



Référentiel technique de Comptage

Liste de diffusion :

Nom	Organisme - Equipe	Action
	Public	

Versions :

Nom	Version	Date	Modifications
C. RENNINGER	1	25/07/2023	Version réséda

Table des matières

1	Préambule	5
1.1	Rôle du dispositif de comptage	5
1.2	Composition du dispositif de comptage	5
1.3	Fourniture des équipements du dispositif de comptage	5
2	Cahier des charges du distributeur réséda des équipements du dispositif de comptage.....	7
2.1	Aptitudes à l'exploitation et autorisation d'emploi des équipements.....	7
2.2	Equipements concernés.....	8
2.3	Compteurs de référence	9
2.4	Réducteurs de mesure	9
2.4.1	Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure	9
2.4.2	Vérification de conformité avant mise en service	10
2.4.3	Choix des réducteurs de mesure.....	10
2.4.3.1	Règles générales.....	10
2.4.3.2	Installation neuve ou rénovée en livraison HTA : types d'appareils à installer	11
2.4.3.3	Installations existantes non rénovées en livraison HTA (pour mémoire)	12
2.4.3.4	Choix des rapports de transformation des transformateurs de courant	13
2.4.3.4.1	Généralités	13
2.4.3.4.2	Prescriptions à respecter pour la mise ou les modifications de puissances.....	13
2.4.3.4.3	Surveillance en exploitation	16
2.5	Câbles de mesure	16
2.6	Installations de télécommunication	16
3	Description des conditions d'accès aux données de comptage	18
3.1	Comptages à Courbe de charge	18
3.1.1	Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence .	18
3.1.2	Accès aux données de comptage.....	18
3.1.2.1	Bornier utilisateur.....	18
3.1.2.2	Accès aux courbes de mesure	18
3.1.3	Modalités de correction ou de remplacement en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence	19
3.2	Comptages à index HTA et BT >36kVA.....	19
3.2.1	Définition des données de comptage mesurée par le dispositif de comptage de référence...	19
3.2.1.1	Comptage à puissance apparente (utilisateur consommateur).....	19
3.2.1.2	Comptage à puissance active (utilisateur consommateur ou producteur)	19
3.2.2	Accès aux données de comptage.....	19
3.2.3	Modalités de correction ou de remplacement des données en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence	19
3.3	Comptages à index BT >36kVA.....	20
3.3.1	Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence .	20
3.3.2	Accès aux données de comptage.....	20
3.3.3	Modalités de correction ou de remplacement des données en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence	20
4	Description des systèmes et protocoles de communication des données de comptage.....	21

4.1	Généralités sur le relevé des compteurs	21
4.2	Précisions concernant le relevé à distance.....	21
4.3	Informations disponibles localement	22
4.4	Modes d'accès disponibles à un utilisateur.....	22
4.5	Les différents protocoles utilisés pour le télérelevé ou relevé sur site.....	22
4.5.1	Utilisateurs HTA	23
4.5.2	Utilisateurs BT >36kVA.....	23
4.5.3	Utilisateurs BT >36kVA.....	23
5	Modalités de correction des données de comptage lorsque le comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification	24
5.1	Pertes actives.....	24
5.1.1	Dans le transformateur	24
5.2	Corrections d'énergie réactive	25
5.2.1	Dans le transformateur	25
5.2.2	Dans le réseau (lignes et câbles)	25
5.3	Calcul pratique des pertes et corrections.....	25
5.3.1	Correction de puissance	25
5.3.2	Correction de l'énergie active	25
5.3.3	Correction de tangente	26
5.3.4	Valeurs usuelles des coefficients de correction.....	26
5.3.4.1	Coefficients de pertes fer $P_{f\ tr}$ et de pertes Joules $P_{j\ tr}$ des transformateurs HTA / BT	26
5.3.4.2	Coefficients de pertes Joules réseau	28
5.3.4.3	Coefficient correction de la tangente	28
6	Description des informations mises à disposition de l'utilisateur	29
6.1	Caractéristiques générales des informations mises à dispositions	29
6.2	Informations disponibles par type de comptage	30
6.2.1	Comptages BT <36kVA	30
6.2.1.1	Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique ou électronique simple tarif ...	30
6.2.1.2	Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais tarifaire.....	30
6.2.1.3	Cas du comptage équipé d'un compteur électronique multitarif	30
6.2.2	Comptages BT >36kVA	30
6.2.2.1	Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais ou d'une horloge tarifaire	30
6.2.2.2	Cas du comptage équipé d'un compteur électronique	30
6.2.3	Comptages HTA	31
6.2.3.1	Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et de relais ou horloges tarifaires	31
6.2.3.2	Cas du comptage équipé d'un compteur « Vert » électronique (CVE).....	31
6.2.3.3	Cas du comptage équipé d'un compteur électronique de type ICE (Interface Clientèle Emeraude)	32
7	Modalités contractuelles de traitement des litiges.....	33
	Annexe 1 - Tableau des valeurs de puissances maximales souscrites compatibles avec les rapports de transformation.....	34
	Annexe 2 – Informations complémentaires concernant le choix du rapport de transformation	39

Annexe 3 Adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage..... 40

1 PREAMBULE

1.1 ROLE DU DISPOSITIF DE COMPTAGE

Le dispositif de comptage, implanté à proximité du point de livraison, a pour fonction principale de mesurer l'énergie soutirée ou injectée et de mettre à disposition cette information sous différentes formes. Il peut, dans certains cas, assurer des fonctions complémentaires de mesures, ou d'informations sur les grandeurs mesurées et sur les conditions de fonctionnement rencontrées.

1.2 COMPOSITION DU DISPOSITIF DE COMPTAGE

Le comptage est généralement composé des éléments suivants :

- transformateurs de mesures éventuels, situés associés, en basse tension, câbles et connectiques associés,
- compteurs et éventuels accessoires associés (dispositif de communication, de raccordement, ...),
- appareils de commande et de protection éventuels (disjoncteurs, organe de coupure, dispositif de protection à cartouche fusible, ...),
- tableaux de comptage supportant les compteurs et une partie des différents autres éléments cités ci-dessus.

Le comptage est un des éléments du système de comptage-relevé qui comprend également :

- des outils de mise en service, de configuration, de paramétrage et de contrôle des comptages et de leurs logiciels embarqués,
- des systèmes de gestion des comptages munis de bases de données associées,
- des systèmes de relevé des données des compteurs,
- des médias et supports de communications locales ou distantes avec les compteurs, tels que le bus de téléreport, le réseau téléphonique commuté ou le réseau GSM, ainsi que les protocoles de communication associés.

Le système de comptage-relevé comprend donc plusieurs éléments plus ou moins dépendants les uns des autres en fonction des catégories de comptages :

- l'interface entre le compteur et les transformateurs de mesure est relativement standardisée pour chaque catégorie de compteur, ce qui rend ces éléments facilement inter-opérables les uns avec les autres,
- l'utilisation d'un nouveau compteur nécessite de prendre en compte ses niveaux de dépendance spécifique avec le tableau de comptage qui le supporte, les dispositifs et médias de communication qu'il utilise et les outils de mise en service, de contrôle, de gestion et de relevé qui permettent son exploitation.

Ainsi, ce sont ces interdépendances, parfois très fortes, qui sont à l'origine de nombreuses informations fournies dans ce cahier des charges.

NB : Ce cahier des charges fait référence à des textes réglementaires et à des documents de normalisation dont la publication est assurée par les organismes spécialisés : UTE, légifrance, AFNOR, De plus, des spécifications et procédures d'entreprise sont citées (ex : HN 64-S-41). Leur contenu peut être consulté sur le site Internet du centre de normalisation d'EDF (<http://norm.edf.fr/>).

1.3 FOURNITURE DES EQUIPEMENTS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie modifiant l'article 13 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 précise : « un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité (...) est notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession (...) 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. »

Conformément à ces dispositions, le distributeur réséda fournit et installe l'ensemble des équipements du dispositif de comptage, lesquels font partie de la concession de distribution publique d'électricité.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par le distributeur réséda sont assurés par ce dernier. Dans le cas d'une installation existante dont un équipement de comptage a été fourni par l'utilisateur du réseau, si cet équipement doit être changé (défaillance ou adaptation contractuelle), le nouvel équipement est alors fourni par le distributeur réséda conformément aux principes ci-dessus.

