

Contribution IGNES à la consultation publique ouverte par la CRE, du 11 octobre 2024 relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE7)

Date limite de dépôt des réponses : 22/11/2014 23h59

IGNES en quelques mots

IGNES est l'alliance des industriels qui proposent des solutions électriques et numériques pour le bâtiment. Elle représente ses adhérents - tels ABB, Atlantic, Delta Dore, Eaton, Hager, Intuis, Legrand, Schneider Electric, Somfy, Theben..., notamment pour les solutions de pilotage énergétique en aval compteur dédiés aux abonnés <36KVA (thermostats, HEMS, contacteur, délesteur, IRVE...).

La combinaison de deux facteurs ;1 – ajout de charges électriques à piloter dans le logement/petit local professionnel, 2 - généralisation progressive des tarifs à différenciation temporelle, telle qu'annoncée dans la récente consultation publique sur les TRVE, fait émerger un nouveau besoin pour les Français, celui de piloter mieux pour consommer mieux. Les solutions automatisées et intelligentes qui pilotent les équipements électriques en tenant compte des préférences de l'occupant (confort, présence...), des caractéristiques techniques des équipements pilotés et des signaux tarifaires sont conçues pour y répondre.

Nos industriels conçoivent ces produits. Toutefois, certains freins existent :

- Le périmètre fonctionnel de la TIC du compteur Linky est trop restreint et limité au marché Français, aussi quand elle est utilisée par les systèmes de pilotage, des carences sont constatées
- Difficulté d'accéder automatiquement aux données tarifaires de fournisseurs pour piloter en € la flexibilité implicite

Les propositions d'évolution du TURPE 7 donnent de la visibilité pour les industriels sur l'évolution du marché. Le placement des heures creuses dans l'alignement des périodes où la consommation est faible et/ou la production d'électricité renouvelable est élevée traduira plus fidèlement la réalité des contraintes et transmettra des signaux tarifaires incitatifs plus pertinents aux utilisateurs du réseau pour qu'ils consomment mieux.

IGNES soutient aussi la mise à disposition des informations nécessaires au pilotage des équipements en aval du compteur. Nous portons une attention particulière sur les modalités de transmission de ces données qui doivent être les plus automatisables possible ce qui permettra de massifier les solutions techniques.

Réponses aux questions

Question 13 - Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le TURPE 7 ?

Rappel des informations partagées par la CRE en introduction de la question 13 :

Page 55 « Demandes d'Enedis

Dans sa demande tarifaire, Enedis demande qu'une partie de ses projets d'investissements SI (liés notamment à la cybersécurité, à la publication de données, à la digitalisation du réseau, au stockage de données, à la flexibilité, ou encore la refonte des SI obsolètes) soient exclus du périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux ». Enedis estime que ces projets présentent un niveau de risque ou d'incertitude qui justifie leur couverture via le CRCP. La liste des projets concernés, fournie par Enedis, conduirait à exclusion du mécanisme de la régulation incitative environ 21 % (288 M€) de ses investissements SI sur la période TURPE 7.

Analyse préliminaire de la CRE

S'agissant du périmètre des investissements, la CRE considère que, sauf justification détaillée pour un projet spécifique, la règle est l'inclusion des investissements SI dans le périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux ». La demande formulée par Enedis réduirait le caractère incitatif du dispositif sur les investissements « hors réseaux » et n'est, à ce stade, pas justifiée car les dépenses de ces projets sont en partie prévisibles et maîtrisables. Notamment, le déploiement massif de Linky est terminé et Enedis dispose d'objectifs précis en ce qui concerne les services Linky (atteinte de collecte de 50 % des courbes de charges du parc d'ici 2025). Par ailleurs, la CRE constate un surcoût d'environ +46 % par rapport à la trajectoire initiale pour les projets SI ayant été exclus de ce mécanisme pour le TURPE 6. Enfin, la plupart des projets ayant fait l'objet d'une exclusion durant la période TURPE 6 sont aujourd'hui terminés. »

Réponse IGNES à la question 13 : IGNES est favorable à la règle d'inclusion des investissements SI dans le périmètre de la régulation incitative. Les travaux de recherche et d'innovation d'ENEDIS vont contribuer à mettre à disposition des moyens pertinents pour le pilotage aval compteur notamment la transmission de données à des tiers. Ces derniers devront être agnostiques au regard des solutions de marché (API, TIC...) afin qu'ils servent à toutes les configurations au meilleur coût pour les consommateurs.

