

# REFERENTIEL EN MATIERE DE COMPTAGE

21/02/2007

Date Publication :

Référence :

Version n° :

## SOMMAIRE

<b>I. CARACTERISTIQUES DES PARTIES DES DISPOSITIFS DE COMPTAGE INSTALLÉES PAR L'UTILISATEUR, EN PARTICULIER LES REDUCTEURS DE MESURES.....</b>	<b>4</b>
I.1 Comptage avec compteur(s) vert électromécanique(s) (CVEM) :.....	4
I.2 Comptage avec compteur(s) vert électronique(s) (CVE) :.....	4
I.3 Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure :.....	5
I.4 Vérification de conformité avant la mise en service :.....	5
I.5 Précisions des différents types de matériels de comptage :.....	6
<b>II. DESCRIPTION DES CONDITIONS D'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE.....</b>	<b>8</b>
II.1. Dispositions générales en matière de comptage :.....	8
II.2. Mise à disposition cyclique des données de comptage :.....	8
<i>II.2.1. Flux compteurs à index.....</i>	<i>8</i>
<b>II.2.1.1. Définition des données compteur à index BT≤36kVA.....</b>	<b>8</b>
<b>II.2.1.2. Définition des données compteur à index BT&gt;36kVA.....</b>	<b>9</b>
<b>II.2.1.3. Reconstitution des flux BT ≤ 36kVA, BT &gt; 36kVA, HTA.....</b>	<b>10</b>
<b>II.2.1.4. Mise à disposition des données .....</b>	<b>10</b>
<b>II.2.1.5. Format du fichier.....</b>	<b>10</b>
<b>II.2.1.6. Modalités de correction ou de remplacement en cas de défaillance                 ou d'arrêt :.....</b>	<b>10</b>
<i>II.2.2. Flux compteurs à courbes de charges .....</i>	<i>11</i>
<b>II.2.2.1. Définition des données.....</b>	<b>11</b>
<b>II.2.2.2. Reconstitution flux, validation.....</b>	<b>11</b>
<b>II.2.2.3. Mise à disposition mensuelle des données compteurs CdC.....</b>	<b>11</b>
<b>II.2.2.4. Format du fichier.....</b>	<b>11</b>
<b>II.2.2.5. Modalités de correction ou de remplacement en cas de défaillance                 ou d'arrêt :.....</b>	<b>11</b>
II.3. Accès aux données brutes .....	12
<i>II.3.1. Points de livraison HTA dont puissance souscrite &gt; 205kW ou 100kVA .....</i>	<i>12</i>
<i>II.3.2. Points de livraison HTA dont puissance souscrite &lt; 205kW ou 100kVA .....</i>	<i>12</i>
<i>II.3.3. Accès aux données brutes compteurs à CdC .....</i>	<i>12</i>
<b>II.3.3.1. Bornier utilisateur .....</b>	<b>12</b>
<b>II.3.3.2. Service de Télérelevé .....</b>	<b>13</b>
<i>II.3.4. Accès aux données brutes compteur à index HTA BT &gt;36kVA et                 BT ≤ 36kVA.....</i>	<i>13</i>
<b>III. DESCRIPTION DES SYSTEMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION DES DONNEES DE COMPTAGE :.....</b>	<b>14</b>
III.1. Généralités sur le relevé des compteurs.....	14
III.2. Informations disponibles localement :.....	15

**IV. MODALITES DE CORRECTION DES DONNEES DE COMPTAGE  
LORSQUE LE COMPTAGE NE SE SITUE PAS AU POINT D'APPLICATION  
DE LA TARIFICATION ..... 16**

IV.1. Pertes actives : .....	17
IV.1.1. Dans le transformateur .....	17
IV.1.2. Dans le réseau (lignes et câbles).....	18
IV.2. Corrections d'énergie réactive.....	18
IV.2.1. Dans le transformateur .....	18
IV.2.2. Dans le réseau (lignes et câbles) .....	18
IV.3. Calcul pratique des pertes et corrections .....	18
IV.3.1. Correction de puissance.....	18
IV.3.2. Correction de l'énergie active .....	19
IV.3.3. Correction de tangente.....	19
IV.3.4. Valeurs usuelles des coefficients de correction .....	20
<b>IV.3.4.1. Coefficients des pertes fer <math>P_{f\ tr}</math> et de pertes Joules <math>P_{j\ tr}</math> des transformateurs HTA / BT 20 .....</b>	<b>21</b>
<b>IV.3.4.2. Coefficients de pertes Joules réseau .....</b>	<b>21</b>
<b>IV.3.4.3. Coefficient correction de la tangente .....</b>	<b>21</b>

**V. DESCRIPTION DES SIGNAUX TARIFAIRES ..... 21**

V.1. Cas des compteurs Electronique Vert et Jaune : .....	22
V.2. Cas des compteurs nécessitant des signaux tarifaires (Jaune et Vert Electromécanique et Tarif Bleu) : .....	22

**VI. DESCRIPTION DES INFORMATIONS MISES A DISPOSITION  
DE L'UTILISATEUR..... 23**

VI.1. Caractéristiques générales des informations mises à disposition .....	23
VI.2. Informations disponibles par type de comptage.....	25
VI.2.1. Comptages BT $\leq 36kVA$ : .....	25
VI.2.2. Comptages BT $> 36kVA$ : .....	25
VI.2.3. Comptages HTA : .....	26

**VII. MODALITES CONTRACTUELLES DE TRAITEMENT**

**DES LITIGES : ..... 28**

**VIII. ANNEXES..... 29**

VIII.1. Fiche SL7000 Vert : .....	30
VIII.2. Fiche CEVATEC 2000 : .....	31
VIII.3. Fiche CVE Chauvin Arnoux : .....	32
VIII.4. Fiche SL7000 (Jaune) : .....	33
VIII.5. Fiche A70TJ (Jaune) : .....	34

## I. CARACTERISTIQUES DES PARTIES DES DISPOSITIFS DE COMPTAGE INSTALLEES PAR L'UTILISATEUR

Les seules parties des dispositifs de comptage installées par l'utilisateur sont :

Les réducteurs de mesure des utilisateurs HTA.

- les Transformateurs de Tension (« TT », appelés aussi « TP » pour transformateur de potentiel)
- les Transformateurs de Courant (« TC »)

Les informations disponibles à propos des caractéristiques de ces matériels sont énumérées dans la liste ci-dessous des normes et documents de spécifications EDF (HN).

La ou les liaisons téléphoniques nécessaires au Télérelevé du compteur

Le dispositif de télé-relevé doit être disponible avant la mise en service. Si le branchement de télécommunication nécessaire pour le télé-relevé n'est pas disponible à temps avant la mise en service, le relevé du Compteur se fait par lecture locale aux frais du Fournisseur (relevé spécial), à moins que la Régie ne soit responsable du retard.

Les retards du fait du Client sont mis à la charge du Fournisseur. Le montant des frais peut être consulté dans le Catalogue des Prestations, mis à disposition sur le site Internet de la Régie.

Une ligne téléphonique doit être mise à la disposition de la Régie pour chaque Compteur du Site, et doit arriver à proximité d'au moins une des interfaces de communication du dispositif de comptage.

Elle devra être équipée des dispositifs de protection exigés par l'opérateur téléphonique dans le cadre des installations de communication en environnement électrique (isolation galvanique).

Si, en raison d'une situation locale exceptionnelle, aucun branchement de télécommunication filaire satisfaisant ne peut être installé au PADT, les Parties pourront s'entendre sur l'installation d'un modem GSM au voisinage de l'installation de comptage.

Ce point, ainsi que les conditions financières applicables, sera précisé aux conditions particulières du Contrat Unique concerné.

Si cette ligne est posée par un opérateur téléphonique, la pose est prise en charge par la Régie, l'abonnement RTC ou GSM est au nom de la Régie et facturé sans majoration au Fournisseur.

Si le dispositif de comptage le nécessite, le PADT doit disposer d'une alimentation auxiliaire. La continuité de cette alimentation doit être au moins équivalente à la continuité de l'alimentation du Site. Cette alimentation doit être prise sur un circuit spécifique.

### I.1. Comptage avec compteur(s) vert électromécanique(s) (CVEM) :

pour les TC et TT : NFC 42-500 et NFC 1 3-100 § 55

pour les TT : NFC 42-501 et HN 14 S 40

pour le TC : NFC 14-502 et HN 14 S 40 pour le TC en HTA et HN 42-S-55 pour le TC en BT

## I.2. Comptage avec compteur(s) vert électronique(s) (CVE) :

pour les TC et TT : NFC 1 3-100 § 55

pour les TT : CEI 60044-2 (alias CEI 44-2)

pour le TC : CEI 60044-1 (alias CEI 44-1)

## I.3. Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure :

Les réducteurs de mesure installés, soit dans le cadre d'une rénovation ou mise à niveau d'une installation existante, soit à la création d'une nouvelle installation, doivent bénéficier d'une autorisation d'emploi attribuée par le gestionnaire du réseau de distribution. Cette autorisation atteste que le matériel a fait l'objet d'une procédure de qualification de matériel.