2 CAHIER DES CHARGES DU DISTRIBUTEUR RESEDA DES EQUIPEMENTS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE

2.1 APTITUDES A L'EXPLOITATION ET AUTORISATION D'EMPLOI DES EQUIPEMENTS

Pour être déclaré apte à l'exploitation par le distributeur réséda, un matériel doit avoir fait l'objet d'une procédure de qualification de matériel conforme au document officiel « La qualification des fournisseurs de matériels de réseaux de distribution ». Ce document est publié dans le chapitre A.1 .5 solutions techniques et matérielles de raccordement. Ce document est une pièce de référence dans les marchés d'approvisionnement du distributeur réséda. Il est diffusé par réséda à ses fournisseurs dans le cadre de procédures d'achat de matériels utilisés sur les réseaux publics de distribution gérés par réséda. Il a pour objet de les informer du déroulement du processus de qualification d'un couple matériel-fournisseur.

La procédure décrite dans ce document comprend cinq séquences qui constituent la procédure complète à appliquer pour les matériels faisant l'objet de marché d'achat. L'accomplissement de la totalité des cinq séquences est nécessaire et conduit à la délivrance, par le distributeur réséda, d'une déclaration d'aptitude à l'exploitation en lien avec les marchés d'achat.

Les trois séquences décrites ci-dessous concernent spécifiquement la composante technique de cette procédure. Cette composante technique a pour objet la vérification de la conformité durable du matériel concerné au cahier des charges prescrit par le distributeur réséda. Cette composante de la procédure permet l'attribution au matériel d'une autorisation d'emploi.

Les trois séquences nécessaires pour une autorisation d'emploi sont les suivantes :

- validation technique de la conformité du produit au cahier des charges par analyse du dossier d'identification (D.I.) et du dossier de crédibilité (D.C.) comprenant les rapports d'essais ou autres documents certifiant cette conformité,
- expérimentation en réseau,
- audit "qualité de fabrication".

2.2 EQUIPEMENTS CONCERNES

Le tableau suivant indique les différents services décrits dans le tableau des redevances du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les matériels correspondants qui devant équiper toute installation neuve ou rénovée.

Domaine de tension	Puissance maximale	Fréquence minimale de transmission des données	Type de contrôle de la puissance	Données de comptage	Compteurs de référence (1)	Réducteurs de mesure
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	ICE	TC & TT le cas échéant
				Multi-index		
BT	> 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	ICE	TC
		Mensuelle	Dépassement	Multi-index	CJE	
			Disjoncteur	Multi-index	(2)	
	19 à 36 kVA	semestrielle	Disjoncteur	Simple index	CBE triphasé	
				Multi-index		
	1 à 18 kVA	semestrielle	Disjoncteur	Simple index	CBE monophasé ou triphasé	
				Multi-index		

Nota :

(1) : les sigles des compteurs de référence sont explicités dans le chapitre suivant.

(2) : le service BT > 36kVA multi-index à disjoncteur couvre des prestations réalisées par des matériels anciens qui n'ont plus d'équivalent dans le référentiel technique actuel. En cas de panne ou de remplacement d'un matériel existant, le service fourni devient alors automatiquement le service BT > 36kVA multi-index à dépassement.

2.3 COMPTEURS DE REFERENCE

Tous les compteurs de référence font partie de la famille des compteurs électroniques.

Sigle	Désignation
ICE	Compteur « Interface Clientèle Emeraude »
CJE	Compteur « jaune » électronique
CBE tri MT	Compteur « bleu » électronique triphasé multitarif à taux plein
CBE mono MT	Compteur « bleu » électronique monophasé multitarif à taux plein
CBE mono ST	Compteur « bleu » électronique monophasé simple tarif

2.4 REDUCTEURS DE MESURE

2.4.1 AUTORISATION D'EMPLOI DES REDUCTEURS 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 distributeur réséda. Cette autorisation atteste que le matériel a fait l'objet de la composante technique de la procédure de qualification de matériel décrite au chapitre 2.1 Cette procédure a permis de vérifier la conformité du matériel au cahier des charges établi par le distributeur réséda.

Le cahier des charges des nouveaux transformateurs de courant installés 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 NF EN 60044-1 de novembre 2000 décrivant les performances des appareils (document constituant la version française complète de la norme européenne EN 60044-1:1999 en reprenant le texte de la publication CEI 60044-1 :1996 modifiée),

ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ces documents font référence.

Les transformateurs de courants utilisés sont conformes à la norme NF EN 60044-1 excepté pour les caractéristiques particulières suivantes :

- courant d'échauffement : 120 % du courant nominal primaire, y compris pour les transformateurs de gamme étendue 0,2S ou 0,5S (prise en compte des dépassements de puissance contractuelles),
- température ambiante : -20°C à +60°C (adaptée à l'utilisation en coffrets extérieurs ou en sortie de transformateurs).

Le cahier des charges des nouveaux transformateurs de tension installés 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 NF EN 60044-2 de novembre 2000 décrivant les performances des appareils (document constituant la version française complète de la norme européenne EN 60044-2:1999 en reprenant le texte de la publication CEI 60044-2:1997 modifiée),
- les normes NF C 13-100 et NF C 13-200,
- la norme NF C 42-501 de mars 1973,

ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ces documents font référence.

2.4.2 VERIFICATION DE CONFORMITE AVANT MISE EN SERVICE

Dans le cas où la fourniture des transformateurs de mesure est assurée par l'utilisateur, celui-ci devra fournir au distributeur réséda, avant la mise en service des transformateurs de mesure (ou leur remise en service si l'installation est restée hors tension plus d'un an), un procès-verbal d'essais datant de moins de 6 mois par transformateur conformément à la norme NF C 13-100, paragraphe 561.4. La fourniture de ce document ne se substitue pas à un contrôle par le distributeur réséda lors de la mise en service, de toute la chaîne de comptage, transformateurs de mesure compris.

2.4.3 CHOIX DES REDUCTEURS DE MESURE

2.4.3.1 REGLES GENERALES

La classe de précision des appareils de mesure du dispositif de comptage (compteurs, transformateurs de tension éventuels et transformateurs de courant) est choisie de manière à ce que l'erreur de mesure de la chaîne de comptage ne dépasse 3% en valeur absolue sur l'ensemble des énergies mesurées. Trois caractéristiques sont essentielles pour assurer la précision de mesure requise : la puissance de précision, la classe de précision et le rapport de transformation.

Les tableaux des chapitres suivants donnent les valeurs à respecter pour les situations les plus couramment rencontrées.

La puissance de précision nécessaire dépend principalement de la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage c'est à dire du nombre d'appareils de mesure raccordés et de leur consommation (nombre et type de compteurs : électromécaniques ou électroniques), ainsi que des câbles de mesures utilisés (cf. chapitre 2.5 et annexe 3).

La classe de précision nécessaire dépend principalement du type d'installation de comptage (avec ou sans réducteurs de tension) et de l'étendue des dénivelés de la puissance à mesurer. Par expérience, la classe de précision nécessaire est déduite de manière générale du type d'usage (tension de raccordement et puissance souscrite).

Cas particulier des installations nécessitant des transformateurs de courant ayant une meilleure classe de précision.

Certains cas particuliers d'installation nécessitent des transformateurs de courant ayant une meilleure classe de précision que celle mentionnée dans les tableaux fournis. Un calcul doit alors être effectué au cas par cas. Il s'agit notamment des cas :

- d'installations cumulant des comptages en injection et en soutirage,
- d'installations relevant d'usages particuliers nécessitant un fort dénivelé de puissance,
- d'installations équipés de réducteurs de mesure placés sur la haute tension (HTA) et qui sont susceptibles de subir des évolutions importantes de leur niveau de puissance.

En effet, la classe de précision nécessaire pour les transformateurs de courant dépend du comportement de l'utilisateur. En règle générale, au-delà d'une puissance souscrite d'environ 250 kW, ou pour des installations relevant d'usages particuliers ou réalisant à la fois l'injection et le soutirage, la puissance transitée varie de façon importante, provoquant de forts dénivelés de la puissance mesurée. Pour maintenir la qualité de la mesure, il convient d'étendre la plage de précision du transformateur de courant et la classe de précision 0,2S est alors requise. L'usage de cette classe de précision (0,2S) apparaît également opportun dans le cas d'installations (même de faible puissance), dont les réducteurs de mesure sont placés sur la haute tension (HTA) et pour laquelle des évolutions importantes de la puissance appelée sont envisagées. En effet, une meilleure classe de précision permet à l'utilisateur du réseau de limiter le nombre d'interventions pour adaptation des transformateurs de courant (changement du rapport de transformation) et d'éviter les difficultés inhérentes à ces interventions et aux coupures d'alimentation qu'elles nécessitent.