Question 29 – Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la transmission des données envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

Rappel des informations partagées par la CRE en introduction de la question 29 :

Page 85 : « La CRE indique qu'elle « souhaite introduire un projet prioritaire visant la mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers bénéficiant d'une autorisation de l'utilisateur d'accès à ses données (ci-après « tiers autorisés »). En effet, ces derniers n'ont pas accès à certaines données telles que la puissance souscrite ou les plages temporelles des clients, qui sont accessibles uniquement aux fournisseurs. Comme demandé par de nombreux acteurs, la CRE propose de demander à Enedis de mettre ces données à la disposition des tiers autorisés, c'est-à-dire ayant recueilli le consentement des titulaires des contrats. Le délai de réalisation de ce projet prioritaire serait le 1er janvier 2027 ».

Réponse IGNES à la question 29 : IGNES se réjouit de cette initiative appelée de nos vœux depuis longtemps sur le segment BT<36kVA.

Nous partageons le caractère prioritaire de ce projet dans la mesure où il doit contribuer à lever les barrières au développement du marché de la flexibilité du quotidien et à faciliter la sobriété par le moyen d'un pilotage des équipements.

Nos industriels constatent que l'accès aux données des compteurs et plus largement, l'accès aux données des contrats uniques (structures tarifaires, grille de prix, heures de début/fin de heures creuses...) restent largement non automatisés. En dehors des ballons d'eau chaude électriques classiques, les consommateurs ou installateurs, paramètrent manuellement leurs équipements, ce qui leur impose de récupérer ces informations sur les espaces clients des fournisseurs, rendant ainsi chaotique le parcours client. Ces difficultés vont s'accroître avec la généralisation des tarifs horosaisonnalisés. En effet, dans les conditions actuelles, si un installateur réussit à récupérer les données (tarifs, périodes des plages HP/HC, puissance...) le paramétrage saisi « en dur » devient rapidement obsolète en raison de l'absence d'interfaçage automatisé avec les fournisseurs et la non prise en compte des modifications d'abonnement, par exemples : changement de contrat, de fournisseur, de puissance souscrite, indexations tarifaires, déplacement des plages HC...

Il s'agit de mettre à disposition les données statiques au service de la flexibilité implicite (liste pouvant être complétée) :

- Puissance souscrite,
- Puissance de coupure (y compris dans une projection de généralisation d'abaissement de puissance en solution de sauvegarde)
- Calendrier fournisseur des jours types
- Plage par jour type (heure de début et de fin de chaque plage horaire)
- Changement de fournisseur (annonce que le fournisseur a changé)

A cela serait utile d'ajouter :

- Tarif TTC de l'abonnement (fonction de la puissance souscrite)
- Tarifs TTC par index
- Pointes mobiles (bonus/ malus), jours rouge/blancs du tarif TEMPO : tarif index pointe mobile, annonce des jours d'activation des pointes mobiles
- Autres données impactant la facture fournisseur

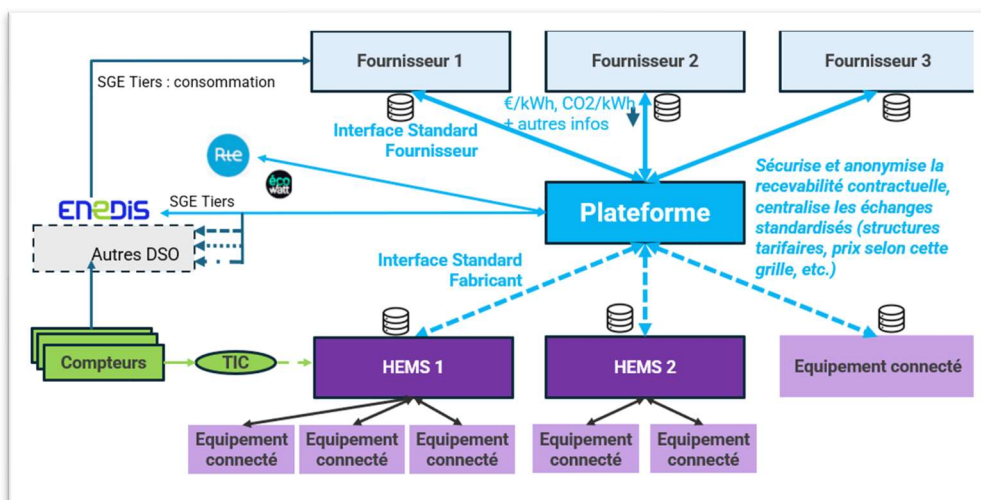
Il convient de favoriser un canal d'échange simplifié de machine à machine, par API, permettant d'automatiser et de massifier la flexibilité dans un parcours client fluide et rapide correspondant aux attentes actuelles des consommateurs. **L'objectif est que les équipements, tel que le gestionnaire intelligent d'énergie du logement (HEMS), puissent récupérer automatiquement ces données, avec le consentement du client donné sur l'application de gestion de l'équipement, afin de calculer en temps réel le coût de l'énergie et prendre des décisions de pilotage en fonction des règles paramétrées** (exigences de confort de l'occupant).

