est actionné préventivement, de manière programmée et en alternant les départs HTA concernés (on parle de délestages « *tournants* ») ;
- en cas d'incident sur le réseau conduisant à une insuffisance fortuite de capacité de production, le dispositif est actionné de manière automatique et instantanée sur un critère de baisse de fréquence.

Sans présumer de performances dans ce dernier cas, l'utilisation d'un système de comptage évolué pourrait permettre de remplacer les systèmes en place pour les délestages tournants, en leur suppléant avec les fonctionnalités suivantes :

- l'individualisation des délestages par limitation de la puissance appelée, et non par coupure ;
- la graduation plus fine des séquences de délestage ;
- la limitation du délestage aux consommateurs, dans le but de conserver l'apport des installations de production raccordées au réseau de distribution ;
- le maintien individualisé du service prioritaire de l'alimentation en énergie électrique ;
- la graduation plus fine des séquences de relestage.

IV. - Les prescriptions générales relatives au comptage de l'électricité en basse tension

Outre les orientations dues aux perspectives apportées par les nouvelles fonctionnalités des systèmes de comptage évolués, tout système de comptage de l'électricité doit respecter les principes généraux suivants :

1. *La précision de la mesure*

Les présentes orientations des services de la CRE n'ont pas vocation à établir des prescriptions sur la précision des compteurs de basse tension à branchement direct, dans la mesure où les dispositions de l'arrêté du 28 avril 2006 sont suffisantes (cf. annexe MI-03 de l'arrêté).

2. *Les modalités de correction technique des données de comptage pour les compteurs non situés au point d'application de la tarification*

Pour les petites installations de consommation raccordées en basse tension, le compteur est situé à l'amont de la limite du réseau public de distribution matérialisée par l'AGCP. Or, lorsque le compteur et la limite du réseau public ne sont pas proches, la portion de réseau qui les sépare est le siège de pertes techniques, les pertes par effet Joule – les pertes fer et diélectriques peuvent dans ce cas être considérées comme négligeables.

Dès lors, le compteur électrique ne mesure pas exactement l'énergie active échangée entre le réseau public de distribution et l'installation privée.

Pour corriger cette erreur défavorable à l'utilisateur, les données de comptage doivent être corrigées si l'écart de mesure dû aux pertes par effet Joule sur le réseau public peut être estimé à plus de 1 % de l'énergie ayant transité.

Les modalités de calcul de cette correction devront être décrites dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau. En l'absence de ces modalités, le facteur de correction devra être proportionnel à la longueur de réseau basse tension qui sépare le compteur de la limite du réseau public, à hauteur de 20 % par kilomètre.

3. *Les modalités d'archivage des données de comptage*

L'utilisateur ou tout tiers mandaté par lui doivent pouvoir obtenir auprès du gestionnaire de réseau de distribution les données le concernant, recueillies et transmises par le système de comptage évolué sur une période rétrospective de deux années. Ce droit d'accès ne préjuge pas de l'application des délais d'archivage de droit commun.

4. *Les modalités de traitement des données en cas de défaillance du comptage*

- a. Pour tenir compte de dysfonctionnements éventuels du système de comptage évolué, d'erreurs de transmission des données ou d'effets indésirables d'interventions sur le système de comptage évolué, les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent être amenés à effectuer un traitement des données de comptage avant de les mettre à disposition des différentes parties prenantes. Les corrections ainsi effectuées doivent

être accessibles et explicables pour comparer les données enregistrées par le compteur à celles que le gestionnaire de réseaux a finalement retenues.

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, 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 relevés antérieurs, si les données correspondantes sont disponibles ;
 - pour des données de comptage indisponibles et en l'absence de relevé antérieur pour l'installation concernée, les données corrigées sont établies sur la base de celles d'une installation comparable.
- b. L'utilisateur de réseau, le gestionnaire de réseaux ou toute partie prenante doivent s'informer 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 évolué ou de la transmission des données de comptage.
- c. Les modalités de correction des données de comptage en cas de défaillance des dispositifs de comptage d'énergie devront être décrites dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau et être reprises dans les contrats d'accès aux réseaux publics d'électricité.

