



Consultation publique de la n°2018-003 du 15 février 2018 relative à la prise en compte de l'autoconsommation dans la structure du TURPE HTA-BT et des tarifs réglementés de vente

EMBIX - Réponse à la consultation de la CRE

23 mars 2018

Préambule

EMBIX accompagne les acteurs de la ville (aménageurs, urbanistes, et collectivités locales et promoteurs) dans la conception et la réalisation d'écoquartiers Smart Grids et Smart City Ready. L'entreprise développe conjointement une activité de Consulting Smart Grids & Smart City et une activité de réalisation et d'exploitation de Solutions Logicielles. EMBIX favorise une approche collaborative avec l'ensemble des acteurs en jeu dans un projet urbain, afin d'intégrer de manière adéquate les spécificités locales du territoire.

En phase de conception des projets d'aménagement, EMBIX a notamment pour mission :

- De définir les ambitions énergétiques et environnementales de l'opération
- D'identifier des stratégies énergétiques innovantes à l'échelle de l'opération d'aménagement
- D'élaborer un ou plusieurs scénarii Smart Grids complets : dimensions techniques, réglementaires et contractuelles
- De rédiger des cahiers de préconisations, sur les aspects énergétiques et numériques, à destination des opérateurs immobiliers, de sorte à permettre la mise en œuvre opérationnelle du scénario retenu

Dans ce contexte, EMBIX est donc régulièrement amenée à étudier, voire à préconiser, des stratégies énergétiques locales à l'échelle du quartier, favorisant la mutualisation des ressources énergétiques, la réduction des coûts globaux et l'intégration des énergies renouvelables dans le paysage urbain.

Les investissements réalisés pour la mise en œuvre de ces stratégies innovantes sont généralement reportés sur le prix de vente des biens immobiliers et sont donc très largement supportés par les futurs acquéreurs et occupants du quartier. C'est pourquoi il est important, selon nous, de permettre à ces derniers de bénéficier directement de l'énergie produite et de se sentir impliqués dans la gestion au quotidien de l'énergie.

Ainsi, le cadre de l'autoconsommation collective présente l'avantage de directement impacter la facture des participants à l'opération, en redistribuant de manière lisible les gains récurrents liés aux investissements qu'ils ont collectivement réalisés.

C'est aussi, selon nous, le seul montage contractuel existant capable de correctement prendre en compte l'impact de la production décentralisée sur le dimensionnement des réseaux électriques de distribution et de transport, notamment via un TURPE adapté qui n'est pas présent en cas de revente au réseau.

Au-delà des aspects économiques, l'autoconsommation collective est souvent plébiscitée par les habitants des écoquartiers, curieux de prendre part aux objectifs de développement durable portés par leur nouveau lieu de vie. L'autoconsommation offre ainsi la possibilité aux consommateurs de devenir des acteurs directs de la production et consommation d'énergie renouvelable. L'autoconsommation ouvre la porte à une incitation naturelle à « mieux consommer ».

Dans la présente réponse à la consultation, nous n'adresserons que les questions liées à l'autoconsommation collective, notre expérience dans l'autoconsommation individuelle n'étant pas aussi développée.

Question 1 : Avez-vous des remarques sur les principes et critères retenus par la CRE pour la construction des tarifs de réseau ?

Si l'on considère le système énergétique français, tel qu'il se présente en 2018, les principes et critères retenus pour la construction des réseaux nous paraissent adaptés. Même s'ils sont cohérents avec l'historique centralisation des moyens de production d'électricité, il nous semble pertinent d'évoquer ici certaines conséquences induites par ces décisions passées, en particulier le principe de péréquation tarifaire, sur les politiques énergétiques locales.

En effet, nous observons que les collectivités formulent de plus en plus clairement leur volonté de produire et consommer localement leur énergie, de sorte à maîtriser dans le temps l'approvisionnement et le coût de celle-ci et, surtout, de ressentir localement les fruits de leurs investissements et de leur politique de développement durable. C'est pourquoi nous voyons fréquemment émerger, à l'échelle du quartier ou de la ville, des systèmes mutualisés de production et de distribution de chaleur et de froid, souvent suivant le modèle de la délégation de service public. Cela permet une optimisation locale du dimensionnement des infrastructures de production et de distribution, impactant positivement et directement les consommateurs finals.