Ainsi, la souscription à des services de données pour les tiers doit être simple, rapide et automatisée pour libérer les exploitations vertueuses qui peuvent en être faits. Pour certains GRD, la procédure de mise à disposition des données à un tiers est rendue très complexe. Afin de réduire les barrières à l'entrée et les coûts, nous demandons que cette procédure soit commune entre les GRD.

Toutes les ELD, même les petites, devraient avoir un service de mise à disposition des données, ce qui n'est pas le cas.

Pour surmonter les barrières existantes et libérer le potentiel de flexibilité, IGNES souhaiterait que le projet aille au-delà avec la création d'une « plateforme commune permettant la mise à

disposition de manière standardisée aux tiers autorisés les informations du contrat de fourniture et les tarifs associés » telle qu'esquissée dans le rapport « pilotage des IRVE » de la CRE. Cette plateforme unifiée faciliterait le partage des données entre tous les acteurs du marché et grâce à un parcours client simplifié contribuerait fortement à l'essor des flexibilités quotidiennes aval compteur.



Question 36 - Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

Rappel des informations partagées par la CRE en introduction de la question 36 :

Page 97 « La directive 2019/94440 du Clean Energy Package prévoit le développement des flexibilités et leur généralisation dans la gestion et le développement des réseaux, tout particulièrement pour les réseaux de distribution. Elle assigne aux Etats membres et notamment aux régulateurs nationaux le rôle d'inciter les gestionnaires de réseaux dans cette voie. En particulier, son article 32 dispose que les États membres doivent fournir « le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones. [...] Les gestionnaires de réseau de distribution achètent ces services selon des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché, à moins que les autorités de régulation n'aient établi que l'achat de ces services n'est pas efficace sur le plan économique ».

Page 100 « L'utilisation de la flexibilité au service du réseau est un enjeu majeur pour assurer l'accélération de l'électrification et le bon fonctionnement du réseau électrique au meilleur coût pour la collectivité. A ce titre, la CRE envisage de créer de nouveaux indicateurs et de nouvelles régulations incitatives pour le développement de la flexibilité au service du réseau.

La CRE identifie les axes prioritaires suivants pour généraliser l'utilisation des flexibilités au service des réseaux pendant le TURPE 7 :

- intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux
 - partager les gains économiques permis par la flexibilité ;
 - intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement ;

- recourir aux écrêtements de manière pertinente en l'absence de flexibilité compétitive.
- faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité
 - améliorer le design des mécanismes existants ;
 - renforcer la visibilité et la transparence pour les acteurs ; «

Page 103 (passage placé en introduction de la question 41, utile à la réponse de la question 36):
« 3.7.4.2.1. Améliorer le design des mécanismes existants

En accord avec la directive européenne 2019/944, pour permettre le développement d'offres de flexibilité compétitives, le recours à la flexibilité doit se faire par l'intermédiaire de mécanismes de marché permettant une participation simple, souple et concurrentielle des acteurs. Les appels d'offres expérimentaux mis en oeuvre jusqu'à présent par Enedis se sont perfectionnés, mais, sans la publication du décret d'application de l'article L322-9 du code de l'énergie, leur industrialisation sous un format plus adapté tant pour Enedis que pour les acteurs reste limitée. Enedis travaille au développement d'un marché continu permettant aux acteurs d'adapter les prix et volumes de leurs offres au fil de l'eau.