Concernant les nouveaux transformateurs de courant installés, ce cahier des charges est constitué des documents suivants :

- la spécification technique HN 64-S-41 d'Octobre 1992 décrivant les caractéristiques techniques et son amendement n° 1 de Novembre 1997
- la norme CEI 60044-1 (1996, révision 2000) décrivant les performances des appareils,

Concernant les nouveaux transformateurs de tension installés, ce cahier des charges est constitué des documents suivants :

- la spécification technique HN 64-S-42 de Novembre 1994 décrivant les caractéristiques techniques et son amendement n° 1 de Novembre 1997,
- la norme CEI 60044-2 décrivant les performances des appareils,
- les normes NF C 1 3-100 et NF C1 3-200,
- la norme NFC 42-501 de mars 1973,
- ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ces documents font référence.

## I.4. Vérification de conformité avant la mise en service :

Dans le cas où la fourniture des transformateurs de mesure est assurée par l'utilisateur, l'installateur ou le constructeur devra fournir au distributeur RME, avant la mise en service des transformateurs de mesure, un procès verbal d'essais par transformateur conformément à la norme NFC 13-100, paragraphe 561.4.

La fourniture de ce document ne se substitue pas à un contrôle à la mise en service de toute la chaîne de comptage y compris les transformateurs de mesure par le gestionnaire du réseau de distribution.

## I.5. Précisions des différents types de matériels de comptage :

Type de compteur		Transformateurs de tension	Transformateurs de courant	
<b>A) Electro-mécanique du Tarif Vert</b>	Puissance de précision	50 VA	<i>En BT :</i>	<i>En HTA :</i>
			15 VA	30 VA
	Classe de précision	0,5	0,5	0,5
	Rapports de transformation	20000/100 ou 15000/100 5000/100 (selon la Tension de Un)	50/5-100/5-200/5-500/5-1000/5-2000/5 ou 200-500/5 500-1000/5 1000-2000/5	5,10,20,50,100,200,400,600,800,1200 / 5 ou 5-10,10-20,50-100,100-200,200-400,400-800,600-1200 / 5
<b>B) Vert Electronique (CVE)</b>	Puissance de précision	30 VA (ou 50 VA si plusieurs compteurs ou charges)	<i>En BT :</i>	<i>En HTA :</i>
			7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)
	Classe de précision	0,5	0,5 (ou 0,5s ou 0,2s)	0,5 (ou 0,5s ou 0,2s)
	Rapports de transformation	20000/100 ou 5000/100 (selon la valeur de Un)	100/5-200/5-500/5-1000/5-2000/5	10/5-20/5-50/5-100/5-200/5-400/5
<b>C) AMBRE SL7000 VERT</b>	Puissance de précision	15 VA ou 30 VA <sup>1</sup>	<i>En BT</i>	<i>En HTA</i>
			7,5 VA <sup>1</sup>	7,5 VA <sup>1</sup>
	Classe de précision	0,5	0,2s <sup>2</sup>	0,2s <sup>2</sup>
	Rapports de transformation	20000/100 ou 15000/100 5500/100 (selon la valeur de Un)	200/5-1000/5-2000/5	20/5-50/5-100/5-200/5-400/5 ou 200-500/5

Nota :

S Les préconisations ci-dessus correspondent aux cas les plus fréquents - des cas particuliers peuvent nécessiter des valeurs spécifiques et sont à traiter dans le respect des règles de l'art notamment dans le cas d'adaptation d'un poste utilisateur existant avec le remplacement d'un compteur électromécanique par un compteur électronique.

S Dans certains cas : producteur en particulier, il est nécessaire de disposer d'une tension pour l'alimentation de dispositifs particuliers : protection de découplage, référence réseau pour le synchro-couleur... Cette tension est fournie par un second secondaire du TT de classe protection distinct du secondaire de classe mesure réservé au comptage ou de préférence par un transformateur spécifique.

<sup>1</sup> Pour définir la puissance du transformateur, il faut ajouter aux puissances consommées par les appareils connectés la puissance absorbée par le câblage ( Annexe table 2) . Les préconisations ci-dessus correspondent aux cas les plus fréquents des cas particuliers peuvent nécessiter des valeurs spécifiques et sont à traiter dans le respect des règles de l'art.

<sup>2</sup> Utilisation de TC de classe 0,5s en cas de difficulté de mise en œuvre ou d'acceptation par le client.

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

L'article 1er (2o) du décret du 28 décembre 1935 toujours en vigueur dispose que les compteurs d'énergie active à branchement direct dont il est fait usage en vue de la fixation de salaires, à l'occasion de transactions commerciales, d'expertises judiciaires ou d'opérations fiscales « doivent être réglés de manière que les erreurs relatives en plus ou en moins ne dépassent pas les trois centièmes, dans les conditions normales d'emploi ». Pour les comptages à branchement indirect, la réglementation technique nationale du comptage électrique est pratiquement inexistante et la normalisation internationale s'est en fait imposée.

En second lieu, l'annexe de la directive européenne du 4 novembre 1978 prescrit, selon la valeur relative du courant et le facteur de puissance, des erreurs maximales tolérées jusqu'à 2 % à 4 % pour « les compteurs à induction, d'usage courant, à branchement direct, neufs, à tarif simple ou à tarifs multiples, destinés au mesurage de l'énergie active en courant monophasé et polyphasé de fréquence 50 Hz ».

En l'absence d'autres textes réglementaires, il appartient aux gestionnaires de réseaux électriques publics d'inclure les exigences de précision ainsi les précisions de la chaîne complète (réducteur, filerie, et compteur) sont décrit ci-dessous.

Ainsi afin de garantir la précision la chaîne de mesure, le GRD RME a déterminé que le taux d'erreur de la chaîne de mesure à puissance max souscrite doit être inférieur ou égale à 2% .Cette règle sera vérifiée lors de l'étude de raccordement de la mise en service et à chaque demande de modifications de puissance.

Cette précision est dépendante de précision des réducteurs de mesure et de la précision du compteur :

### Exemple ci- dessous

Tc, TT, Compteur = classe 0,5S

Erreur de La chaîne comptage = Erreur Tc + Erreur TP+ Erreur Compteur

Si In = 50% In TC = 0,5% + 0,5% + 0,5% = 1,5% d'erreur pour la valeur max souscrite

Si In = 20% In Tc = 0,75% + 0,5% + 0,75% = 2%

## II. DESCRIPTION DES CONDITIONS D'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE

### II.1. Dispositions générales en matière de comptage

Le Distributeur accède sans réserve à l'ensemble des informations délivrées par le dispositif de comptage de référence du Site, afin d'exécuter son obligation de comptage définie à l'article 19 de la Loi.

Le Client peut, lors de l'exécution du Contrat Unique et par l'intermédiaire du Fournisseur, demander au Distributeur par lettre recommandée avec avis de réception la modification de ses modalités d'accès aux données de comptage. Cette modification fait l'objet d'un avis et prend effet à la date indiquée dans l'avis de prise en compte.

Le Client en application de l'article 2 II du décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001, autorise le Distributeur à communiquer les données de comptage du Client au Fournisseur.

Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

### II.2. Mise à disposition cyclique des données de comptage

Conformément aux dispositions de la section 9 du chapitre II de l'annexe du décret 2002-1014 du 19 juillet 2002, le Distributeur fournit au Fournisseur des prestations de comptage.

Dans le cadre de ses prestations de base, le Distributeur mettra à disposition du Fournisseur, après validation, pour chacun des PADT qu'il gère, les données suivantes :

#### *II.2.1 Flux compteurs à index*

Ce flux concerne tous les compteurs à index électromécanique ou électronique non télérelevés :

- basse tension  $\leq 36\text{kVa}$
- basse tension  $> 36\text{kVa}$
- HTA  $< 250\text{ kw}$  à index

#### **II.2.1.1. Définition des données compteur à index BT $\leq 36\text{ kVa}$**

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke les données relatives à l'énergie active injectée ou soutirée (exprimée en kWh); les valeurs des énergies actives sont déterminées à partir des index Energie active du compteur dans les différentes classes temporelles.

Le contrôle de la Puissance Souscrite en soutirage est assuré au moyen d'un disjoncteur de branchement réglé en fonction de la Puissance Souscrite.