5. *L'exhaustivité de la migration du parc de compteurs en basse tension*

En basse tension, le compteur électrique est situé sur la partie terminale du raccordement, dénommée branchement. L'ensemble des consommateurs doivent pouvoir bénéficier, sans discrimination, du changement de compteur envisagé par le gestionnaire du réseau public de distribution, quelles que soient la configuration de leur raccordement, la localisation de leur compteur actuel ou la situation du site par rapport au réseau public de distribution d'électricité.

—

Annexe – Résumé des objectifs de performances et fonctionnalités communes minimales d'un système de comptage évolué

1. Fonctionnalités et performances du système de télégestion

1.1. Les fonctionnalités et performances du système de télégestion :

- Capacités de communication suffisantes pour relever tous les compteurs électriques chaque jour.
- Coupure et autorisation de rétablissement de l'alimentation à distance.
- Modification de la puissance souscrite à distance.
- Changement ou modifications du calendrier tarifaire à distance.
- Performances de télé-opération suffisantes pour assurer une tarification en *J-1*, avec préavis du fournisseur au gestionnaire de réseaux avant 16h00 (tarification de pointe mobile, par exemple).
- Offres de fourniture à calendriers tarifaires propres à chaque fournisseur (pour garantir la souplesse de l'évolution des offres de fourniture et la compatibilité avec le système de profilage, la capacité du système de communication devra permettre l'utilisation de la courbe de charge pour le traitement de la clientèle bénéficiant d'offres de fourniture qui ne sont pas assises sur les périodes tarifaires du tarif réglementé de vente d'électricité).
- Compatibilité avec des systèmes d'offres de fourniture à durée et quantité limitées par tout fournisseur.
- Maintien de la tarification historique.
- Pour l'utilisateur de réseau (ou les tiers désignés par lui), possibilité d'accès à toutes les données de comptage enregistrées et mesurées par le compteur.

1.2. L'usage de la télégestion :

- Emission de facturation mensuelle sur données réelles.
- Information du consommateur sur la qualité de l'électricité qui lui a été délivrée.
- Généralisation du relevé spécial en cas de changement de fournisseur ou d'offre de fourniture, de mise en service ou de résiliation de l'accès et de changement de puissance souscrite ou de formule tarifaire d'acheminement.

1.3. Les requêtes générales :

- Archivage des données de comptage sur deux années.

2. Fonctionnalités et performances des appareils de comptage et de mesure

2.1. La mesure et les enregistrements :

- Deux systèmes d'index indépendants : quatre index pour le tarif d'utilisation des réseaux publics et dix index pour la fourniture (prix marché ou tarif réglementé de vente d'électricité).

- Courbe de charge (puissance active) à pas paramétrable, pour une capacité minimale de deux mois glissants au pas demi-horaire. Le pas d'intégration doit pouvoir prendre les valeurs 30 et 60 minutes.
- P_{\max} (selon un mode de mesure qui pourra être utilisé pour la détermination de la puissance souscrite).
- Paramètre de qualité de l'électricité fournie (date de survenance et durée des coupures longues et brèves, date et durée des excursions de la tension hors de la plage réglementaire), avec une mémorisation pendant deux années glissantes.
- Possibilité de tarification à dépassement de puissance active.

2.2. L'affichage :

- Index horo-saisonniers.
- Puissance instantanée.
- Valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}).

2.3. Le dispositif limiteur :

- Seuil de coupure paramétrable par pas de 1 kVA.

2.4. Les télé-opérations (communication vers et depuis l'amont du compteur) :

- Capacité de télé-relever toutes les données enregistrées (flux d'énergie et qualité).
- Télé-paramétrage (calendriers tarifaires et puissance souscrite).
- Télé-coupure et autorisation de rétablissement à distance.

2.5. La communication vers l'aval du compteur :

- Au moins un relais commandé sur la base du calendrier tarifaire du distributeur ou du fournisseur.
- Interface de transmission des données réservée à l'utilisateur de réseau (ou les tiers désignés par lui), capable, entre autres, de transmettre toutes les données de comptage enregistrées ou mesurées par le compteur à un équipement d'affichage déporté ou à un dispositif développé par le fournisseur : *a minima*, la puissance instantanée, une ou plusieurs indications de période tarifaire (dont une alerte de dépassement de la puissance souscrite), les index horo-saisonniers, des éléments de courbe de charge, la valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}), les derniers écarts de la qualité de la fourniture électrique et l'état de l'interrupteur intégré.

—