En parallèle de ce marché continu, Enedis devra mener à l'avenir des appels d'offres permettant la contractualisation de flexibilités avec réservation de capacité, notamment pour répondre à des besoins de reports d'investissements.

Ces capacités réservées pourront le cas échéant être, à l'activation, en concurrence avec des offres plus compétitives sur le marché continu. Il est également essentiel que les flexibilités offertes sur le réseau de distribution puissent participer aux marchés du réseau de transport. Par ailleurs, bien qu'un projet de règles ait été initié par Enedis, celles-ci ne pourront entrer en vigueur qu'avec la publication du décret d'application.

A ce titre, il apparaît essentiel, en plus du cadre fixé par la CRE, que la réglementation permette et encadre l'industrialisation des flexibilités au service des réseaux pour les gestionnaires de réseaux de distribution. »

Réponse IGNES à la question 36 : Nous partageons les analyses de la CRE. IGNES sera particulièrement attentif aux annonces futures de mise en oeuvre de la généralisation des produits de flexibilité pour le réseau qui pourraient se concrétiser par « l'intermédiaire de mécanismes de marché » conformément à la directive 2019/944.

Ces marchés contribuent nécessairement de façon indirecte à la structuration du parc d'équipements de pilotage dans les bâtiments, prérequis des agrégateurs pour opérer.

En effet, les conditions des contrats issus de ces appels d'offre doivent encadrer les fonctions et les exigences de conformité des équipements par lesquelles transitent les consignes jusqu'au bâtiment.

A ce titre, l'article 32 du Network Code on Demand Response dans sa version publiée par l'ACER le 5 septembre dispose qu'un client doit pouvoir effectuer un changement d'opérateur de flexibilité sur une unité contrôlée sans obstacle et que ce changement doit être mis en oeuvre par le système d'information de flexibilité de l'opérateur système.

Ainsi, la configuration technique d'une chaîne d'activation de la flexibilité se doit d'être « agnostique » : c'est-à-dire qu'un client ne devrait pas devenir captif d'un opérateur de flexibilité qui aurait installé une technologie opérable uniquement par celui-ci.

De plus, l'accès à ces marchés de flexibilité réseau pour des agrégateurs devra être conditionné à la satisfaction de critères sur la dimension souveraine des infrastructures utilisées par les agrégateurs, sur la capacité de ces infrastructures à piloter la puissance à l'échelle du point de livraison, et à se conformer au cadre posé par la dernière directive EPBD et sa transposition à venir en droit Français. Celle-ci dispose que les Etats membres doivent fixer d'ici mai 2026 les exigences garantissant que les bâtiments neufs et rénovés aient la capacité de réagir aux signaux externes et d'ajuster leur consommation d'électricité.

Question 51 : Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'Enedis pour le TURPE 7 ?

Rappel des informations partagées par la CRE en introduction de la question 51

Page 120 « Plan de lutte anti-fraude »

Depuis 2022, Enedis constate une hausse préoccupante des pertes non techniques (PNT) (cf. partie 3.3.1.3) sur son réseau occasionnant une augmentation des charges associées. Les PNT sont catégorisées par Enedis en trois catégories :

- les « écarts au processus client », avec notamment les consommations inter-contrat, les consommations après résiliation, les fins de maintien de l'alimentation, les consommations avant la première mise en service supérieures à zéro, etc. ;
- les « fraudes », avec les dérivations en amont du compteur ou les compteurs trafiqués ;
- les « dysfonctionnements », avec par exemple les dysfonctionnements du compteur ou de la chaîne communicante non imputables au client.

Les outils de supervision et les moyens déjà en service ont permis d'identifier, de traiter en partie et d'évaluer l'impact grandissant du phénomène des fraudes sur son réseau. Enedis indique que l'énergie sécurisée (c'est-à-dire des volumes d'énergie dont la consommation frauduleuse a été identifiée et résolue) par les équipes dédiées est passée de 1 TWh en 2021 à 1,6 TWh en 2023 tous types de pertes non techniques confondus. La part des dossiers traités caractérisés comme relevant de fraudes a également crû en passant de 5 % des dossiers relatifs aux pertes non techniques hors dysfonctionnements (soit environ 1 300 dossiers) en 2022 à 25 % (environ 7 600 dossiers) entre janvier et juin 2024. Enedis a identifié à ce stade 150 000 points de livraison suspects, et estime que 6 500 nouveaux cas s'ajoutent chaque mois, tandis qu'environ 1 000 dossiers sont traités chaque mois. Les ressources actuellement disponibles ne permettraient pas de traiter l'entièreté des cas déjà identifiés et nouvellement détectés.