En ce qui concerne l'électricité, cette optimisation du réseau n'est le plus souvent pas réalisée, voire parfois pas étudiée, puisque la valeur créée par les investissements locaux est automatiquement redistribuée sur l'ensemble du territoire national, par application du principe de péréquation tarifaire. Il existe pourtant un intérêt économique commun, pour les gestionnaires des réseaux électriques et les acteurs de l'aménagement urbain, à élaborer de manière concertée des systèmes électriques locaux qui nécessitent un dimensionnement des réseaux moins important ou évitent un renforcement de celui-ci, via une maîtrise de la consommation et des pointes de puissance.

Dans le but de remédier à ce problème, l'article 199 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la possibilité de mettre en place un service de flexibilité local, rémunéré pour les coûts d'investissement ou de gestion qu'il évite au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. En pratique, ce dispositif n'est pas mis en avant par les gestionnaires de réseaux, pourtant les mieux placés pour identifier de potentielles contraintes ou optimisations potentielles des réseaux HTB/HTA/BT, et ses modalités techniques et administratives de mise en œuvre ne sont pas explicitées dans une documentation de référence facilement consultable. Il est donc souvent écarté et, avec lui, les investissements dans les systèmes de production d'électricité mutualisés et les ressources de flexibilité locale (stockage, effacements).

En résumé, le principe de péréquation tarifaire freine indirectement l'investissement des collectivités locales et des opérateurs immobiliers dans des productions électriques mutualisées et dans la mise en œuvre d'une flexibilité locale. Faciliter et/ou favoriser l'application l'article 199 de la loi sur la transition énergétique permettrait de remédier à une partie de ce problème.

Question 2 : Etes-vous favorable au maintien en l'état des composantes de soutirage payées par les autoconsommateurs individuels? Si non, quelles modifications devraient-elles être apportées ?

Ne se prononce pas.

Question 3 : Quels devraient être selon vous les chantiers prioritaires en vue du TURPE 6, afin de maintenir la capacité du TURPE à refléter les coûts générés par l'ensemble des utilisateurs ?

Ne se prononce pas.

Question 4 : Etes-vous favorable au maintien en l'état des composantes de comptage et de gestion payées par les autoconsommateurs individuels? Si non, quelles modifications devraient-elles être apportées ?

Ne se prononce pas.

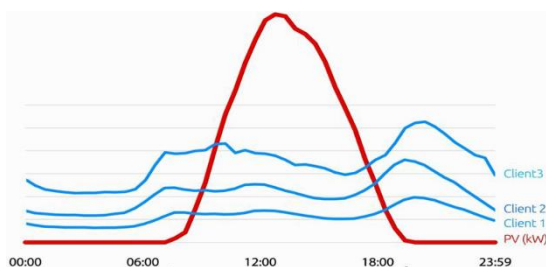
Question 5 : Etes-vous favorable aux composantes de soutirage proposées par la CRE pour les consommateurs situés en aval d'un même poste HTA/BT et participant à des opérations d'autoconsommation collective ?

Les composantes de soutirage proposées par la CRE distinguent les flux alloproduits et autoproduits, en considérant que ces deux types de flux utilisent les réseaux de distribution et de transport dans des proportions différentes. L'impact à long terme sur le dimensionnement et le coût des réseaux n'est donc pas le même et c'est pourquoi nous sommes favorables à cette distinction.

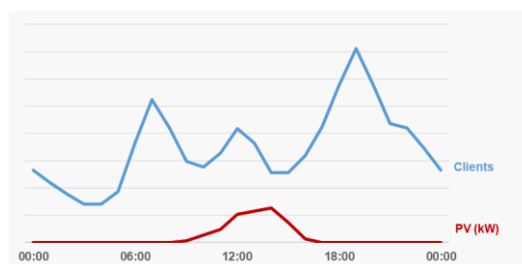
Nous remarquons cependant que les composantes proposées ne tiennent pas compte de la capacité d'une opération d'autoconsommation à minimiser son utilisation du réseau HTA :

- par le biais de son dimensionnement
- par des moyens actifs de minimisation, en énergie et en puissance, de l'excédent de production (e.g. stockage).

Prenons ici l'exemple de la production photovoltaïque, la plus représentée en milieu urbain parmi celles concernées par l'autoconsommation collective. Dans les opérations d'aménagement sur lesquelles nous intervenons, nous constatons une densification des constructions et, par conséquent, des immeubles qui présentent le plus souvent un nombre d'étages élevé. Ainsi, les panneaux photovoltaïques disposés en toiture ne couvrent qu'une faible partie des besoins électriques. **Par contre, les taux d'autoconsommation observés sont très élevés (>90%) et l'utilisation du réseau HTA est donc très faible.** Nous avons illustré cette situation sur la figure suivante.