Le choix du rapport de transformation des transformateurs de courant fait l'objet d'un chapitre spécifique (cf. chapitre 2.4.3.5). Pour permettre une adaptation simple à une évolution ultérieure des puissances, les transformateurs de courant doivent être multi-rapports, sauf dans le cas d'une impossibilité technique majeure ou d'une indisponibilité des matériels autorisés d'emploi.

2.4.3.2 INSTALLATION NEUVE OU RENOVEE EN LIVRAISON HTA : TYPES D'APPAREILS A INSTALLER

Conformément à la norme NF C 13-100, le comptage est réalisé, sans transformateur de tension, sur la basse tension, lorsque l'installation comporte un seul transformateur de puissance et que le courant secondaire assigné ne dépasse pas 2000 A. En dehors de cette hypothèse, le comptage est réalisé sur la haute tension à l'aide de transformateurs de tension. Dans ce cas spécifique, le poste de livraison de l'utilisateur de réseau doit comporter les réducteurs de mesure HTA (Courant et Tension) et les câbles de liaison entre ces réducteurs de mesure et le compteur (appelés « câbles de mesure » ci-après), dans l'appareillage HTA dont ils sont techniquement indissociables.

Dans le cas particulier d'une évolution contractualisée de l'installation du client (augmentation de puissance, ajout d'un transformateur), la situation après l'évolution sera prise comme référence pour le comptage.

La basse tension normalisée est de 230/400 V.

Caractéristiques	Transformateurs de courant			Transformateurs de tension
	Comptage en BT		Comptage en HTA	Comptage en HTA
	≤ 250 kW	>250 kW		
Puissance de précision	3,75 VA (1) ou 7,5 VA	7,5 VA	7,5 VA	15 VA ou 30 VA (2)
Classe de précision	0,5 ou 0,2S	0,2S	0,2S	0,5
Rapport de transformation (3)	<u>100/5, 200/5,</u> <u>300/5, 500/5</u>	750/5, <u>1000/5,</u> <u>2000/5</u>	<u>5/5, 7,5/5, 10/5, 15/5,</u> <u>20/5, 30/5, 50/5, 75/5,</u> <u>100/5, 125/5, 150/5,</u> <u>200/5, 250/5, 300/5,</u> <u>400/5, 600/5</u>	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)
Références normatives	NF C 13-100 et 13-200, NF C 42-502 CEI 60044-1 (alias CEI 44-1) (4)			NF C 13-100 et 13-200, NF C 42-501, CEI 60044-2 (alias CEI 44-2)

Nota :

- les valeurs soulignées sont préférentielles,
- conformément aux règles générales énoncées au chapitre 2.4.3.1, il convient de privilégier des transformateurs de courant multi-rapports en utilisant les rapports cités ci-dessus.

(1) Pour les comptages possédant les TC dans l'armoire de comptage ou si la distance des câbles de mesure le permet. Dans ce dernier cas, une vérification est à réaliser (voir annexe 3).

(2) Pour 1 à 2 compteurs ICE : 15 VA – pour 3 compteurs ICE : 15 VA en cas de postes nouveaux ou réfection de postes existants mais conservation possible des 30 VA dans le cas de postes existants hors réfection – pour 4 compteurs ICE et plus : 30 VA.

(3) Le rapport de transformation est le rapport entre le courant du circuit primaire et le courant du circuit secondaire du transformateur. Il définit également la valeur nominale de fonctionnement de l'appareil. Par exemple, pour un transformateur de courant de rapport 1000/5, la valeur du courant nominal du circuit primaire est de 1000A et celle du courant nominal du circuit secondaire est de 5A.

(4) Les transformateurs de courants utilisés sont conformes à la norme NF EN (ou CEI) 60044-1 excepté pour les caractéristiques particulières suivantes :

- Courant d'échauffement : 120 % du courant nominal primaire, y compris pour les transformateurs de gamme étendue 0,2S ou 0,5S (prise en compte des dépassements de puissance contractuelles),
- Température ambiante : -20°C à +60°C (adaptée à l'utilisation en coffrets extérieurs ou en sortie de transformateurs).

Précisions concernant les transformateurs de courant

Cas des installations neuves :

Dans le cas d'une installation neuve, les transformateurs de courant seront choisis afin que leurs caractéristiques de puissance de précision et de classe de précision soient conformes aux règles énoncées dans le tableau ci-dessus.

Cas des installations existantes :

En cas de remplacement de compteurs électromécaniques par un compteur électronique de type ICE ou de rénovation des circuits de mesure d'intensité du comptage, les transformateurs de courant dont la puissance de précision est différente de celle définie ci-dessus feront l'objet d'un remplacement. Ils pourront éventuellement être conservés, sous réserves qu'ils satisfassent aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définis au chapitre 2.4.3.5 et fassent l'objet d'une vérification de l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage en suivant les règles énoncées en annexe 3.

Pour cela, la charge des éléments du circuit de mesure d'intensité du comptage (filerie et comptage) raccordé aux circuits secondaires des transformateurs de courant sera évaluée de manière théorique à l'aide des informations fournies en annexe 3. Lorsque cette évaluation théorique de la charge n'est pas réalisable de manière fiable (par exemple, du fait de la présence d'éléments autres que les câbles et les compteurs : connecteurs, appareils ou circuits annexes, etc.), il est recommandé de réaliser une mesure selon la méthode définie en annexe 3.

Précisions concernant les transformateurs de tension

Dans certains cas (producteur d'énergie notamment), il est nécessaire de disposer d'une tension pour l'alimentation de la protection de découplage et de la référence réseau pour le synchro-coupleur. Cette tension est fournie de préférence, par un transformateur de tension spécifique. Elle pourra éventuellement être fournie par un enroulement secondaire supplémentaire du transformateur de tension. Cet enroulement supplémentaire sera de classe « protection » et distinct de l'enroulement secondaire de classe « mesure » réservé au comptage de l'énergie.

2.4.3.3 INSTALLATIONS EXISTANTES NON RENOVEES EN LIVRAISON HTA (POUR MEMOIRE)

Types de compteur	Caractéristiques	Transformateurs de courant		Transformateurs de tension
		<u>Comptage en BT</u>	<u>Comptage en HTA</u>	<u>Comptage en HTA</u>
Electromécanique	Puissance de précision	15 VA	30 VA	50 VA
	Classe de précision	0,5	0,5	0,5
	Rapports de transformation	50/5, 100/5, 200/5, 500/5, 1000/5, 2000/5	5/5, 10/5, 20/5, 50/5, 100/5, 200/5, 400/5,	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)
Electronique	Puissance de précision	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs)	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs)	30 VA (ou 50 VA si plusieurs)
	Classe de précision	0,5	0,5	0,5
	Rapports de transformation	100/5, 200/5, 500/5, 1000/5, 2000/5	10/5, 20/5, 50/5, 100/5, 200/5, 400/5	20000/1 00 ou 15000/1 00 (selon la valeur de Un)

Installation neuve ou rénovée en livraison BT >36 kVA

Puissance de précision	<u>Comptage en BT</u>	
	3,75 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	
Classe de précision	0,5	
Rapports de transformation	100-200-500/5 (tri-rapport)	
Référence normative	NF C 14 100,	NF C 42-502, CEI 60044-1

2.4.3.4 CHOIX DES RAPPORTS DE TRANSFORMATION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT**2.4.3.4.1 GENERALITES**

Le respect de la précision requise pour l'ensemble du dispositif de comptage nécessite de choisir des transformateurs de courant ayant un rapport de transformation adapté à la puissance souscrite. En cas de souscription comportant un dénivelé de puissance, la valeur de puissance souscrite à utiliser pour déterminer le rapport de transformation est la plus grande des valeurs de puissance souscrite contractuelle.

Le courant maximal mesuré ne doit pas dépasser le courant nominal du transformateur de courant. En effet, l'intensité de fonctionnement ne peut pas dépasser 120 % de l'intensité nominale sans risque de dégradation. Pour respecter cette limite tout en acceptant les dépassements contractuels autorisés, ainsi que les variations de tension possibles, il est nécessaire que le courant correspondant à la puissance souscrite maximale ne dépasse pas 100% du courant nominal du transformateur de courant (I_{nTC}).