Face à ce constat, Enedis a augmenté les moyens mis en oeuvre et initié, en 2024, un plan d'action « Pertes et Fraudes » visant à mener les actions suivantes :

- comprendre et localiser le phénomène, via notamment le renforcement des algorithmes de détection de comptage suspects ;
- renforcer la lutte contre la fraude et remonter les filières, en augmentant les capacités d'enquête, d'interventions et de traitement de la fraude organisée ;
- faire évoluer le cadre juridique et réglementaire, en augmentant, par exemple, le caractère dissuasif des peines encourues ;
- mobiliser les parties prenantes, en se coordonnant et mettant en place des modes opératoires organisés avec les pouvoirs publics et les fournisseurs ;
- communiquer pour dissuader, via la communication sur le coût de la fraude et les risques financiers et sécuritaires encourus.

Enedis demande en conséquence un doublement des effectifs dédiés et un financement de 1 M€/an sur la période TURPE 7 afin de développer de nouvelles solutions techniques visant à mieux cibler la lutte contre la fraude. Enedis, dans sa demande tarifaire, considère que ces actions permettront sur la période TURPE 7 de stabiliser le volume de pertes dû à la fraude, avec un taux de pertes global de 6,88 % sur la période.

La CRE considère que la baisse des pertes non techniques est un enjeu particulièrement important au regard des montants concernés, proches de 1 Md€/an pour la période TURPE 7. Cet objectif de réduction est incité par la CRE depuis le démarrage du projet Linky, par le biais notamment d'une incitation financière relative à la régulation des pertes pour Enedis à baisser le volume de PNT.

L'auditeur n'a pas recommandé d'ajustement sur les ressources demandées par Enedis pour lutter contre la fraude.

La CRE constate néanmoins qu'Enedis a pris du retard dans le traitement des fraudes. Elle considère que l'allocation de moyens supplémentaires dédiés au traitement des fraudes doit se traduire dans les faits par une baisse des PNT.

La CRE envisage à ce stade d'intégrer un objectif de baisse de 0,1 %/an du volume de pertes totales à partir de 2026 (cf. partie 3.3.1.3.5), dans les objectifs de régulation incitative des pertes, et dans la trajectoire prévisionnelle des charges du système électrique (cf. partie 4.2.3). »

Réponse IGNES à la question 51 : Les fraudes aux compteurs trafiqués ou par les dérivations en amont du compteur conduisent les utilisateurs concernés à ne plus consommer de façon optimale pour le réseau et le système électrique. IGNES ne peut que se réjouir du renforcement du dispositif de lutte contre les fraudes.

Question 61 - Êtes-vous favorable aux modalités de mise en oeuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

Rappel des informations partagées par la CRE en introduction de la question 61 :

Page 153 « La CRE avait envisagé dans la consultation publique de décembre 2023, après échange avec les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE, que le placement des heures creuses soit différencié par saison (selon les saisons du TURPE soit 5 mois en saison haute et 7 mois en saison basse). Les premières analyses transmises par Enedis et RTE avaient permis à la CRE d'envisager les règles suivantes pour le placement des heures creuses :

- que soient déplacées les heures creuses actuellement positionnées sur des périodes problématiques pour le système, pour l'ensemble des consommateurs concernés ;
- que ne soient plus attribués à des nouveaux clients des régimes comprenant des heures creuses méridiennes (11h-14h) en hiver ;
- que soit favorisé le placement des heures creuses lors des après-midi d'été. »

Saison	Heures creuses existantes à déplacer ⁶⁸	Heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux clients ⁸¹	Heures creuses à favoriser
Hiver (novembre à mars)	De 7h à 11h et de 17h à 21h	De 11h à 14h	Libre
Été (avril à octobre)	De 7h à 10h et de 18h à 23h	-	De 2h à 6h et de 11h à 17h

Tableau 54. Règles complémentaires de placements des heures creuses proposées par la CRE