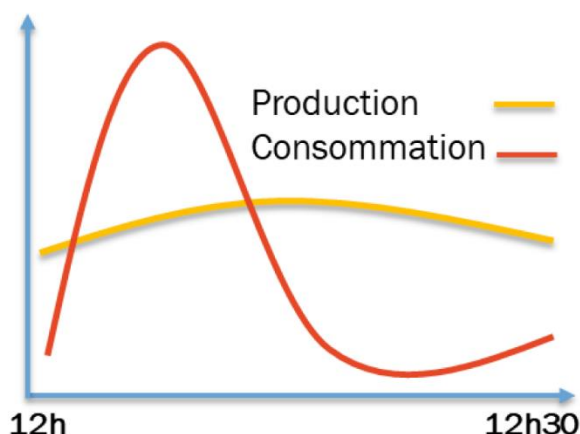
Exemple de la consultation CRE



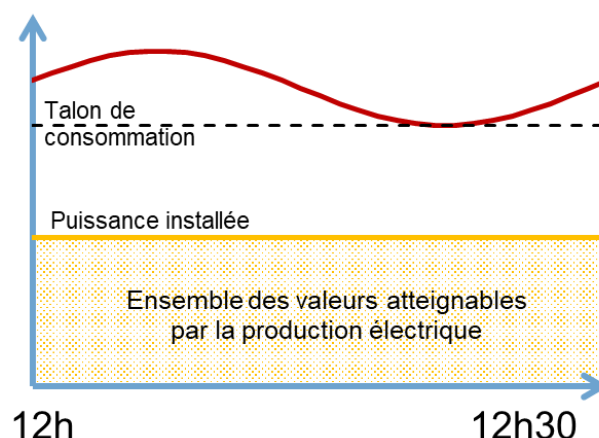
Situation fréquemment observée

La situation de droite est d'autant plus fréquemment observée que les opérateurs immobiliers ou tiers-investisseurs cherchent, d'une part, à ne pas dépasser 100 kWc de puissance pour voir s'appliquer le « TURPE autoconsommation collective » et, d'autre part, souhaitent éviter les excédents de production dont la valorisation économique est insuffisante (coût de l'électron solaire de 80 à 100 €/MWh selon les zones géographiques et excédent valorisé à environ 60 €/MWh auprès d'acheteurs d'électricité verte) et ajoute une complexité que ces acteurs peuvent vouloir éviter.

Dans ce cas de figure, la valeur de 50 kWh de flux générés en HTA par 100 kWh autoproduits nous semble grandement disproportionnée, même prenant compte de l'éventuelle intermittence de la production (voire de la consommation) au sein des pas de temps de mesure de 30 minutes. En effet, sur la plupart de ces pas de temps, les flux générés sur le réseau HTA sont nuls, le talon de consommation étant supérieur à la puissance installée de l'installation et donc à toutes les valeurs que la production peut physiquement prendre. Ce phénomène est illustré sur la figure suivante.



Exemple de la consultation CRE
50 kWh de flux en HTA pour 100 kWh autoproduits



Situation fréquemment observée
Aucun flux en HTA pour 100 kWh autoproduits

La situation présentée sur le graphique de droite se produit d'autant plus souvent que le taux d'autoconsommation est élevé. Dans le cas où la production est entièrement autoconsommée, par exemple pour un bâtiment dont le talon de consommation est élevé, les flux autoproduits n'engendrent aucun flux sur le réseau HTA.

Par ailleurs, il est possible, par le biais d'un dispositif de stockage par exemple, de forcer l'autoconsommation de la totalité de la production ou bien de minimiser en puissance les flux injectés sur le réseau HTA. Dans le cas d'une autoconsommation totale, les composantes de soutirage proposées par la CRE pour les flux autoproduits devraient alors être nulles (ou bien correspondre à un flux de 6 kWh sur le réseau HTA par 100 kWh autoproduits, de sorte à compenser la production décentralisée « manquante » sur le réseau).

Ainsi, 100 kWh autoproduits sont à l'origine :

- de 100 kWh sur le réseau HTA si le taux d'autoconsommation est de 0% (hypothétique)
- de 0 kWh sur le réseau HTA si le taux d'autoconsommation est de 100%
- d'une utilisation du réseau HTA d'autant plus grande que le taux d'autoconsommation est bas

Si l'on suppose que le TURPE s'appliquant aux flux autoproduits doit fidèlement représenter les coûts engendrés sur les réseaux électriques, il faut donc qu'il suive la même tendance.