Les courants mesurés ne doivent pas être trop faibles en regard du courant nominal du transformateur de courant. En effet, en dessous de certaines valeurs d'intensité (liées aux compteurs et à la classe de précision de transformateurs de courant), le dispositif de comptage ne compte pas avec la précision requise, voire ne compte pas du tout (notion de courant de démarrage).

2.4.3.4.2 PRESCRIPTIONS A RESPECTER POUR LA MISE OU LES MODIFICATIONS DE PUISSANCES

➤ Règle générale pour les points de livraison comportant de l'injection

Afin d'assurer la meilleure précision possible pour la mesure de l'énergie injectée, le rapport de transformation retenu pour une nouvelle installation sera la valeur normalisée immédiatement supérieure à l'intensité correspondant au transit maximum dans les réducteurs de mesure (basé sur la puissance de raccordement et la tangente de fonctionnement).

➤ Règle générale pour les points de livraisons en HTA

Pour les installations équipées de transformateurs de courant de classe 0,2S, l'adaptation du rapport de transformation est réalisée lorsque la formule suivante est respectée :

$$20\% \text{ Intensité nominale du TC} < \text{Intensité correspondant à la puissance active souscrite divisée par le cosinus } \phi \text{ de l'installation (*)} < 100\% \text{ Intensité nominale du TC.}$$

(*) Correspond à la puissance apparente

Pour les installations équipées de transformateurs de courant de classe 0,5, l'adaptation du rapport de transformation est réalisée lorsque la formule suivante est respectée :

$$40\% \text{ Intensité nominale du TC} < \text{Intensité correspondant à la puissance active souscrite divisée par le cosinus } \phi \text{ de l'installation} < 100\% \text{ Intensité nominale du TC.}$$

Ces règles sont applicables à tout point de livraison HTA, que le comptage soit installé en BT ou en HTA... Il est à noter que dans le cas du comptage en BT, la puissance mesurée par le TC ne comportant pas les pertes, la puissance apparente devrait être réduite d'environ 1 à 3 % selon le transformateur en place. Par simplification, on utilisera le même calcul que dans le cas du comptage en HTA afin de tenir compte de l'absence de transformateur de tension qui offre une tolérance supplémentaire sur la mesure.

➤ Règle générale pour les points de livraison en BT >36kVA

Ces installations sont équipées de transformateurs de courant de classe 0,5, et l'adaptation du rapport de transformation est réalisée lorsque la formule suivante est respectée :

$$40\% \text{ Intensité nominale du TC} < \text{Intensité correspondant à la puissance apparente souscrite} < 100\% \text{ Intensité nominale du TC.}$$

La tension de référence est la tension nominale de 400V.

➤ Formules générales applicables pour le choix du rapport de transformation

Dans les formules suivantes,

- I_{nTC} représente la valeur en Ampères du courant nominal au primaire du TC (par exemple, 2000 pour un transformateur de courant de rapport 2000/5) ;
- P_s représente la puissance maximale souscrite, à savoir la plus grande des valeurs de puissance souscrite en cas de souscription comportant un dénivelé de puissance : dans le cas d'un point de livraison en HTA, il s'agit d'une puissance souscrite en puissance active exprimée en W, dans le cas d'un point de livraison en BT, il s'agit d'une puissance souscrite en puissance apparente exprimée en VA ;
- U_n est la tension de référence du point de comptage exprimée en Volts : 15 000 V ou 20 000 V pour un comptage en HTA et 400 V, 380 V ou 220 V pour un comptage en BT ;
- $\cos \phi$ représente le cosinus ϕ de l'installation alimentée par le point de livraison concerné (à défaut d'une valeur spécifique connue et plus faible, la valeur à adopter est 0,93).

Formules générales applicables aux points de livraison en HTA :

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,2S	$0,2 \times \text{InTC} < \frac{P_s}{\cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} < \frac{P_s}{\cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$

Les valeurs de P_s compatibles avec un appareil peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de P_s compatibles avec une valeur de InTC
0,2S	$0,2 \times \text{InTC} \times \cos \phi \times U_n \times \sqrt{3} < P_s < \text{InTC} \times \cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} \times \cos \phi \times U_n \times \sqrt{3} < P_s < \text{InTC} \times \cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}$

Les valeurs de InTC adaptées à la P_s d'une installation peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de InTC adaptées à une valeur de P_s
0,2S	$\frac{P_s}{\cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}} < \text{InTC} < \frac{P_s}{\cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}} \times 5$
0,5	$\frac{P_s}{\cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}} < \text{InTC} < \frac{P_s}{\cos \phi \times U_n \times \sqrt{3}} \times 2,5$

Formules générales applicables aux points de livraison en BT > 36kVA :

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,5	$0,4 \times \text{InTC} < \frac{P_s}{U_n \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$

Les valeurs de P_s compatibles avec un appareil peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de P_s compatibles avec une valeur de InTC
0,5	$0,4 \times \text{InTC} \times U_n \times \sqrt{3} < P_s < \text{InTC} \times U_n \times \sqrt{3}$

Les valeurs de InTC adaptées à la P_s d'une installation peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de InTC adaptées à une valeur de P_s
0,5	$\frac{P_s}{U_n \times \sqrt{3}} < \text{InTC} < \frac{P_s}{U_n \times \sqrt{3}} \times 2,5$

➤ Consignes de mise en œuvre

L'annexe 1 fournit les plages de puissances souscrites (puissances minimales et maximales) compatibles avec chaque valeur du rapport de transformation dans les cas les plus courants.

Elle permet de déterminer le(s) rapport(s) de transformation compatible(s) avec la puissance souscrite au point de livraison.

Dans le cas où plusieurs rapports sont compatibles, le choix du rapport de transformation doit être effectué en tenant compte des règles suivantes :

- de manière générale, il convient de choisir le rapport de transformation dont la puissance maximale compatible est immédiatement supérieure à la puissance souscrite au point de livraison (en tenant compte des évolutions contractuelles en cours concernant cette puissance souscrite tel que précisé au chapitre 2.4.3.2),
- dans le cas des nouvelles installations, il convient de tenir compte des évolutions potentielles annoncées par l'utilisateur du réseau. Dans ce cadre, pour le cas des points de livraison HTA avec comptage en BT, il convient de tenir compte des caractéristiques techniques du transformateur de puissance installé.

Des informations complémentaires sont fournies par l'annexe 2 du présent document.

2.4.3.4.3 SURVEILLANCE EN EXPLOITATION

En exploitation, afin de garantir la sécurité des personnes et des biens, le seuil limite de 120% de l'intensité nominale du TC ne doit en aucun cas être atteint. Lorsque le seuil correspondant à 110% de l'intensité nominale du TC est dépassé de façon durable, il est nécessaire de procéder, soit au changement de rapport de transformation du transformateur utilisé (cas du multi-rapport), soit au changement du transformateur de courant lui-même, ou à défaut de limiter l'appel de puissance.

En cas de transit anormalement faible au regard des caractéristiques des transformateurs de courant pouvant mettre en cause le respect de la précision de mesure, il est nécessaire de procéder soit au changement de rapport de transformation du transformateur utilisé (cas du multi-rapport), soit au changement du transformateur de courant lui-même. Ce transit anormalement faible pourra être mis en évidence, par exemple, par une puissance maximale atteinte annuelle (sur tous les postes horo-saisonniers) inférieure à la valeur minimale de la plage de puissance compatible avec le rapport de transformation des transformateurs de courant installés.

2.5 CABLES DE MESURE

Les câbles de mesure assurent les liaisons entre les transformateurs de mesure et les blocs de jonction situés dans le tableau de comptage.

Ils doivent être conformes à la norme NF C13-100 (article 554 dans le document en version d'avril 2001) et aux exigences de la spécification d'entreprise HN 33-S-34 en version de janvier 1977.

En pratique, les câbles des circuits de mesure d'intensité doivent aboutir directement sur les appareils (bornier de raccordement ou boîte d'essais) sans passer par des embouts réducteurs, ni par un dispositif de mise en court-circuit.

La section de câbles des circuits de mesure d'intensité est fixée à 4 mm² ou 6 mm². L'utilisation systématique d'un câble de section de 6 mm² permet de différencier visuellement le circuit intensité du circuit tension. L'écran sera relié à la prise de terre des masses, côté comptage, par une tresse en cuivre de 10 mm² de section.