Page 155 « *Par ailleurs, la CRE avait indiqué s'interroger sur la possibilité de prévoir une augmentation du nombre d'heures creuses sur la période d'été du TURPE (avril à octobre), qui pourraient être portées à 10h au lieu de 8h actuellement, afin de mieux adapter les plages d'heures creuses aux heures de production du photovoltaïque et aux heures les plus creuses de la nuit. Les répondants se sont montrés majoritairement favorables à une telle évolution, tout en soulignant la complexité de mise en œuvre* »

Réponse IGNES à la question 61 : IGNES est favorable aux modalités de placement des heures creuses et à l'allongement de la période d'heures creuses à 10h par jour, voire plus parce qu'elles représentent une capacité plus grande de d'optimisation des consommations. Aussi, si cela s'avérait pertinent, la durée des heures creuse pourrait être augmentée le week-end par rapport aux jours de semaine.

En effet, les périodes d'heures creuses en journée s'ajoutent aux périodes de faible consommation la nuit, et ce phénomène s'amplifie le week-end en raison de la baisse de l'activité tertiaire et de l'industrie.

Augmenter le nombre d'heures creuses (voire de placer des périodes de super heures creuses) revient à adapter les signaux tarifaires à la configuration contemporaine des flux électriques.

Ces mesures auront un effet positif sur les Français car elles vont faciliter l'adoption des tarifs différenciés, ils pourront d'avantage piloter leurs usages sur des plages horaires plus étendues et une recherche d'automatisation.

Question 73 - Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

Rappel des informations partagées par la CRE en introduction de la question 73 :

Page 173 « *La délibération TURPE 5 HTA-BT73 et celle du 7 juin 201874 ont fait évoluer les modalités de tarification de l'utilisation des réseaux pour les autoconsommateurs individuels et les participants à des opérations d'autoconsommation collective :*

- *la composante de gestion applicable aux autoconsommateurs individuels a ainsi été diminuée, afin de ne pas faire supporter à un autoconsommateur deux composantes de gestion, comme le supporteraient un producteur et un consommateur distincts ;*
- *une composante de gestion a été introduite, pour les participants à une opération d'autoconsommation collective, pour tenir compte de la complexité de gestion induite pour Enedis, responsable notamment du retraitement des courbes de charges ;*
- *une option dédiée de la composante de soutirage a été ouverte pour les seuls participants à une opération d'autoconsommation collective.*

Cette tarification a été poursuivie et adaptée pour ce qui est de la composante optionnelle pour l'autoconsommation collective en TURPE 6 HTA-BT à la suite du retour d'expérience établi par Enedis.

A ce jour, plus de 556 000 autoconsommateurs individuels sont raccordés au réseau géré par Enedis. Enedis dénombre de plus 454 opérations d'autoconsommation collective actives à fin du deuxième trimestre 2024, regroupant 5 731 participants. »

« Qu'il s'agisse de l'autoconsommation individuelle ou collective, les coûts de gestion évalués par Enedis de ces clients restent supérieurs aux recettes collectées à ce jour au travers de la composante de gestion spécifique dont ces derniers doivent s'acquitter. »

Page 174 « Le nombre de clients d'Enedis concernés augmente fortement chaque année et les moyens devant être mis en oeuvre par Enedis pour leur gestion évoluent en conséquence (choix de développements SI plus ou moins lourds...). La CRE estime à ce titre que les coûts supportés aujourd'hui par Enedis pour la gestion des autoconsommateurs individuels ou participant à des opérations d'autoconsommation collective ne sont pas représentatifs des coûts futurs. En effet, un plus grand nombre d'autoconsommateurs individuels ou de participants à des opérations d'autoconsommation collective permettra notamment une rationalisation du traitement de ces clients, entraînant une baisse du coût unitaire de gestion de ces derniers.

C'est pourquoi la CRE envisage de maintenir à ce stade le niveau des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et de ceux participant à des opérations d'autoconsommation collective »

Réponse IGNES à la question 73 : IGNES est favorable au maintien du niveau des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et participant à des opérations d'autoconsommation collective, d'une part pour les raisons données par la CRE ci-dessus, et d'autre part parce qu'il contribue à fournir un signal prix encourageant l'autoconsommation. A titre prospectif, il serait intéressant d'étudier l'opportunité de contrôler les flux autoconsommés par le moyen d'équipements en aval du compteur, si cela permettait de réduire les coûts de gestion du GRD.