Les données transmises comprennent :

- l'identifiant unique du Point de livraison
- la date de début et la date de fin de la période de consommation
- le type de consommation (relevée/ estimée)
- la date de création du document.
- index relevés sur les différents cadrans des Compteurs
- consommations relevées ou estimées,
- dépassements en valeur

Les données sont fonction des tarifs d'utilisation des réseaux et pourront être modifiées en fonction des évolutions ultérieures de ces tarifs.

### **II.2.1.2. Définition des données compteurs index HTA et BT >36 kVa**

- Comptage à puissance apparente (utilisateur consommateur)

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke sous forme d'index les données relatives à :

- l'énergie active soutirée (exprimée en kWh) ; les valeurs des énergies actives sont déterminées à partir des index Energie active du comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau.
- la puissance apparente (exprimée en kVA) ;

Le contrôle de la Puissance Souscrite dans les différentes classes temporelles est assuré par un ensemble d'appareils de mesure de puissance apparente à période normale d'intégration de 5 minutes. Dans certains cas de risques particuliers pour le Réseau, le Distributeur peut modifier cette période d'intégration si les appareils le permettent.

Le contrôle de la Puissance Souscrite peut également être assuré au moyen d'un disjoncteur de branchement réglé en fonction de la puissance souscrite.

- Comptage à puissance active (utilisateur consommateur ou producteur)

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke les données relatives à :

- l'énergie active soutirée ou injectée, exprimée en kWh ; les valeurs des énergies actives sont déterminées par les index Energie active du comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau pour les consommateurs, ou des tarifs d'achat pour les producteurs ;
- la puissance active, exprimée en kW ;
- l'énergie réactive soutirée ou injectée, exprimée en kVARh, est stockée sous forme d'index ;
- le contrôle de la Puissance Souscrite en soutirage dans les différentes classes temporelles et de la puissance injectée est assuré par un ensemble d'appareils de mesure de puissance active à période d'intégration de cinq ou dix minutes.

Les données transmises comprennent :

- l'identifiant unique du Point de livraison
- la date de début et la date de fin de la période de consommation
- le type de consommation (relevée/ estimée)
- la date de création du document.
- index relevés sur les différents cadrans des Compteurs
- consommations relevées ou estimées,
- puissances atteintes
- dépassements en valeur

Les données sont fonction des tarifs d'utilisation des réseaux et pourront être modifiées en fonction des évolutions ultérieures de ces tarifs.

### **II.2.1.3. Reconstitution des flux BT $\leq$ 36 kVA, BT $>$ 36 kVA, HTA**

Les échanges dans le cadre des publications GRD-RTE se font par profilage partiel. Pour le moment, seuls les sites ayant exercés leur éligibilité seront profilés. Les consommations relatives aux sites bénéficiant d'un contrat intégré seront calculées selon la méthode du RE bouclant. (cf. contrat GRD-RE)

### **II.2.1.4. Fréquence de mise à disposition des données compteur à index**

Les données cycliques des sites BT  $>$  36kVA et HTA, issues de relevés ou estimées, seront mises à disposition du Fournisseur sur une base mensuelle.

Les données cycliques des sites BT  $\leq$  36kVa, issues de relevés ou estimées, seront mises à disposition du Fournisseur sur une base quadrimestrielle.

### **II.2.1.5. Format du fichier compteur à index**

Provisoirement, les données de comptage seront transmises par télécopie sous forme de tableau, à l'adresse et n° de télécopie indiqués par le fournisseur.

Les données seront organisées dans un fichier .TXT et transmis par messagerie électronique à partir du 12/2006. La RME informera le fournisseur des évolutions en cours.

### **II.2.1.6. Modalités de correction, ou de remplacement en cas de défaillance ou d'arrêt**

- Pour les comptages  $\leq$  36 kVa

En cas de fonctionnement défectueux des appareils de mesure ou de contrôle du comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement de l'énergie, celle-ci sera calculée par comparaison avec des périodes similaires corrigées si nécessaire afin de tenir compte des évolutions intervenues : nouvelle puissance souscrite en soutirage, augmentation de puissance en injection..., à moins que des indications plus précises ne permettent de la déterminer sur d'autres bases. A défaut la quantité d'énergie livrée sera déterminée par analogie avec celle d'un Point de Livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables.

- Pour les comptages HTA et BT > 36 kVa

En cas de défaillance du dispositif de Comptage, l'énergie sera calculée en prenant comme base la moyenne journalière du mois correspondant de l'année précédente, corrigée si nécessaire afin de tenir compte des évolutions intervenues : nouvelle Puissance Souscrite en soutirage, augmentation de puissance en injection, à moins que des indications plus précises ne permettent de la déterminer sur d'autres bases.

## II.2.2 Flux compteurs à Courbes de charges

### II.2.2.1. Définition des données

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke sous forme de courbe de charge ou d'index les données relatives à :

- l'énergie active soutirée ou injectée au réseau (exprimée en kWh), à partir des puissances moyennes (kW) calculées sur chaque pas de temps actuellement fixé à 10 minutes. Chacune de ces valeurs est datée (année, jour et heure) lors du télé relevé à partir des données stockées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs en puissance active est appelé courbe de charge du Site.
- l'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau, (exprimée en kVARh), stockée sous forme d'index.

### II.2.2.2. Reconstitution des flux, validation

En cours d'élaboration. La R.M.E. informera le fournisseur des évolutions en cours.

### II.2.2.3. Mise à disposition mensuelle des données compteurs CdC

Le Distributeur adresse par messagerie électronique à l'Utilisateur la courbe des puissances actives validées par pas de temps de dix minutes relatives au mois M, au plus tard le troisième jour ouvré du mois M+1.

### II.2.2.4. Format du fichier

Fichier au format «.TXT » de Windows™ ou équivalent

### II.2.2.5. Modalités de correction et remplacement en cas de défaillance ou d'arrêt

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux du dispositif de comptage de référence, des corrections pour passer des données brutes aux données validées sont effectuées par le Distributeur selon les modalités suivantes :

Pour les données absentes ou invalides pendant une période inférieure ou égale à une heure, les grandeurs manquantes ou invalides (six points consécutifs au maximum) sont remplacées par interpolation linéaire à partir des grandeurs encadrantes ;

Pour les données absentes ou invalides pendant une période strictement supérieure à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par des données mesurées le même jour de la semaine précédente (J-7) pendant le même intervalle, éventuellement corrigées pour tenir compte d'informations complémentaires (notamment connaissance

des index énergie, évolution de puissances souscrites en soutirage, augmentation de puissance en injection..., et en tant que de besoin, les données délivrées par les dispositifs de comptage éventuellement installés par l'utilisateur sur ses installations.

## II.3. Accès aux données Brutes

### II.3.1. Points de Livraison HTA dont la Puissance Souscrite > à 250 kW ou 100kVA

Le Client, ou un tiers mandaté par lui, conserve la possibilité d'accéder aux données brutes issues du (des) Compteur(s), en particulier via la ligne téléphonique dédiée, dans une plage horaire communiquée par le Distributeur (12h00 à 24h00).

Si les accès à distance au Compteur effectués par le Client ou le tiers mandaté ne respectent pas cette tranche horaire et/ou gênent le Distributeur dans sa mission de relevé des données de comptage, l'accès distant au Compteur pourra être interrompu, après un premier préavis resté sans effet.

Cet accès distant aux données brutes nécessite que le Client ou le tiers mandaté dispose d'un logiciel lui permettant d'accéder par le réseau téléphonique commuté au Compteur et de traiter les informations délivrées. En cas de modification du dispositif de comptage, le Distributeur peut être amené à modifier les conditions d'accès à distance des données. Dans ce cas, le Client ou le tiers mandaté doit prendre à sa charge les éventuelles évolutions permettant d'assurer le fonctionnement des appareils et logiciels de sa station de relevé.

### II.3.2. Points de Livraison HTA dont la Puissance Souscrite < à 250 kW

Si l'Installation de Comptage le permet, le Client, ou un tiers mandaté par lui, conserve la possibilité d'accéder aux données brutes issues du(des) Compteur(s), en particulier via la ligne téléphonique dédiée mentionnée au 3.1.1.3.1., dans une plage horaire communiquée par le Distributeur.. Si les accès à distance au Compteur effectués par le Client ou le tiers mandaté ne respectent pas cette tranche horaire et/ou gênent le Distributeur dans sa mission de relevé des données de comptage, l'accès distant au Compteur pourra être interrompu, après un premier préavis resté sans effet.