2.6 INSTALLATIONS DE TELECOMMUNICATION

Les câbles de mesure assurent les liaisons entre les transformateurs de mesure et les blocs de jonction situés dans le tableau de comptage.

Ils doivent être conformes à la norme NF C13-100 (article 554 dans le document en version d'avril 2001) et aux exigences de la spécification d'entreprise HN 33-S-34 en version de janvier 1977.

En pratique, les câbles des circuits de mesure d'intensité doivent aboutir directement sur les appareils (bornier de raccordement ou boîte d'essais) sans passer par des embouts réducteurs, ni par un dispositif de mise en court-circuit.

La section de câbles des circuits de mesure d'intensité est fixée à 4 mm² ou 6 mm². L'utilisation systématique d'un câble de section de 6 mm² permet de différencier visuellement le circuit intensité du circuit tension. L'écran sera relié à la prise de terre des masses, côté comptage, par une tresse en cuivre de 10 mm² de section.

3 DESCRIPTION DES CONDITIONS D'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE

3.1 COMPTAGES A COURBE DE CHARGE

3.1.1 DEFINITION DES DONNEES DE COMPTAGE MESUREES PAR LE DISPOSITIF DE COMPTAGE DE REFERENCE

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. Cette donnée est exprimée sous forme d'index et formulée en kWh. Elle est également stockée sous forme de courbe de charge composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps d'une durée actuellement fixée à 10 minutes. Chacune de ces valeurs en puissance active est datée (année, jour et heure) lors du télérelevé à partir des données stockées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de charge du site.
- l'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau. Cette donnée est stockée sous forme d'index et formulée en kVARh.

3.1.2 ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE

3.1.2.1 BORNIER UTILISATEUR

Quand le type d'installation de comptage le permet, le distributeur réséda met à la disposition de l'utilisateur qui le souhaite, sur un ou des borniers 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 réséda,
- la référence horaire utilisée par le comptage sous forme de tops temporels (10 mn actuellement).

Quand le type d'installation de comptage le permet, une sortie télé-information et des contacts tarifaires peuvent être mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre 4.3 relatif à la description des informations tarifaires.

Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

3.1.2.2 ACCES AUX COURBES DE MESURE

Quand le type d'installation de comptage le permet, l'utilisateur peut télérelever directement les courbes de mesure ou des index, en accord avec le distributeur réséda. Les données ainsi télérelevées sont des données brutes.

Pour l'accès aux courbes de mesure, la solution technique privilégiée est la ligne téléphonique filaire, reliée au Réseau Téléphonique Commuté (RTC).

Dans ce cas, le distributeur réséda 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 réséda 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 réséda d'assurer son obligation de comptage, l'utilisateur doit respecter pour ses activités d'accès à distance les plages horaires définies par le distributeur réséda 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.

3.1.3 MODALITES DE CORRECTION OU DE REMPLACEMENT EN CAS D'ARRET OU DE DEFAILLANCE DU DISPOSITIF DE COMPTAGE DE REFERENCE

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 réséda 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

3.2 COMPTAGES A INDEX HTA ET BT >36KVA

3.2.1 DEFINITION DES DONNEES DE COMPTAGE MESUREE PAR LE DISPOSITIF DE COMPTAGE DE REFERENCE

3.2.1.1 COMPTAGE A 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 d'énergie active du comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau.

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 public de distribution, le distributeur réséda peut modifier cette période d'intégration si les appareils le permettent.

3.2.1.2 COMPTAGE A 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 d'énergie 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 (en HTA uniquement).

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.

3.2.2 ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE

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

Quand le type d'installation de comptage le permet, une sortie de télé-information et un contact tarifaire peuvent être mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre 4.3 relatif à la description des informations tarifaires.

3.2.3 MODALITES DE CORRECTION OU DE REMPLACEMENT DES DONNEES EN CAS D'ARRET OU DE DEFAILLANCE DU DISPOSITIF DE COMPTAGE DE REFERENCE

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.

3.3 COMPTAGES A INDEX BT >36kVA

3.3.1 DEFINITION DES DONNEES DE COMPTAGE MESUREES PAR LE DISPOSITIF DE COMPTAGE DE REFERENCE

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 énergie active du compteur dans les différentes classes temporelles.

3.3.2 ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE

Le compteur dispose d'un dispositif d'affichage permettant l'accès direct aux données primaires stockées. Quand le type d'installation de comptage le permet, une sortie de télé-information et un contact tarifaire peuvent être mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre 4.3 relatif à la description des informations tarifaires.

3.3.3 MODALITES DE CORRECTION OU DE REMPLACEMENT DES DONNEES EN CAS D'ARRET OU DE DEFAILLANCE DU DISPOSITIF DE COMPTAGE DE REFERENCE

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.

4 DESCRIPTION DES SYSTEMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION DES DONNEES DE COMPTAGE

4.1 GENERALITES SUR LE RELEVÉ DES COMPTEURS

Pour le relevé des compteurs, le distributeur réséda utilise plusieurs technologies :

- le relevé visuel sur site,
- le téléreport filaire 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 (BT <36 kVA ou HTA). Le téléreport comme le télérelevé ne sont mis en œuvre par le distributeur réséda qu'associés à des compteurs électroniques, à l'exclusion de tout autre système (« datalogger », ...).

Pour les utilisateurs BT, le distributeur réséda utilise depuis une dizaine d'années le téléreport filaire.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les utilisateurs BT \leq 36 kVA (logements individuels ou collectifs), l'utilisation du téléreport filaire accessible du domaine public est systématiquement recherché.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les utilisateurs BT > 36 kVA, la solution du téléreport filaire pourra être complétée par une solution de télérelevé téléphonique en cas d'opportunité économique avérée et si le type d'installation de comptage le permet.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les utilisateurs HTA, la solution du télérelevé téléphonique est systématiquement recherchée, sous réserve d'une opportunité économique avérée et que le type d'installation de comptage le permette.

Un seuil pour la mise en place de la télérelève a été fixé à une puissance de 250 kW correspondant à une puissance souscrite en soutirage de 250kW ou une énergie injectée de 1 GWh (250 kW avec un facteur de charge de 4000 heures), sous réserve que l'utilisateur ait mis à disposition une ligne téléphonique filaire (RTC).

De manière générale, pour les nouvelles installations comme pour les rénovations de point de comptage, la solution de relevé sera choisie sur des critères d'opportunité économique tenant compte principalement des nécessités de relevé : périodicité (mensuelle, hebdomadaire, journalier), type de données (index, courbe de charges, ...).

4.2 PRECISIONS CONCERNANT LE RELEVÉ A 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 distributeur réséda, 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 :

- Ligne RTC dédiée du distributeur réséda, partagée entre plusieurs compteurs,
- Ligne RTC de l'utilisateur, partagée entre le compteur et les usages de l'utilisateur.
Pour ces deux cas, deux modes de partage sont possibles : le partage physique par aiguilleur téléphonique, le partage temporel par fenêtre d'écoute.
- Utilisation du réseau téléphonique GSM à l'aide de boîtiers additionnels (interface RTC-GSM ou modem GSM).

Des documents complémentaires fournissent les spécifications décrivant les modalités techniques d'accès par télérelevé aux informations qui sont administrées par les appareils de comptage électroniques de type CJE, CVE et ICE actuellement utilisés par le distributeur réséda. Ils définissent les informations qui sont administrées par chacun de ces appareils et auxquelles les utilisateurs des réseaux gérés par le distributeur réséda peuvent accéder moyennant certaines dispositions de réception de signaux et de traitement informatique appropriés (interfaces de communication et applications de télé-relevé non décrites dans ce document). Cet accès n'est possible que si le compteur concerné est équipé d'un modem raccordé au réseau téléphonique commuté public (RTC). L'utilisateur du réseau ou son mandataire doit donc, en préalable, demander aux services du distributeur réséda la vérification du raccordement du compteur à un accès téléphonique et les informations sur les conditions de cet accès (code d'accès et horaire d'appel notamment).

Ces documents concernent les appareils de comptage électroniques de type :

- Compteur « Jaune » Electronique (CJE) ; référence NOP-RES_104E (consultable sur le site ERDF),
- Compteur « Vert » Electronique (CVE) ; référence NOP-RES_105E (consultable sur le site ERDF),
- Compteur « Interface Clientèle Emeraude » (ICE) ; référence NOP-RES_106E (consultable sur le site ERDF).

4.3 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, MDE, ...).