ANNEXE : RETOUR SUR LA STANDARDISATION DES LIBELLES DE GRILLES HOROSAISONNIERES

Faisant suite aux travaux et échanges coorganisés par ENEDIS, GIMELEC et IGNES concernant la standardisation des libellés de grilles horosaisonniers dans les compteurs Linky :

L'enjeu est double :

1. Exploiter le potentiel de la TIC en facilitant la lecture des données relatives au contrat fournisseur et ainsi libérer un peu plus le potentiel de pilotage des équipements en aval du compteur.
2. Lever des barrières à la libre concurrence entre fournisseurs. Car en l'état, un système de pilotage en aval du compteur, paramétré pour lire les informations de la TIC suivant les libellés des postes (index) renommés par un fournisseur A, ne saura pas lire ces libellés tels que renommés par un fournisseur B. Cela constitue un frein aux vellétés de changement de fournisseur du client.

Plus précisément nous avons identifié quelques leviers d'amélioration. Enedis nous a expliqué les principes de programmation des calendriers fournisseurs et les informations transmises jusqu'à la TIC.

Enedis met à disposition des fournisseurs 8 modèles de calendriers (programmés sur 99% des compteurs du parc BT<36kVA d'Enedis). Un fournisseur choisit pour un PDL donné d'appliquer un modèle. Il peut renommer le libellé de ce calendrier et renommer les libellés des postes (index de mesure).

- Le libellé du calendrier peut ainsi varier d'un fournisseur à l'autre. Ce libellé n'est pas transmis dans les informations de la TIC. L'équipementier peut récupérer cette information via SGE Tiers uniquement.
- La TIC communique les libellés des index fournisseurs, mais la dénomination des libellés reste à la main du fournisseur. Pour un même modèle de calendrier, le libellé d'un même index peut varier d'un fournisseur à l'autre.

Notre besoin est que les solutions de pilotage en aval du compteur puissent être facilement paramétrées pour adapter les consommations en fonction du calendrier fournisseur et ce, quel que soit le fournisseur du client titulaire du PDL. Pour ce faire, le modèle de calendrier programmé et les postes de la grille fournisseur (index) activés pour la mesure des consommations devraient être reconnaissables via la TIC, par le moyen d'informations standardisées, ne pouvant être modifiées par les fournisseurs.

Nous proposons par exemple que :

1. les libellés programmés dans les index du compteur commencent par une série de caractères inchangeables qui caractérisent
 - a. le modèle de calendrier Enedis
 - b. et le poste horosaisonnier permettant de reconnaître les plages de mesure de l'index dans le calendrier
2. le libellé du calendrier programmé sur un compteur soit accessible via un champ de la TIC de ce compteur.
3. les libellés des postes commencent par une série de caractères inchangeables qui caractérisent le poste unique.

IGNES se tient à disposition de la CRE pour approfondir rapidement cette piste.

Question	Avis IGNES	Piste / point d'attention
13 - évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des investissements « hors réseaux »	Favorable	<ul style="list-style-type: none"> • Maintien des recherches des GRD dans un périmètre d'activité respectant le cadre de régulation
29 – Régulation incitative de la transmission des données	Favorable au projet prioritaire visant la mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers	<ul style="list-style-type: none"> • Inclure les données utiles au pilotage (tarifs fournisseurs...) • Privilégier un canal d'échange et des services de données simple rapide et automatisé (API machine to machine) • Instauration d'une plateforme commune permettant la mise à disposition de manière standardisée aux tiers autorisés les informations du contrat de fourniture et les tarifs associés »
36 - axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux	Favorable	<ul style="list-style-type: none"> • Système de pilotage chez le client libre d'être opéré par différents agrégateurs pour ne pas le rendre captif
51 – Charge d'exploitation	Favorable au renforcement du dispositif de lutte contre les fraudes	<ul style="list-style-type: none"> • Mesures à prendre pour surveiller les installations de production photovoltaïques non déclarées
61 – Placement des heures creuses	Favorable aux modalités de placement des heures creuses et à l'allongement de la période d'heure creuse à 10h par jour	<ul style="list-style-type: none"> • Réflexions à mener sur l'allongement des périodes d'heures creuses le week-end par rapport aux jours de semaine
73 – maintien du niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs	Favorable	<ul style="list-style-type: none"> • Etude d'opportunité à mener sur le contrôle des flux autoconsommés par le moyen d'équipements en aval du compteur