Cet accès distant aux données brutes nécessite que le Client ou le tiers mandaté dispose d'un logiciel lui permettant d'accéder par le réseau téléphonique commuté au Compteur et de traiter les informations délivrées. En cas de modification du dispositif de comptage, le Distributeur peut être amené à modifier les conditions d'accès à distance des données. Dans ce cas, le Client ou le tiers mandaté doit prendre à sa charge les éventuelles évolutions permettant d'assurer le fonctionnement des appareils et logiciels de sa station de relevé.

### II.3.3. Accès aux données brutes compteurs à CdC

#### II.3.3.1 Bornier Utilisateur

Quand le comptage le permet, le Distributeur met à la disposition de l'Utilisateur qui le souhaite, sur un ou des bornier(s) du comptage auquel il a libre accès, les informations suivantes: Les énergies actives mesurées ; la mesure est délivrée par des impulsions dont le calibrage est effectué par le Distributeur.

La référence horaire utilisée par le comptage sous forme de tops temporels (10 mn actuellement). Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

### **II.3.3.2. Service de Télérelevé**

L'utilisateur peut télérelever directement les données de comptage, en accord avec le Distributeur. Les données ainsi télérelevées sont des données brutes.

Dans ce cas, le Distributeur communique à l'utilisateur les éléments nécessaires à l'interrogation sécurisée à distance du Compteur (protocole de communication, format des données). Ce service nécessite que l'Utilisateur dispose d'un logiciel lui permettant d'accéder par le réseau téléphonique commuté au Compteur et de traiter les informations délivrées. En cas de modification du dispositif de comptage, le Distributeur peut être amené à modifier les conditions d'accès à distance des données.

Dans ce cas, l'utilisateur doit prendre à sa charge les éventuels frais permettant d'assurer le fonctionnement des appareils et logiciels de sa station de relevé.

Afin de permettre au Distributeur d'assurer son obligation de comptage, l'Utilisateur doit respecter pour ses activités d'accès à distance les plages horaires définies par le Distributeur et figurant aux contrats. L'utilisateur doit également veiller à ne pas perturber le fonctionnement du Compteur ou de l'installation téléphonique locale permettant l'accès aux données du comptage.

### **II.3.4. Accès aux données brutes compteur à index HTA BT > 36 kVa et BT ≤ 36 kVa**

Le compteur dispose d'un dispositif d'affichage permettant l'accès direct aux données primaires stockées.

Suivant le type de compteur, une sortie de télé-information et un contact tarifaire sont mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre relatif à la description des informations tarifaires.

### III. DESCRIPTION DES SYSTEMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION DES DONNEES DE COMPTAGE

#### III.1. Généralités sur le relevé des compteurs :

Pour le relevé des compteurs, la RME utilise plusieurs technologies :

- le relevé visuel, sur site
- le téléreport filaire ou à courant porteur CPL sur site
- le télérelevé téléphonique, à distance.

Le relevé visuel est mis en œuvre pour tous les compteurs électromécaniques et peut concerner certains compteurs électroniques (tarif bleu et tarif vert). Le téléreport comme le télérelevé ne sont mis en œuvre qu'associés à des compteurs électroniques, à l'exclusion de tout autre système.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les clients du tarif bleu logements collectifs, l'utilisation du téléreport est systématiquement recherchée.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les clients du tarif jaune/C4, la solution du téléreport filaire pourra être remplacée par une solution de télérelevé téléphonique en cas d'opportunité économique avérée.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les clients du « tarif vert » segment C1,C2, la solution du télérelevé téléphonique est systématiquement recherché, principalement pour des nécessités de relevé : périodicité (mensuelle, hebdomadaire, journalière), type de données (index courbe de charges...).

#### **Précisions concernant le relevé à distance :**

Pour l'accès à distance au compteur, la solution privilégiée est la ligne téléphonique filaire reliée au réseau téléphonique commuté (RTC) et dédiée au compteur.

Une solution alternative peut être mise en œuvre sur décision unilatérale du gestionnaire de réseau de distribution, après étude au cas par cas, en fonction de son opportunité technico-économique pour le site concerné (contexte d'accès téléphonique RTC, accès géographique, couverture du réseau, ...).

L'usage d'une telle solution pourra être restreint ou abandonné pour un site particulier si son intérêt n'est pas confirmé.

Les solutions alternatives disponibles sont les suivantes.

- A) Ligne RTC dédiée du gestionnaire de réseau de distribution, partagée entre plusieurs compteurs.
- B) Utilisation du réseau téléphonique GSM à l'aide de boîtiers additionnels (interface RTC-GSM ou modem GSM).
- C) Technologies émergentes.  
De nouveaux médias peuvent être mis en œuvre en fonction de leur disponibilité technique au plan industriel, par exemple, la technique du Courant Porteur en Ligne (CPL) par réseau ethernet.

### III.2. Informations disponibles localement :

Les comptages sont généralement munis d'un «bornier-client» permettant la fourniture d'information à l'utilisateur, pour lui permettre le pilotage d'usages en temps réel (suivi de processus industriels, M DE, ...).

Le type d'information disponible sur ce bornier dépend du modèle de comptage :

- top métrologique indiquant les énergies,
- contacts d'information à vocation tarifaire (poste tarifaire en cours, dépassement de puissance, préavis ou alarme EJP),
- liaison Télé-information Client : liaison numérique envoyant en continu un flux de données décrivant la consommation et les circonstances tarifaires.
- l'accès à distance sous protection : une clé d'accès permet la lecture des données du client.

#### **Les différents protocoles utilisés pour le télérelevé ou relevé sur site :**

Ils sont listés ci-après en précisant les types de données (index ou courbe de charge) qui peuvent être relevés sur site ou télérelevés.

#### **- Utilisateurs HTA :**

- Compteur électronique SL7000 :
  - o Télérelevé avec le protocole DLMS/COSEM , sur couche physique (RTC ou GSM), données disponibles : Index et courbe de charge
  - o Relevé sur site avec: Index et courbe de charge sur RS232 protocole DLMS/COSEM
  - o Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole «FLAT», sur couche physique liaison optique, données disponibles : Index et courbe de charge
  - o Sortie Client Rs232 protocole DLMS/COSEM
  - o Relevé visuel (afficheur)
  - o Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur électronique Vert :
  - o Télérelevé avec le protocole TRIMARAN (sur couche physique RTC, Index et courbe de charge)
  - o Relevé visuel (afficheur)
  - o Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur électromécanique Vert et accessoires (contrôleur, ...) :
  - o Relevé visuel (afficheur)
  - o Contacts d'information tarifaire

#### **Utilisateurs BT>36 kVA :**

- Compteur Jaune Electronique :
  - o Télérelevé avec le protocole TRIMARAN (sur couche physique RTC, GSM par adaptateur, Index et courbe de charge)

- o Téléreport avec le protocole EURIDIS (sur couche physique bus bifilaire, Index seulement)
- o Télérelevé sur courant porteur en ligne avec le protocole PLAN (Index seulement)
- o Sortie Télé-information Client
- o Contacts d'information tarifaire.
- Compteur Jaune Electronique SL7000:
  - o Télérelevé avec le protocole DLMS/COSEM (sur couche physique RTC, GSM par adaptateur, Index et courbe de charge)
  - o Relève tête optique
  - o Relevé visuel (afficheur)
  - o Contacts d'information tarifaire.
- Compteur Jaune électromécanique :
  - o Relevé visuel (afficheur)
  - o Contacts d'information tarifaire.

#### Utilisateurs BT $\leq$ 36 kVA

- Compteur BLEU électronique triphasé, monophasé multi-tarif :
  - o Téléreport avec le protocole EURIDIS (sur couche physique bus bifilaire, Index seulement)
  - o Sortie Télé-information Client
  - o Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur BLEU électronique monophasé simple tarif :
  - o Téléreport avec le protocole EURIDIS (sur couche physique bus bifilaire, Index seulement)
- Compteur BLEU électromécanique :
  - o Relevé visuel (afficheur)
  - o Contacts d'information tarifaire

## IV. MODALITES DE CORRECTION DES DONNEES DE COMPTAGE LORSQUE LE COMPTAGE NE SE SITUE PAS AU POINT D'APPLICATION DE LA TARIFICATION

Lorsque le point de comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification, généralement le point de livraison, il convient de prendre en compte l'influence des différents éléments de réseau situés entre le point d'application de la tarification et le point de comptage : câble, ligne, transformateurs.

Ces éléments de réseau peuvent être l'objet de pertes actives et de consommation ou de fourniture de réactif qui doivent être pris en compte pour la correction des énergies active et réactive injectées ou soutirées mesurées au point de comptage afin de les ramener au point d'application de la tarification.