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 numérique appelée « téléinformation client » et envoyant en continu un flux de données décrivant la consommation ou l'injection et les circonstances tarifaires. Un document complémentaire fournit les informations techniques, physiques et logiques qu'il est nécessaire de connaître pour le développement de systèmes reliés aux sorties de téléinformation de l'ensemble des appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le distributeur réséda et destinés à l'information ou au pilotage local d'asservissement dans l'installation du client (affichage de consommation, gestion d'énergie, pilotage de charges, etc.). Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sous la référence "NOP-RES_107E" et sous l'intitulé "SORTIES DE TELEINFORMATION CLIENT DES APPAREILS DE COMPTAGE ELECTRONIQUES UTILISES PAR LE DISTRIBUTEUR EDF" (consultable sur le site ERDF).

4.4 MODES D'ACCES DISPONIBLES A UN UTILISATEUR

Les seuls modes d'accès aux données du compteur qui sont disponibles à l'utilisateur (sous réserves que le type d'installation de comptage concerné le permette) sont les suivants :

- La lecture directe,
- Les informations locales du « bornier-client »,
- L'accès à distance sous protection : une clé d'accès permet la lecture des données de l'utilisateur.

L'accès au compteur par le bus de téléreport filaire ou l'interface optique est réservé aux usages du distributeur réséda.

4.5 LES DIFFERENTS PROTOCOLES UTILISES POUR LE TELERELEVE OU RELEVE 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. Les protocoles et données accessibles à l'utilisateur sont marqués en gras (sous réserves que le type d'installation de comptage concerné le permette).

4.5.1 UTILISATEURS HTA

- Compteur « Interface Clientèle Emeraude » (ICE) :
 - Télérelevé avec le protocole TRIMARAN+, sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de charge,
 - Relevé sur site par téléreport avec le protocole Euridis+, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index et courbe de charge,
 - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Euridis+, sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de charge,
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Sortie téléinformation client,
 - Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur « Vert » Electronique (CVE) :
 - Télérelevé avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (par adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de charge,
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur électro-mécanique et accessoires (contrôleur, ...) :
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Contacts d'information tarifaire.

4.5.2 UTILISATEURS BT >36kVA

- Compteur « Jaune » Electronique (CJE):
 - Télérelevé avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (par adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de charge,
 - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
 - Télérelevé sur courant porteur en ligne avec le protocole PLAN, données disponibles en index seulement,
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Sortie téléinformation client,
 - Contacts d'information tarifaire.
- Compteur électro-mécanique :
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Contacts d'information tarifaire.

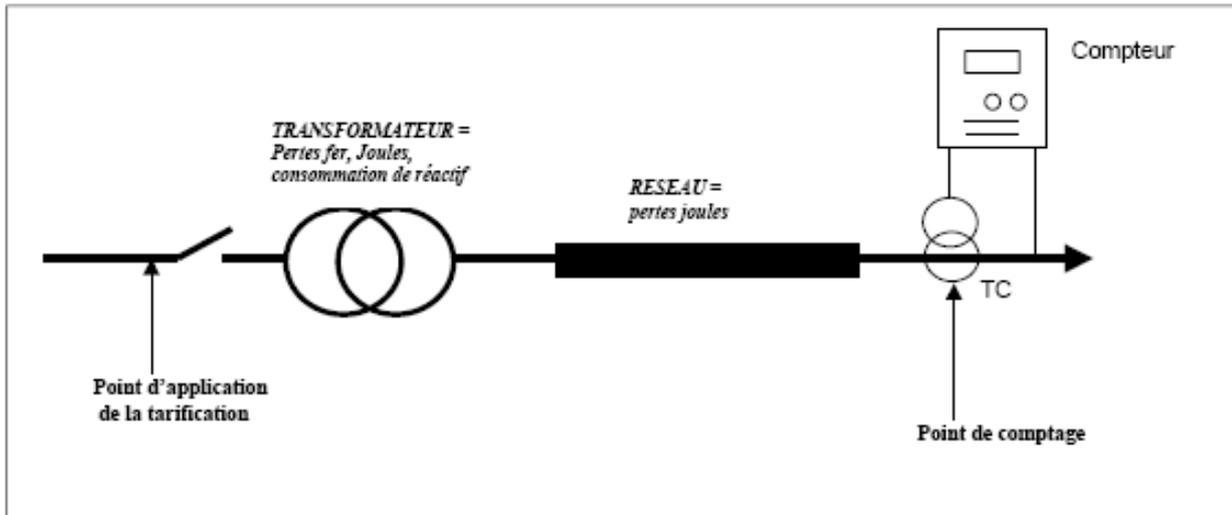
4.5.3 UTILISATEURS BT >36kVA

- Compteur « Bleu » électronique triphasé, monophasé multi-tarif (CBE tri MT et CBE mono MT):
 - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Sortie téléinformation client,
 - Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur « Bleu » électronique monophasé simple tarif (CBE mono ST):
 - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
 - Relevé visuel (afficheur),
- Compteur électro-mécanique :
 - Relevé visuel (afficheur),
 - Contacts d'information tarifaire.

5 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.



5.1 PERTES ACTIVES

5.1.1 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 : $P_{j\ tr}$.

5.2 CORRECTIONS D'ENERGIE REACTIVE

5.2.1 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.

5.2.2 DANS LE RESEAU (LIGNES ET CABLES)

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.

5.3 CALCUL PRATIQUE DES PERTES ET CORRECTIONS

5.3.1 CORRECTION DE PUISSANCE

P	puissance active au point d'application de la tarification
P	puissance active mesurée au point de comptage
P_{f tr}	pertes fer transformateur en kW
P_{j tr}	correction pertes Joules transformateur en %
P_{j res}	pertes Joules réseau en % / km

$$\text{En soutirage } P = p \times (P_{j \text{ tr}} + P_{j \text{ res}}) + P_{f \text{ tr}}$$

$$\text{En injection } P = [p / (P_{j \text{ tr}} + P_{j \text{ res}})] - P_{f \text{ tr}}$$

5.3.2 CORRECTION DE L'ENERGIE ACTIVE

W	énergie active au point d'application de la tarification
W	énergie active mesurée au point de comptage
P_{f tr}	pertes fer transformateur en kW
P_{j tr}	correction pertes Joules transformateur en %
P_{j res}	pertes Joules réseau en % / km
H	nombre d'heure de mise sous tension du transformateur

$$\text{En soutirage } W = w \times (P_{j \text{ tr}} + P_{j \text{ res}}) + H \times P_{f \text{ tr}}$$

$$\text{En injection } W = [w / (P_{j \text{ tr}} + P_{j \text{ res}})] - H \times P_{f \text{ tr}}$$

5.3.3 CORRECTION DE TANGENTE

P	puissance active au point d'application de la tarification
Q	puissance réactive au point d'application de la tarification
TG	tangente au point d'application de la tarification
P	puissance active mesurée au point de comptage
Q	puissance réactive mesurée au point de comptage
Tg	tangente mesurée au point de comptage
Ktg	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 $TG = tg - Ktg$

5.3.4 VALEURS USUELLES DES COEFFICIENTS DE CORRECTION

5.3.4.1 COEFFICIENTS DE PERTES FER Pf_{tr} ET DE PERTES JOULES Pj_{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 Pf_{tr} en kW		Perte Joules Pj_{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	Perte fer Pf tr en kW		Perte Joules Pj 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 construites à partir de 1987

Puissance du TR en kVA	Bain d'huile norme C 52-112-1		Sec norme C52-115	
	Perte fer Pf tr en kW	Perte Joules Pj tr en %	Perte fer Pf tr en kW	Perte 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

5.3.4.2 COEFFICIENTS DE PERTES JOULES RESEAU

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

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

5.3.4.3 COEFFICIENT CORRECTION DE LA TANGENTE

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

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

6 DESCRIPTION DES INFORMATIONS MISES A DISPOSITION DE L'UTILISATEUR

6.1 CARACTERISTIQUES GENERALES DES INFORMATIONS MISES A DISPOSITIONS

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 « téléinformation-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, ...). Un document complémentaire fournit les informations techniques, physiques et logiques qu'il est nécessaire de connaître pour le développement de systèmes reliés aux sorties de téléinformation de l'ensemble des appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le distributeur réséda et destinés à l'information ou au pilotage local d'asservissement dans l'installation du client (affichage de consommation, gestion d'énergie, pilotage de charges, etc.). Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sous la référence "NOP-RES_107E" et sous l'intitulé "SORTIES DE TELEINFORMATION CLIENT DES APPAREILS DE COMPTAGE ELECTRONIQUES UTILISES PAR LE DISTRIBUTEUR réséda".