Nous proposons que le taux d'autoconsommation de l'opération, mesuré ou déclaré sur le périmètre situé en aval du poste de transformation HTA/BT, soit pris en compte de manière décroissante dans les composantes de soutirage des flux autoproduits.

Dans le cas où la mise en œuvre de cette méthode de calcul des composantes de soutirage ne serait pas permise, à l'heure actuelle, par les systèmes d'information et de mesure des gestionnaires de distribution, nous proposons deux alternatives :

1. Réduire les composantes de soutirage s'appliquant aux flux autoproduits pour toutes les opérations d'autoconsommation collective, sans distinction
2. Réduire les composantes de soutirage s'appliquant aux flux autoproduits, sous condition pour l'opération d'autoconsommation collective de justifier d'un taux d'autoconsommation supérieur à une valeur seuil (e.g. > 90%) et conserver les composantes de soutirage proposées pour les autres opérations

Question 6 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une composante de gestion exclusivement applicable aux participants à une opération d'autoconsommation collective, majorée de 50% par rapport à la composante de gestion d'un utilisateur ne participant pas à cette opération ?

Nous ne sommes pas favorable à la mise en place d'une composante de gestion exclusivement applicable aux participants à une opération d'autoconsommation collective.

Nous comprenons les nouveaux coûts de gestion liée aux nouvelles activités prises en charge par Enedis pour faciliter la mise en place de l'autoconsommation collective.

Cependant, nous considérons que ces nouveaux coûts ne s'adressent pas exclusivement aux participants des opérations d'autoconsommation collective. Au contraire, la plus grande partie (12M€) vise au développement par Enedis des nouvelles fonctionnalités permettant, pour tout consommateur raccordé en BT, la gestion des opérations d'autoconsommation collective.

Parmi les missions de service public d'Enedis, on retrouve notamment :

- Assurer le comptage des consommations pour les fournisseurs d'énergie
- Exploiter et moderniser le réseau

Ainsi, nous considérons que la modernisation des outils de gestion, nécessaire au développement de l'autoconsommation collective, fait partie intégrante de ces missions de service public. Ainsi, l'investissement doit, selon nous, être supporté par l'ensemble des utilisateurs du réseau.

Nous proposons de répartir le financement de la majoration de la composante de gestion entre tous les utilisateurs du réseau, et non exclusivement les autoconsommateurs.

Question 7 : Etes-vous favorable aux modalités de prise en compte de l'autoconsommation individuelle et collective dans les TRV envisagées par la CRE ?

Nous sommes favorables à la méthode de calcul des TRV envisagée par la CRE, dans la mesure où elle conserve à l'identique la part hors TURPE et vient correctement corriger la part liée au TURPE.

Nous comprenons l'intérêt que présente cette facturation en deux temps des flux autoproduits, notamment pour simplifier la gestion pour les producteurs de l'opération d'autoconsommation collective qui n'auront pas nécessairement les moyens d'automatiser le recueil des valeurs de TURPE calculées par les gestionnaires de réseaux pour la facturation de chaque autoconsommateur, contrairement au fournisseur qui assure le complément d'approvisionnement.

Nous souhaitons toutefois alerter la CRE sur le risque de mauvaise interprétation des factures par les consommateurs. Ainsi, en suivant la proposition de la CRE :

- la facture liée aux flux alloproduits paraîtra très élevée par rapport à une facture habituelle dans une situation hors autoconsommation collective
- la facture liée aux flux autoproduits ne sera pas représentative, pour l'autoconsommateur, du coût total de l'électricité autoproduite, puisque la part TURPE (non négligeable) n'y apparaîtra pas

Ainsi, nous proposons que :

1. Dans la composition des TRV, apparaissent de manière séparée le tarif s'appliquant aux flux alloproduits et la composante d'acheminement des flux autoproduits
2. Sur la facture du fournisseur du complément d'approvisionnement, les parts liées aux flux alloproduits et autoproduits apparaissent de manière claire et séparée
3. La personne morale organisatrice (PMO) mentionne clairement dans la facturation des flux autoproduits l'existence d'une composante d'acheminement rémunérant les GRDs et gérée par le fournisseur du complément d'approvisionnement