## IV.1. Pertes actives :

### IV.1.1. Dans le transformateur

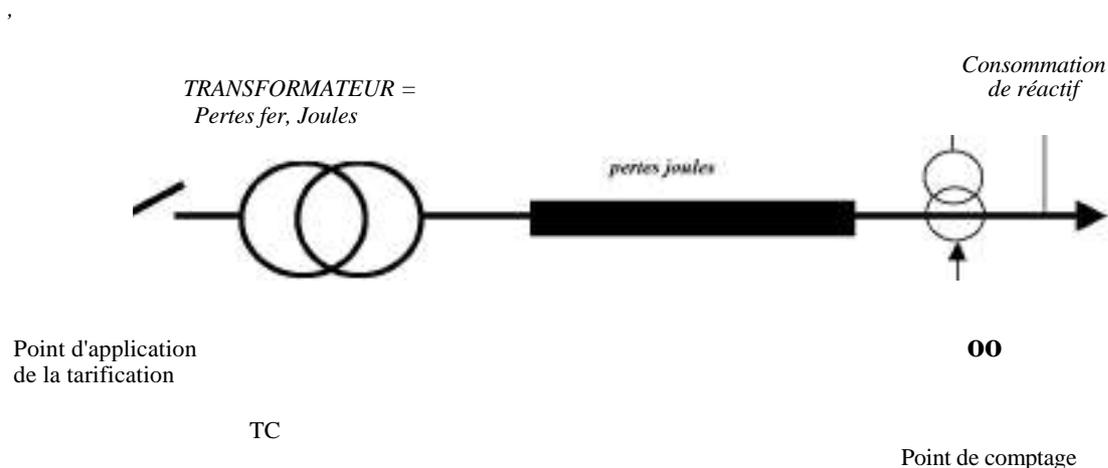
Le transformateur occasionne des pertes actives de deux types :

**Les pertes fer** dues au cycle d'hystérésis dans le circuit magnétique du transformateur ; ces pertes qui interviennent dès la mise sous tension du transformateur dépendent des caractéristiques constructives du transformateur : qualité des tôles magnétiques, conception du circuit magnétique, valeur de l'induction. Elles sont indépendantes du transit d'énergie dans le transformateur.

- Les pertes fer  $P_{f\ tr}$  dissipées dans le circuit magnétique s'exprime en Watt, c'est une caractéristique constructive du transformateur.

**Les pertes Joules** dues à la dissipation thermique dans les enroulements du transformateur parcourus par le courant de la charge. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives du transformateur et des caractéristiques de la puissance traversant le transformateur. Par souci de simplification, ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie traversant le transformateur.

- Les pertes Joules dissipées dans les enroulements s'expriment % de l'énergie ou de la puissance active traversant le transformateur sous la forme d'un coefficient de correction de la puissance :  $P_{j\ tr}$ .



**Les pertes fer** dues au cycle d'hystérésis dans le circuit magnétique du transformateur ; ces pertes qui interviennent dès la mise sous tension du transformateur dépendent des caractéristiques constructives du transformateur : qualité des tôles magnétiques, conception du circuit magnétique, valeur de l'induction. Elles sont indépendantes du transit d'énergie dans le transformateur.

- Les pertes fer  $P_{f\ tr}$  dissipées dans le circuit magnétique s'exprime en Watt, c'est une caractéristique constructive du transformateur.

**Les pertes Joules** dues à la dissipation thermique dans les enroulements du transformateur parcourus par le courant de la charge. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives du transformateur et des caractéristiques de la puissance traversant le transformateur. Par souci de simplification, ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie traversant le transformateur.

- Les pertes Joules dissipées dans les enroulements s'expriment % de l'énergie ou de la puissance active traversant le transformateur sous la forme d'un coefficient de correction de la puissance : Pj tr.

### IV.1.2. Dans le réseau (lignes et câbles)

**Les pertes Joules** dues à la dissipation thermique dans la composante résistive des lignes et câbles. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives des lignes et câbles et de la puissance traversant le réseau. Par souci de simplification ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie traversant les lignes et câbles.

- Les pertes Joules dissipées dans les lignes et câbles (Pj res) s'expriment % de l'énergie ou de la puissance active traversant le réseau situé entre le comptage et le point d'application de la tarification.

## IV.2. Corrections d'énergie réactive :

### IV.2.1. Dans le transformateur

Le transformateur consomme de l'énergie réactive de par la réactance qu'il comporte. La consommation d'énergie réactive dépend à la fois des caractéristiques constructives du transformateur et des caractéristiques du transit dans le transformateur.

- Par souci de simplification, cette correction est prise en compte sous la forme d'une correction Ktg de la tangente mesurée par le comptage

### IV.2.2. Dans le réseau (lignes et câbles)

Les longueurs du réseau situé entre le point de comptage et le point d'application de la tarification sont généralement très faibles, ce qui conduit à négliger les consommations de réactif dues à la réactance des lignes et câbles et la fourniture de réactif des câbles due aux capacités homopolaires.

## IV.3. Calcul pratique des pertes et corrections :

### IV.3.1. Correction de puissance

P	puissance active au point d'application de la tarification
p	puissance active mesurée au point de comptage
Pf tr	pertes fer transformateur en kW
Pj tr	correction pertes Joules transformateur en %
Pj res	pertes Joules réseau en % / km

---


$$\begin{aligned} \text{En soutirage } P &= p \times (Pj \text{ tr} + Pj \text{ res}) + Pf \text{ tr} \\ \text{En injection } P &= [ p / (Pj \text{ tr} + Pj \text{ res}) ] - Pf \text{ tr} \end{aligned}$$

### IV.3.2. Correction de l'énergie active

<b>W</b>	énergie active au point d'application de la tarification
<b>w</b>	énergie active mesurée au point de comptage
<b>Pf tr</b>	pertes fer transformateur en kW
<b>Pj tr</b>	correction pertes Joules transformateur en %
<b>Pj res</b>	pertes Joules réseau en % / km
<b>H</b>	nombre d'heure de mise sous tension du transformateur

---

En soutirage  $W = wX (Pj\ tr + Pj\ res ) + H X Pf\ tr$

En injection  $W = [w / (Pj\ tr + Pj\ res ) ] - H X Pf\ tr$

### IV.3.3. Correction de tangente

<b>P</b>	puissance active au point d'application de la tarification
<b>Q TG</b>	puissance réactive au point d'application de la tarification
<b>P</b>	tangente au point d'application de la tarification
<b>Q</b>	puissance active mesurée au point de comptage
<b>Tg</b>	puissance réactive mesurée au point de comptage
<b>Ktg</b>	tangente mesurée au point de comptage coefficient de correction de la tangente

$$TG = Q / P \qquad tg = q / p$$

P et p sont comptés positif en soutirage et négatif en injection

Q et q sont comptés positif en soutirage et négatif en injection

---

En soutirage  $TG = tg + Ktg$  En  
 injection  $TG = tg - Ktg$

#### IV.3.4. Valeurs usuelles des coefficients de correction

##### IV.3.4.1. Coefficients de pertes fer $P_{f\ tr}$ de pertes Joules $P_{j\ tr}$ des transformateurs HTA/BT

Chaque fois que cela est possible les coefficients retenus seront ceux figurant sur la fiche d'essai du transformateur ; lorsque ces valeurs ne sont pas connues, on adoptera les valeurs figurant dans les tableaux ci joint :

##### Séries construites avant 1969

Puissance du TR en kVA	Perte fer $P_{f\ tr}$ en kW		Perte Joules $P_{j\ tr}$ en %
	Tôles ordinaires	Tôles à cristaux orientés	
25	0,24	0,13	1,03
40	0,33	0,18	1,03
63	0,45	0,25	1,03
100	0,64	0,35	1,03
160	0,92	0,5	1,02
250	1,38	0,75	1,02
400	2,02	1,10	1,02

##### Séries construites entre 1969 et 1987

Puissance du TR en kVA	Pertes fer $P_{f\ tr}$ en kW		Pertes Joules $P_{j\ tr}$ en %
	Norme C 52 112	Norme C 52 113	
25	0,12	0,12	1,03
50	0,19	0,19	1,02
100	0,32	0,32	1,02
160	0,46	0,46	1,01
250	0,65	0,65	1,01
400	0,93	0,93	1,01
630	1,30	1,30	1,01
800	1,55	1,95	1,01
1000	1,85	2,3	1,01

**Séries Européennes à partir de 1987**

Puissance du TR  en kVA	Bain d'huile norme C 52-1 12-1		Sec norme C 52-1 1 5	
	Pertes fer Pf tr en kW	Pertes Joules Pj tr en %	Pertes fer Pf tr en kW	Pertes Joules Pj tr en %
50	0,15	1,02	-	-
100	0,21	1,02	-	-
160	0,46	1,01	0,65	1,01
250	0,65	1,01	0,90	1,01
400	0,93	1,01	1,20	1,01
630	1,30	1,01	1,65	1,01
800	1,25	1,01	2,00	1,01
1000	1,50	1,01	2,30	1,01
1250	1,80	1,01	2,60	1,01