L'accessibilité et le mode de mise à disposition de ces informations sont dépendantes 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 13-100, 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 « téléinformation-client ») est systématiquement dépendant de l'option tarifaire choisie et parfois du paramétrage désiré par l'utilisateur.

6.2 INFORMATIONS DISPONIBLES PAR TYPE DE COMPTAGE

6.2.1 COMPTAGES BT <36kVA

6.2.1.1 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTROMECHANIQUE OU ELECTRONIQUE SIMPLE TARIF

Aucune information n'est mise à disposition.

6.2.1.2 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTROMECHANIQUE 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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette).

6.2.1.3 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTRONIQUE MULTITARIF

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou deux formats « contact sec » par le compteur (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). Cette information est de type « poste horaire » ou « poste horosaisonnier » ou issu d'une compilation de ces postes.

Un document complémentaire fournit les informations techniques, physiques et logiques qu'il est nécessaire de connaître pour le développement de systèmes reliés aux sorties de téléinformation de l'ensemble des appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le distributeur réséda et destinés à l'information ou au pilotage local d'asservissement dans l'installation du client (affichage de consommation, gestion d'énergie, pilotage de charges, etc.). Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sous la référence "NOP-RES_107E" et sous l'intitulé "SORTIES DE TELEINFORMATION CLIENT DES APPAREILS DE COMPTAGE ELECTRONIQUES UTILISES PAR LE DISTRIBUTEUR EDF" (consultable sur le site ERDF).

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.

6.2.2 COMPTAGES BT >36kVA

6.2.2.1 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTROMECHANIQUE ET D'UN RELAIS OU D'UNE HORLOGE TARIFAIRE

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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). Cette information est de type « poste horosaisonnier ».

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

6.2.2.2 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTRONIQUE

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous deux formats « contact sec » par le comptage (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). 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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). 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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). Elle comprend diverses informations telles que :

- Les index d'énergie active dans les différents postes tarifaires de l'option choisie,
- Les date de début, puissances maximales atteintes et durée des dépassements dans la période de facturation courante,
- Les date 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.

Un document complémentaire fournit les informations techniques, physiques et logiques qu'il est nécessaire de connaître pour le développement de systèmes reliés aux sorties de téléinformation de l'ensemble des appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le distributeur réséda et destinés à l'information ou au pilotage local d'asservissement dans l'installation du client (affichage de consommation, gestion d'énergie, pilotage de charges, etc.). Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sous la référence "NOP-RES_107E" et sous l'intitulé "SORTIES DE TELEINFORMATION CLIENT DES APPAREILS DE COMPTAGE ELECTRONIQUES UTILISES PAR LE DISTRIBUTEUR EDF" (consultable sur le site ERDF).

Ces informations sont mises à disposition via des appareils de découplage.

6.2.3 COMPTAGES HTA

6.2.3.1 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTROMECHANIQUE 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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). 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.

6.2.3.2 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR « VERT » ELECTRONIQUE (CVE)

Une information d'asservissement-client est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). 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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse le seuil égal à 0,95 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.

6.2.3.3 CAS DU COMPTAGE EQUIPE D'UN COMPTEUR ELECTRONIQUE DE TYPE ICE (INTERFACE CLIENTELE EMERAUDE)

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 0,95 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 (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette). 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 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 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.
- Un document complémentaire fournit les informations techniques, physiques et logiques qu'il est nécessaire de connaître pour le développement de systèmes reliés aux sorties de téléinformation de l'ensemble des appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le distributeur réséda et destinés à l'information ou au pilotage local d'asservissement dans l'installation du client (affichage de consommation, gestion d'énergie, pilotage de charges, etc.). Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sous la référence "NOP-RES_107E" et sous l'intitulé "SORTIES DE TELEINFORMATION CLIENT DES APPAREILS DE COMPTAGE ELECTRONIQUES UTILISES PAR LE DISTRIBUTEUR EDF" (consultable sur le site ERDF).

- L'ensemble de ces informations est mis à disposition (sous réserve que le type d'installation de comptage concerné le permette), soit directement sur le bornier du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

7 MODALITES CONTRACTUELLES DE TRAITEMENT DES LITIGES

Les engagements adaptés à chaque utilisateur sont définis dans les contrats d'accès au réseau.

Annexe 1 - Tableau des valeurs de puissances maximales souscrites compatibles avec les rapports de transformation

Les tableaux ci-dessous sont issus de l'application des formules du chapitre 2.4.3.5.2.4, les valeurs préférentielles sont en gras.

Les zones grisées correspondent à des valeurs anciennes (depuis l'année 2003, les nouvelles installations alimentées en HTA sont de puissance souscrite supérieure à 250 kVA).

Des rapports de transformation non représentés ci-dessous peuvent exister sur des installations particulières. Pour ces cas, il y a lieu de procéder par interpolation des valeurs des tableaux.

Livraison HTA avec comptage en HTA et Un = 20 000 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
600/5	3900	7700	19000
400/5	2600	5200	13000
300/5	1900	3900	9700
250/5	1600	3200	8100
200/5	1300	2600	6400
150/5	970	1900	4800
125/5	810	1600	4000
100/5	640	1300	3200
75/5	480	970	2400
60/5	390	770	1900
50/5	320	640	1600
40/5	260	520	1300
30/5	190	390	970
25/5	160	320	810
20/5	130	260	640
15/5	97	190	480
10/5	64	130	320
7,5/5	48	97	240
5/5	32	64	160

Livraison HTA avec comptage en HTA et Un = 20 000 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
600/5	3900	7700	19000
400/5	2600	5200	13000
300/5	1900	3900	9700
250/5	1600	3200	8100
200/5	1300	2600	6400
150/5	970	1900	4800
125/5	810	1600	4000
100/5	640	1300	3200
75/5	480	970	2400
60/5	390	770	1900
50/5	320	640	1600
40/5	260	520	1300
30/5	190	390	970
25/5	160	320	810
20/5	130	260	640
15/5	97	190	480
10/5	64	130	320
7,5/5	48	97	240
5/5	32	64	160

Livraison HTA avec comptage sur la basse tension 230/400 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
2000/5	260	520	1300
1500/5	190	390	970
1250/5	160	320	810
1000/5	130	260	640
750/5	97	190	480
600/5	77	150	390
500/5	64	130	320
400/5	52	100	260
300/5	39	77	190
250/5	32	64	160
200/5	26	52	130
150/5	19	39	97
100/5	13	26	64
75/5	10	19	48
50/5	6	13	32
30/5	4	8	19

Livraison HTA avec comptage sur la basse tension 127/220 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
2000/5	140	280	710
1500/5	110	210	530
1250/5	89	180	440
1000/5	71	140	350
750/5	53	110	270
600/5	43	85	210
500/5	35	71	180
400/5	28	57	140
300/5	21	43	110
250/5	18	35	89
200/5	14	28	71
150/5	11	21	53
100/5	7	14	35
75/5	5	11	27
50/5	4	7	18

Livraison BT > 36 kVA et tension 230/400V		
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kVA	
	Minimale	Maximale
500/5	120 ⁽¹⁾	240 ⁽²⁾
200/5	48 ⁽³⁾	140
100/5	37 ⁽⁴⁾	69

Nota :

(1) La valeur théorique de 140 kVA a été réduite par rapport à celle de la livraison HTA du fait d'une consommation plus régulière de cette typologie d'utilisateurs (dynamique plus faible de la monotone de charge).

(2) La valeur théorique de 350 kVA permise par un TC de 500/5 est volontairement limitée à 240 kVA pour prendre en compte la capacité limitée des conducteurs de réseau. Certaines installations conçues spécialement acceptent 288kVA.

(3) La valeur théorique de 55 kVA a été réduite par rapport à celle de la livraison HTA du fait d'une consommation plus régulière de cette typologie d'utilisateurs (dynamique plus faible de la monotone de charge).

(4) La valeur théorique de 28 kVA est corrigée pour prendre en compte la valeur minimale contractuelle de 37 kVA.

Annexe 2 – Informations complémentaires concernant le choix du rapport de transformation

De manière générale, il convient de choisir le rapport de transformation dont la puissance maximale compatible est immédiatement supérieure à la puissance souscrite au point de livraison.