**IV.3.4.2. Coefficients de pertes Joules réseau**

Il a été retenu pour le réseau HTA une valeur standard du coefficient de pertes Joules réseau :

$Pj_{res} = 0,4 \text{ \% / km}$
----------------------------------

**IV.3.4.3. Coefficient correction de la tangente**

Il a été retenu une valeur standard du coefficient de correction de la tangente:

$$K_{tg} = + 0,09$$

**V. DESCRIPTION DES SIGNAUX TARIFAIRES**

La RME est, pour le moment, GRD de rang 2 dans ces Postes HTB/HTA un dispositif de transmission de signaux Tarifaires à courant porteur basse fréquence (216,66 Hz). Ce dispositif est géré par un système de commande Centralisée (TCFM) qui a 2 fonctions principales :

- L'allumage et l'extinction de l'éclairage public ainsi que des ordres événementiels.
- Les changements de période Tarifaire

### V.1. Cas des compteurs Electronique Vert et Jaune :

Pour ces compteurs l'information de basculement tarifaire est gérée dans le compteur. Rappel des tranches Horaire des différent postes :

Tarif Jaune :

- Pointe : 9h00 à 11h00 et de 18 à 20h00
- Heures Creuses : 22H00 à 6h00
- Heures Pleines : 6h00 à 22h00

Tarif Vert :

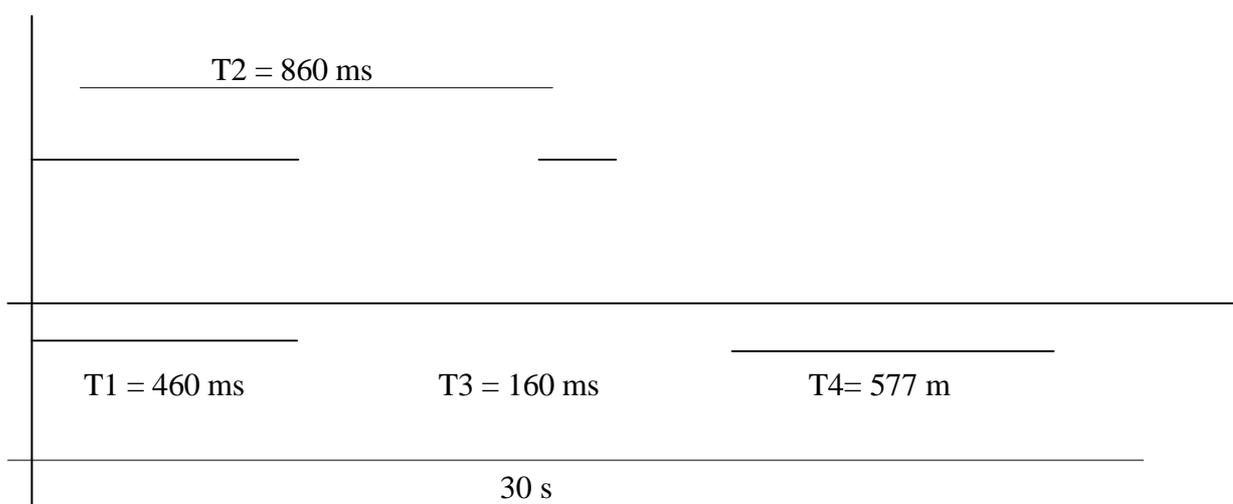
- Pointe : 9h00 à 11h00 et de 18 à 20h00
- Heures Creuses : 22H00 à 6h00
- Heures Pleines : 6h00 à 22h00

### V.2. Cas des compteurs nécessitant des signaux tarifaires (Jaune et Vert Electromécanique et Tarif Bleu) :

Au 01/01/2005, la mise à disposition de ces signaux tarifaires est liée au maintien des Tarifs Historiques et de la différenciation temporelle dans le Tarif d'accès au RPD et il n'est pas envisagé à ce jour par le GRD, sauf dispositions réglementaires, de développer de dispositif et de proposer de nouveaux ordres de TCFM. Dans le cas du retrait programmé d'ordres ou de l'ajout éventuel de nouveau ordres, ce référentiel serait mis à jour et publié sur le site INTERNET de la RME.

Description d'une trame :

Une trame est composée d'un Top de démarrage, de 10 Tops de présélection possible et de 40 Tops possible pour les ordres (Code Sémagyr 50).Cf. schéma ci-dessous :



Ordres disponibles dans les postes HTB/HTA exploités par la RME au 01/01/2005:

Libellé du code	Tarif concerné	Heures	Remarques
Heure Creuse Tarif Bleu 1 <sup>ère</sup> Plage (Nuit 1-2)	Tarif Bleu ( C5 ,C6)	22h00 à 6h00	
Heure Creuse Tarif Bleu 2 <sup>ème</sup> Plage ( Nuit 3-4)	Tarif Bleu ( C5 ,C6)	22h30 à 6h30	
Heure Creuse Tarif Bleu 3 <sup>ème</sup> Plage ( Nuit 5-6)	Tarif Bleu ( C5 ,C6)	23h00 à 7h00	
Heure Creuse Tarif Bleu 4 <sup>ème</sup> Plage (Nuit Méridienne)	Tarif Bleu ( C5 ,C6)	12h30 à 14h00 Et 0h30 à 7h00	
Préavis EJP (Pointe Mobile )	Tarif EJP	6h30	A la RME seul les Tarifs Bleus sont concernés et l'enclenchement du tarif EJP est effectué à + 30 minutes
Heure Creuse Tarif Jaune (Electromécanique)	Tarif Jaune ( C4)	22h00 à 6h00	
Heure Creuse Tarif Vert (Electromécanique)	Tarif Vert (C3)	22h00 à 6h00	

Il est à noter que l'heure d'émission des ordres réels peut s'écarter de +/- 10 mn de celle des Ordres Théoriques. Dans ce cas, les décalages de début et de fin sont toujours décalés dans le même sens, afin que la durée de chaque période tarifaire soit conforme à la structure réglementaire des Tarifs.

NB : Les jours EJP sont choisis par la RME mais en règle générale ils sont communs aux jours choisis par EDF.

## VI. DESCRIPTION DES INFORMATIONS MISES A DISPOSITION DE L'UTILISATEUR

### VI.1. Caractéristiques générales des informations mises à disposition

L'installation de comptage met à la disposition des utilisateurs des informations concernant l'état tarifaire en cours et l'énergie mesurée.

Ces informations peuvent être utilisées par l'utilisateur ou ses mandataires pour tout traitement en temps réel ou différé à des fins, par exemple, d'optimisation de processus, de meilleure gestion ou maîtrise de la consommation d'énergie électrique.

Ces informations sont disponibles sur le site de l'installation de comptage par simple raccordement sur un ou plusieurs borniers de cette installation. Ces borniers peuvent être l'un de ceux du compteur lui-même ou de tout autre appareil appartenant à l'installation de comptage (relais de télécommande, horloge, relais de découplage, ...).

Suivant le modèle d'installation de comptage concerné, ces informations peuvent être délivrées sous l'un ou plusieurs des formats suivants :

- une information au format « contact sec » qui est fournie par une paire de bornes connectée à un relais interne à l'installation de comptage.

Ce relais est appelé relais d'asservissement. Son état « ouvert » ou « fermé » représente l'information délivrée (poste tarifaire en cours, top temporel, atteinte de seuil,

- une information au format « impulsion électrique » qui est fournie par une paire de bornes connectée à un circuit émetteur interne à l'installation de comptage. Ce circuit génère une impulsion d'énergie (courant continu ou alternatif modulé) d'une durée variable suivant le matériel de comptage concerné. Cette impulsion représente l'information délivrée (impulsion métrologique, top temporel, ...),
- une information au format « numérique » appelée « télé-information client » qui est fournie par une paire de bornes connectée à un boîtier électronique interne au compteur. Ce boîtier délivre à flux continu sous forme de trames de caractères numériques de nombreuses données gérées par le compteur (index, poste tarifaire, diverses grandeurs mesurées ou calculées, ...).

L'accessibilité et le mode de mise à disposition de ces informations sont dépendants du type d'installation de comptage, mais également des caractéristiques de son implantation sur le site. Dans certains cas, les informations sont à accès libre par l'utilisateur (cas des informations de type « contact sec » du compteur électronique des installations de comptage BT <36kVA située à l'intérieur de l'habitat). Dans d'autres cas, les informations ne sont accessibles qu'après intervention du distributeur, généralement :

- pour des raisons de sécurité imposant avant usage la pose d'un ou plusieurs appareils de découplage supplémentaires,
- pour des raisons de meilleure adéquation aux besoins de l'utilisateur grâce à un paramétrage particulier du comptage.

Pour des raisons de sécurité électrique (respect des frontières des domaines NF C 1 3-100, NF C 14-100, NF C 15-100), les circuits interne de l'installation de comptage qui mettent à disposition ces informations sont généralement équipés d'appareils d'isolement, de découplage et de coupe-circuits. Les circuits raccordés par l'utilisateur au bornier de l'installation de comptage doivent être également protégés par l'installation de fusibles dont les caractéristiques sont spécifiques de chaque modèle d'installation de comptage.

Le contenu précis des informations est dépendant du type d'installation de comptage. Une description des différentes informations disponibles est fournie ci-après.

De manière générale, dans cette description, lorsqu'il est question d'une information sur le poste tarifaire en cours, il convient de considérer :

- que cette information peut se présenter, soit sous la forme du simple poste horaire en cours (par exemple « heures creuses », « heures pleines », « heures de pointe»...), soit sous la forme du poste horosaisonnier en cours (par exemple « heures creuses d'été », « heures pleines d'hiver »...),
- que cette information peut, pour certaines options tarifaires, contenir divers autres renseignements tels que l'annonce d'un futur changement de poste tarifaire (alerte, préavis...),
- que l'état exact de cette information (état « ouvert » ou « fermé » de l'interrupteur de sortie, impulsion électrique émise ou non, ou valeur numérique de l'information dans la trame de «télé-information client») est systématiquement dépendant de l'option tarifaire choisie et parfois du paramétrage désiré par l'utilisateur.

## VI.2. Informations disponibles par type de comptage

### VI.2.1. Comptages BT $\leq 36kVA$

A) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique ou électronique simple tarif  
Aucune information n'est mise à disposition.

B) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais tarifaire  
Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un unique format «contact sec» par le relais tarifaire. Cette information est de type «poste horaire».  
Cette information est mise à disposition via un appareil de découplage.

C) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique multi-tarif  
Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou deux formats « contact sec » par le compteur. Cette information est de type «poste horaire» ou «poste horosaisonnier» ou issu d'une compilation de ces postes.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le compteur. Elle comprend des informations sur le poste tarifaire en cours (variable suivant l'option tarifaire choisie), la consommation cumulée (index d'énergie) et certaines informations sur la consommation instantanée.

Suivant la configuration de l'installation de comptage, ces informations sont mises à disposition, soit directement sur le bornier du compteur appelé "bornier client", soit via des appareils de découplage.

### VI.2.2. Comptages BT $> 36kVA$

A) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais ou d'une horloge.

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou plusieurs formats « contact sec » par le relais tarifaire et/ou l'horloge tarifaire. Cette information est de type «poste horosaisonnier».

Cette information est mise à disposition via des appareils de découplage.

B) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous deux formats « contact sec » par le comptage. Cette information est de type « poste horosaisonnier ».

Une information d'avertissement de dépassement de puissance est fournie sous un unique format «contact sec» par le comptage. Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse un seuil programmable et compris entre 0,8 et 1 fois la puissance souscrite de la période tarifaire en cours. Lorsque la puissance soutirée, mesurée pendant la période précédente, dépasse la puissance correspondante, le contact se ferme.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le comptage. Elle comprend diverses informations telles que :

- les index d'énergie active dans les différents postes tarifaires de l'option choisie,
- les dates de début, puissances maximales atteintes et durée des dépassements dans la période de facturation courante,
- les dates de début, puissances maximales atteintes et durée des dépassements dans la période précédente,
- les puissances souscrites dans la période de facturation courante,
- l'horaire de la fenêtre d'écoute de l'utilisateur



### VI.2.3. Comptages HTA

A) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et de relais ou horloges tarifaires  
Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou plusieurs formats «contact sec» par le relais tarifaire et/ou les horloges tarifaires. Cette information est de type « poste horaire » ou « poste horosaisonnier ».

Cette information est mise à disposition via des appareils de découplage et des coupe-circuits.

B) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique de type CVE (Compteur Vert Electronique).

Une information d'asservissement client est fournie sous un unique format «contact sec» par le comptage. Cette information est programmable en fonction du calendrier tarifaire de l'option tarifaire choisie suivant les besoins de l'utilisateur.

Une information d'avertissement de dépassement de puissance est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse le seuil égal à 0,9 fois la puissance souscrite de la période tarifaire en cours. Lorsque la puissance soutirée, mesurée pendant la période précédente, dépasse la puissance correspondante, le contact se ferme.

Les informations suivantes peuvent également être fournies de manière optionnelle :

- Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous deux formats « contact sec » par le comptage. Cette information est de type « poste horaire ». Dans le cas de tarif à effacement, elle peut être complétée par une information supplémentaire d'annonce d'un futur changement de poste tarifaire, qui est fournie sous trois formats « contact sec » par le comptage.
- Une information sur le mois en cours (pair, impair) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle complète les informations de poste horaire afin de déterminer le poste horosaisonnier en cours.
- Une information de synchronisation temporelle (top 10 minutes) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.
- Une information sur la consommation d'énergie active (top métrologique) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.
- Une information sur la consommation d'énergie active (top métrologique) est fournie sous un unique format « impulsion électrique » par le comptage.
- Une information sur la consommation d'énergie réactive (top métrologique) est fournie sous un unique format « impulsion électrique » par le comptage.

L'ensemble de ces informations sont mise à disposition, soit directement sur le bornier du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

### C) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique de type ICE

Une information de synchronisation temporelle (top 10 minutes) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.

Une information sur la consommation d'énergie active (top métrologique) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.

Une information sur la consommation d'énergie réactive (top métrologique) est fournie sous un unique format par le comptage.

Une information d'avertissement de dépassement de puissance est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse le seuil égal à 0,9 fois la puissance souscrite de la période tarifaire en cours. Lorsque la puissance soutirée, mesurée pendant la période précédente, dépasse la puissance correspondante, le contact se ferme.

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous huit formats « contact sec » par le comptage. Cette information est de type « poste horosaisonnier ». A noter que dans le cas de tarif sans effacement, l'un des huit formats « contact sec » est utilisable pour la fourniture d'une information d'asservissement client programmable en fonction du calendrier tarifaire de l'option tarifaire choisie suivant les besoins de l'utilisateur.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le comptage. Elle comprend diverses informations concernant la consommation et les circonstances tarifaires. Le contenu de ces informations est variable en fonction de l'option tarifaire choisie. De plus, ces informations sont susceptibles d'évoluer dans le temps en cas de reprogrammation du logiciel applicatif interne au compteur.

A titre d'exemple, les informations mises à disposition actuellement sont :

- la date courante,
- les énergies active et réactive de la période de 10mn en cours,
- le poste tarifaire en cours,
- les éventuels préavis tarifaires en cours,
- les puissances souscrites pour chaque période tarifaire,
- les coefficients liés à la détection des dépassements,
- Les informations dont la mise à disposition est envisagée prochainement sont :
- le type de contrat,
- la date courante,
- les énergies active et réactive de la période de 10mn en cours,
- le poste tarifaire en cours,
- les éventuels préavis tarifaires en cours,
- la date et la valeur des 6 dernières puissances moyennes actives (période 10 mn, courbe de charge),
- pour les périodes contractuelles en cours et précédente :
- les dates de début et fin et les index des énergies active et réactive, positive et négative de chaque période tarifaire,
- les puissances souscrites pour chaque période tarifaire,
- les puissances moyennes 1 mn active et réactive (signée),
- les puissances moyennes 10 mn active et réactive (signée),
- la tangente phi moyenne 10 mn,
- la tension moyenne 10mn calculée à partir des 3 tensions composées.