Exemple :

Dans le cas d'un point de livraison en HTA avec comptage en HTA et tension U_n égale à 20 000V, dont la puissance souscrite est de 3800 kW, les seuls rapports de transformation compatibles en classe de précision 0,5 sont les suivants :

- Rapport = 250/5 pour P min = 3200 kW et P max = 8100 kW
- Rapport = 200/5 pour P min = 2600 kW et P max = 6400 kW
- Rapport = 150/5 pour P min = 1900 kW et P max = 4800 kW
- Rapport = 125/5 pour P min = 1600 kW et P max = 4000 kW

La valeur de rapport de transformation à choisir est 125/5

Les valeurs de puissances fournies dans les tableaux de l'annexe 1 ont été calculées à partir des valeurs de référence indiquées en tête de chaque tableau.

D'autres valeurs de tension peuvent exister notamment sur des comptages BT. Dans ces cas, il convient d'utiliser les formules du chapitre 2.4.3.5.2.4.

Dans le cas des nouvelles installations, il convient de tenir compte des évolutions potentielles annoncées par l'utilisateur du réseau. Dans ce cadre, pour le cas des points de livraison HTA avec comptage en BT, il convient de tenir également compte des caractéristiques techniques du transformateur de puissance installé.

Le tableau ci-dessous précise le rapport de transformation à choisir en fonction de la puissance initiale souscrite et de la puissance du transformateur installé pour les différents types de transformateurs de courant (mono, bi ou tri-rapports).

Puissance initiale souscrite (Ps en kW)	Puissance du transformateur installé (Pt en kVA)		
	Pt d 400	400 < Pt d 630	630 < Pt
Ps d 320	<u>1000/5</u> 500-1000/5 500-1000-2000/5	<u>1000/5</u> 500-1000/5 500-1000-2000/5	<u>1000/5</u> 1000-2000/5 500- <u>1000</u> -2000/5
320 < Ps d 640	<u>1000/5</u> 500- <u>1000/5</u> 500- <u>1000</u> -2000/5	<u>1000/5</u> 500- <u>1000/5</u> 500- <u>1000</u> -2000/5	<u>1000/5</u> 1000-2000/5 500- <u>1000</u> -2000/5
640 < Ps			<u>2000/5</u> 1000- <u>2000/5</u> 500-1000- <u>2000/5</u>

Nota : la valeur soulignée correspond au rapport de transformation choisi.

Annexe 3 Adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage

Cette annexe décrit les conditions de vérification de l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage en utilisant une méthode d'évaluation théorique et une méthode de mesure physique de la charge des éléments raccordés aux circuits secondaires des transformateurs de courant.

Rappel : dans le cas des installations existantes, en cas de remplacement de compteurs électromécaniques par un compteur électronique de type ICE ou de rénovation des circuits de mesure d'intensité du comptage, les transformateurs de courant dont la puissance de précision est différente de celle définie au chapitre 2.4.3.2 peuvent éventuellement être conservés, sous réserve qu'ils satisfassent aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définis au chapitre 2.4.3.5 et fassent l'objet d'une vérification de l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage.

Pour cela, la charge des éléments du circuit de mesure d'intensité du comptage (filerie et comptage) raccordé aux circuits secondaires des transformateurs de courant pourra être

- Soit, évaluée de manière théorique,
- Soit, mesurée.

Méthode d'évaluation théorique de la charge

L'évaluation théorique de la charge (puissance consommée) du circuit de mesure d'intensité du comptage sera effectuée en tenant compte des valeurs typiques définies ci-dessous pour chacun des éléments (câble et compteur) composant ce circuit.

- La consommation du circuit intensité d'un compteur est estimée à 1 VA par compteur (boîte d'essai et connectique comprise) ;
- La consommation des câbles de mesure est estimée à
 - 0,22 VA par mètre double (aller - retour) pour un câble de section de 4 mm² ;
 - 0,15 VA par mètre double (aller - retour) pour un câble de section de 6 mm².

Limite de validité de l'évaluation théorique de la charge

Dans certains cas, l'évaluation théorique de la charge décrite ci-dessus ne permet pas une décision fiable quant à l'adéquation de la puissance de précision du transformateur de courant à la charge du circuit.

Citons par exemple, les cas suivants :

- Des imprécisions existent dans l'évaluation de la longueur exacte des câbles de mesure,
- Les circuits de mesure sont constitués d'éléments autres que les câbles et les compteurs (connecteurs, appareils ou circuits annexes, etc.),
- L'évaluation théorique donne un résultat trop proche des limites de décision de la vérification d'adéquation décrite ci-après.

Dans ces cas, il est recommandé de réaliser une mesure physique de la charge.

Méthode de mesure physique de la charge

La méthode générale de mesure de la charge (puissance consommée) du circuit de mesure d'intensité du comptage consiste simplement à :

- Mesurer, sur chaque phase, l'intensité (I) du courant parcourant le circuit secondaire du TC (à l'aide d'une pince ampéremétrique),
- Mesurer, sur chaque phase, la tension (U) présente
 - en comptage BT, au niveau des bornes du circuit secondaire du transformateur de courant,
 - en comptage HTA, au niveau du bornier intensité situé dans le caisson BT du disjoncteur HTA.

Le calcul $U \times I$ donne (en VA) la valeur de la charge des appareils équipant le panneau de comptage et des circuits annexes.

Afin d'assurer une précision suffisante de ces mesures, l'intensité (I) du courant mesuré doit être au moins égale à 20% du courant nominal du circuit de mesure d'intensité du comptage (5A), soit 1 A.

Dans le cas contraire, on peut procéder en injectant un courant nominal dans le circuit de mesure :

- Injecter dans le circuit de mesure (et tous les éléments en service sur ce circuit) un courant (I) de 5A (après avoir shunté les bornes du circuit secondaire du transformateur de courant, puis déconnecter le circuit de mesure d'intensité),
- Mesurer la tension (U en Volt) présente entre les bornes du circuit de mesure.

Dans le cas où les opérations citées ci-dessus ne seraient pas possibles pour des raisons diverses (conditions de sécurité, conditions d'accès, moyens insuffisants, ...), il est possible de procéder à une évaluation de la charge en procédant comme suit :

- Effectuer une mesure sur une partie seulement du circuit de mesure (par exemple, en injectant le courant au niveau de la boîte d'essai Intensité du panneau de comptage),
- Ajouter à la charge mesurée une évaluation de la charge non mesurée (par exemple, celle de câbles non pris en compte dans la mesure) suivant la même méthode d'évaluation que celle décrite dans la méthode d'évaluation théorique de la charge énoncée ci-dessus.

Vérification de l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage

Pour assurer la précision de transformation du courant associée à sa classe de précision (0,5 ou 0,2S), un transformateur de courant doit fonctionner dans certaines conditions de charge de son circuit secondaire.

Conformément à la norme NF EN 60044-1 de novembre 2000 (chapitre 11.2), cette précision n'est garantie que si la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage est comprise entre 25% et 100% de la puissance de précision du transformateur de courant.

Dans le cadre de la gamme de valeurs de puissance de précision du transformateur de courant présents sur le réseau de distribution (3,75 VA, 7,5 VA, 15 VA ou 30 VA), cette règle peut être déclinée de la manière suivante :

- Si la charge est inférieure à 1.87 VA, la puissance de précision du transformateur de courant doit être de 3,75 VA,
- Si la charge est supérieure à 1,87 VA et inférieure à 3,75 VA, la puissance de précision du transformateur de courant doit être de 3,75 VA ou de 7,5 VA,
- Si la charge est supérieure à 3,75 VA et inférieure à 7,5 VA, la puissance de précision du transformateur de courant doit être de 7,5 VA ou de 15 VA,
- Si la charge est supérieure à 7,5 VA et inférieure à 15 VA, la puissance de précision du transformateur de courant doit être de 15 VA ou de 30 VA,
- Si la charge est supérieure à 15 VA, la puissance de précision du transformateur de courant doit être de 30 VA.

Puissance de précision du transformateur de courant (en VA)	Charge du circuit de mesure d'intensité du comptage (en VA)				
	Inférieure à 1,87	1,87 à 3,75	3,75 à 7,5	7,5 à 15	15 à 30
3,75	OK	OK			
7,5		OK	OK		
15			OK	OK	
30				OK	OK

Adéquation de la puissance de précision du transformateur de courant
à la charge du circuit de mesure d'intensité du comptage