L'ensemble de ces informations sont mises à disposition, soit directement sur le bornier du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

## VII. MODALITES CONTRACTUELLES DE TRAITEMENT DES LITIGES

Le texte ci-joint est l'extrait des clauses figurant dans les Dispositions Générales du contrat d'accès au réseau HTA relatives aux modalités de correction des données de comptage :

### **3.2.1.2 Modalités de correction ou de remplacement en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence**

*En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux du dispositif de comptage de référence, des corrections sont effectuées par le Distributeur selon les modalités suivantes :*

- *Pour les données absentes ou invalides pendant une période inférieure ou égale à une heure, les grandeurs manquantes ou invalides (six points consécutifs au maximum) sont remplacées par interpolation linéaire à partir des grandeurs encadrantes ;*
- *Pour les données absentes ou invalides pendant une période strictement supérieure à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par des données mesurées le même jour de la semaine précédente (J-7) pendant le même intervalle, éventuellement corrigées pour tenir compte d'informations complémentaires (notamment connaissance des index énergie, évolution de puissances souscrites, et en tant que de besoin, les données délivrées par les dispositifs de comptage éventuellement installés par le Client sur ses installations conformément à l'article 3.1.1.3 des Conditions Générales).*

*Le Distributeur informe le Client de l'existence et des corrections apportées à sa Courbe de Charge, selon les modalités décrites à l'article 3.2.2.2.1.*

*Les données corrigées constituent alors les données de comptage d'énergie soutirée par chaque Point de Livraison faisant foi pour l'élaboration de la facture adressée par le Distributeur.*

### **3.2.1.3 Contestation des données issues du dispositif de comptage de référence**

*Le Client peut contester les données de comptage ainsi que les données de comptage corrigées dans les conditions définies à l'article 10.5 des Dispositions Générales. Cette contestation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de payer les sommes facturées sur la base des données contestées.*

### **8.2.5 Modalités de contestation de la facture**

*Toute réclamation client relative à la facture doit être réalisée dans les conditions de l'article 10.5 des Dispositions Générales.*

*La réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.*

## VIII. ANNEXES

**TABLE 1 : Consommation des appareils de Mesure**

Type d'appareil	Consommation
Ampèremètres	0,5 à 4VA
Voltmètres	2 à 5VA
Fréquencemètres	1 à 5VA
Phasemètres	0,5 à 5VA
Wattmètres - VARmètres	1 à 5VA
Convertisseurs de mesures	0,5 à 1VA
Enregistreurs	5 à 20VA
Relais de protection	0,2 à 30VA

**TABLE 2 : Consommation de la filerie pour les Transformateurs de Courants (Pertes en VA)**

<b>In=5A</b>	1m	2m	3m	4m	5m	6m	7m	8m	9m	10m
<b>2,5mm<sup>2</sup></b>	0,36	0,71	1,07	1,43	1,78	2,14	2,50	2,86	3,21	3,57
<b>4 mm<sup>2</sup></b>	0,22	0,45	0,67	0,89	1,12	1,34	1,56	1,79	2,01	2,24
<b>6mm<sup>2</sup></b>										

**Transformateur de Courant (Norme CEI60044-1)**

Classe de précision	Erreur de rapport				
	0,05 In	0,2 In	0,5 In	In	1,2 In
0,2S	+/- 0,75%	+/- 0,35%	+/- 0,2%	+/- 0,2%	+/- 0,2%
0,2	+/- 0,75%	+/- 0,35%	-	+/- 0,2%	+/- 0,2%
0,5S	+/- 1,5%	+/- 0,75%	+/- 0,5%	+/- 0,5%	+/- 0,5%
0,5	+/- 1,5%	+/- 0,75%	-	+/- 0,5%	+/- 0,5%
1	+/- 3,0%	+/- 1,5%	-	+/- 1%	+/- 1%

**Transformateur de Tension (Norme CEI60044-2)**

Classe de Précision	Erreur de rapport de 0,8Un à 1,2 Un
0,2	+/- 0,2%
0,5	+/- 0,5%

Coffret pour Tarifs Jaune / C4 :

Coffret S19 de marque DEPAGNE Variantes disponible suivant

**VIII.1. Fiche ACE7000 Vert :**

## ACE7000 (Vert)

<i>Type</i>	SL761B060	<i>Fabricant</i> ACTARIS
<i>Normes</i>	CEI 60687 CEI 61036 CEI 61268 CEI 62056	énergie active en classe de précision 0,5S énergie active en classe de précision 1 énergie réactive Protocole de communication DLMS Cosem
<i>Métrologie</i>	Nombre de roues	9
<i>Calibre Intensité</i>	Actif  Réactif	0,5S 2
<i>Système de communication</i>		2 ports de communication RS232 (vitesse max 19200 Bds) 1 port Optique sur face avant CEI 1107 (vitesse 9600 Bauds)
<i>Courbes de charges</i>		1ère Courbe = kW 2ème = kVAR
<i>Entrées/Sorties</i>		6 Sorties Impulsions 4 Entrées Impulsions 4 Sorties logiques 2 Entrées logiques
<i>Options</i>		Modem RTC ou Modem GSM
<i>Remarques générales</i>	Mesure 4 Cadrans	

**VIII.2. Fiche CEVATEC 2000 :**

## CEVATEC 2000

<b>Type</b>	2 2000	<b>Fabricant</b>	Schlumberger
<b>Normes</b>	CEI 521 CEI 145	énergie active en classe de précision 0,5 énergie réactive en classe de précision 3	
<b>Nombre de roues</b>	8		
<b>Métrologie</b>	Actif Réactif	0,5 3	
<b>Calibre Intensité</b>	In=5A      Im = 6A		
<b>Puissance consommée</b>	< 10 VA		
<b>Système de communication</b>	Modem 1200Bauds V23 CCITT		
<b>Courbes de charges</b>	1 Courbe Active, pas de 10 minutes d'une profondeur 12 jours  1ère Courbe = kW		
<b>Entrées/Sorties client</b>	r impulsion d'énergie active et réactive		
<b>Contact électronique</b>	/ordres d'asservissement L des signaux de dépassement		
<b>Contact électromécanique</b>	f signal d'intégration [des ordres de changement de tarif signal fin de mois		
<b>Options</b>			
<b>Remarques générales</b>			

**VIII.3. Fiche CVE Chauvin Arnoux :**

## CVE\_Chauvin Arnoux

<i>Type</i>	CVE	<i>Fabricant</i> CHAUVIN ARNOUX
<i>Normes</i>	CEI 524 CEI 145	énergie active en classe de précision 0,5 énergie réactive en classe de précision 3
<i>Nombre de roues</i>		8
<i>Métrologie</i>	Actif Réactif	0,5
<i>Calibre Intensité</i>		In=A      Im = 6A
<i>Puissance consommée</i>		< 10 VA
<i>Système de communication</i>		Modem 1200Bauds V23 CCITT
<i>Courbes de charges</i>		1 Courbe Active, pas de 10 minutes d'une profondeur 12jours  1ère Courbe = kW
<i>Entrées/Sorties client</i>		
Contact électronique		r impulsion d'énergie J active et réactive [ordres d'asservissement des signaux de dépassement
Contact électromécanique		T signal d'intégration [ordres de changement de tarif signal fin de mois
<i>Options</i>		
<i>Remarques générales</i>		

VIII.4. Fiche SL7000 (Jaune) :

## SL7000 (Jaune)

<i>Type Constructeur</i>	SL761C010	<i>Fabricant</i> ACTARIS
<i>Normes</i>	CEI 61036	énergie active en classe de précision 1
	CEI 62056	Protocole de communication DLMS Cosem
<i>Nombre de roues</i>		9
<i>Métrologie</i>	Energie Active	1 %
	Energie Apparente	2 %
<i>Calibre Intensité</i>		5(6) A
<i>Système de communication</i>		1 port de communication RS232 (vitesse max 19200 Bds) protocole DLMS cosem 1 port Optique sur face avant CEI 1107 (vitesse 9600 Bauds)
<i>Courbes de charges</i>		3 disponibles en version standard 1ère Courbe = kW 2ème = kVAR
<i>Entrées/Sorties</i>		6 Sorties Impulsions 4 Entrées Impulsions 4 Sorties logiques 2 Entrées logiques
<i>Options</i>		Modem RTC ou Modem GSM
<i>Remarques</i>		

**VIII.5. Fiche A70TJ (Jaune) :**

## A70TJ

<i>Type Constructeur</i>	A70TJ	<i>Fabricant</i> ACTARIS
<i>Normes</i>	CEI 61036	énergie active en classe de précision 1
<i>Nombre de roues</i>		6 (Energie Active)
<i>Métrologie</i>	Energie Active Energie Apparente	1 % 2 %
<i>Calibre Intensité Tension d'alimentation</i>	Ib = 5A 3 x 230/400 Fréquence volt 50 Hz	Imax = 6A Réseau triphasé 4 Fils
<i>Système de communication</i>	Téléreport Téléinformation	Support par BUS EURIDIS 1200 Bds Client
<i>Courbes de charges</i>	Non exploité	(temps d'intégration 5, 10, 15minutes) Car pas de modem
<i>Entrées/Sorties</i>	Contacts tarifaires et de dépassement disponible	
<i>Options</i>	Modem (non utilisé)	
<i>Remarques générales</i>	Glissement lors de la relève et mode de relève uniquement par téléreport	