

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité 2025-2029

Atelier n°1 : Structure tarifaire

31 janvier 2024

Au cours de cet atelier...

- Nous vous remercions de veiller à ce que tous les micros restent coupés durant les présentations.
- Les participants sont invités à poser leurs questions **au fil de l'eau dans le fil de discussion Teams**, elles seront synthétisées par notre modérateur.
- Plusieurs temps au cours de l'atelier seront dédiés aux réponses aux questions rédigées sur le fil de discussion.
- Nous vous rappelons que cet atelier sera enregistré à des fins de synthèse interne à la CRE puis supprimé avant le 31 janvier 2025.

A l'issue de l'atelier, il est possible

- De répondre à la consultation publique (n°2023-13) ouverte jusqu'au 9 février 2024.
- D'adresser des éléments ou des questions complémentaires à la CRE.
- De solliciter un échange avec les équipes de la CRE
→ turpe@cre.fr

Sommaire

Introduction et enjeux

Etat des lieux

Enjeux d'horosaisonnalité du tarif

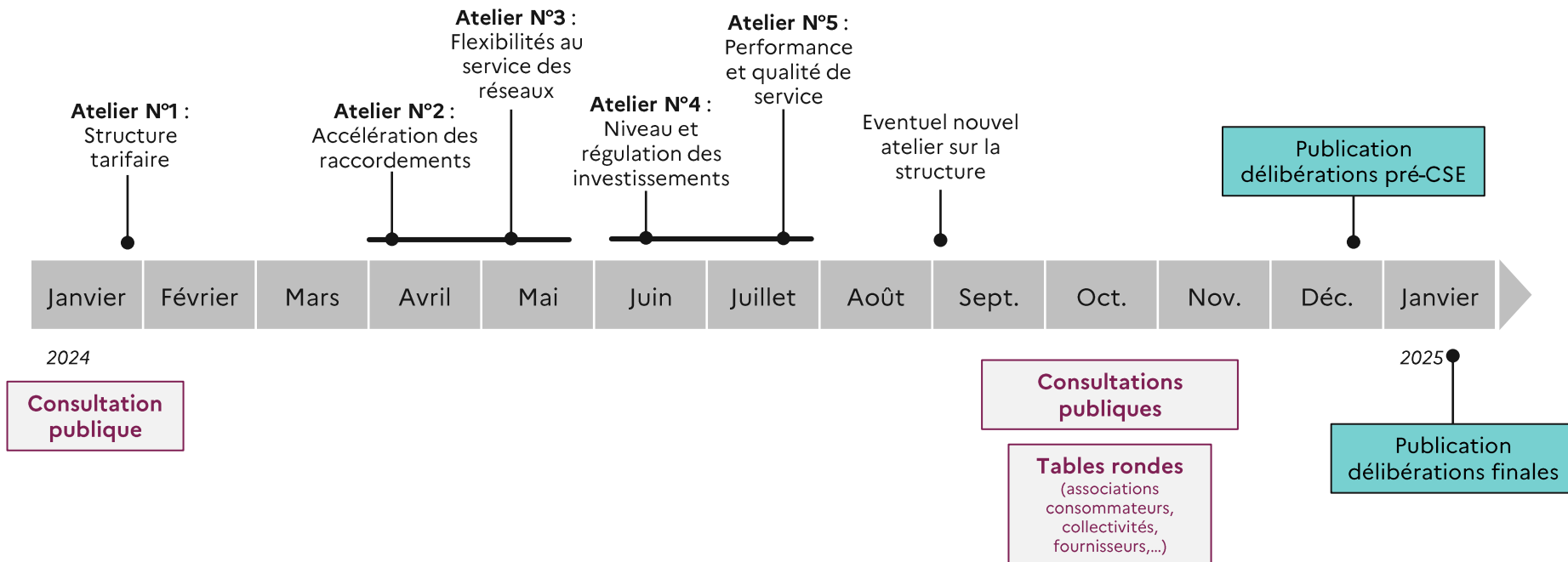
Evolution de la méthode

Introduction d'une tarification injection-soutirage

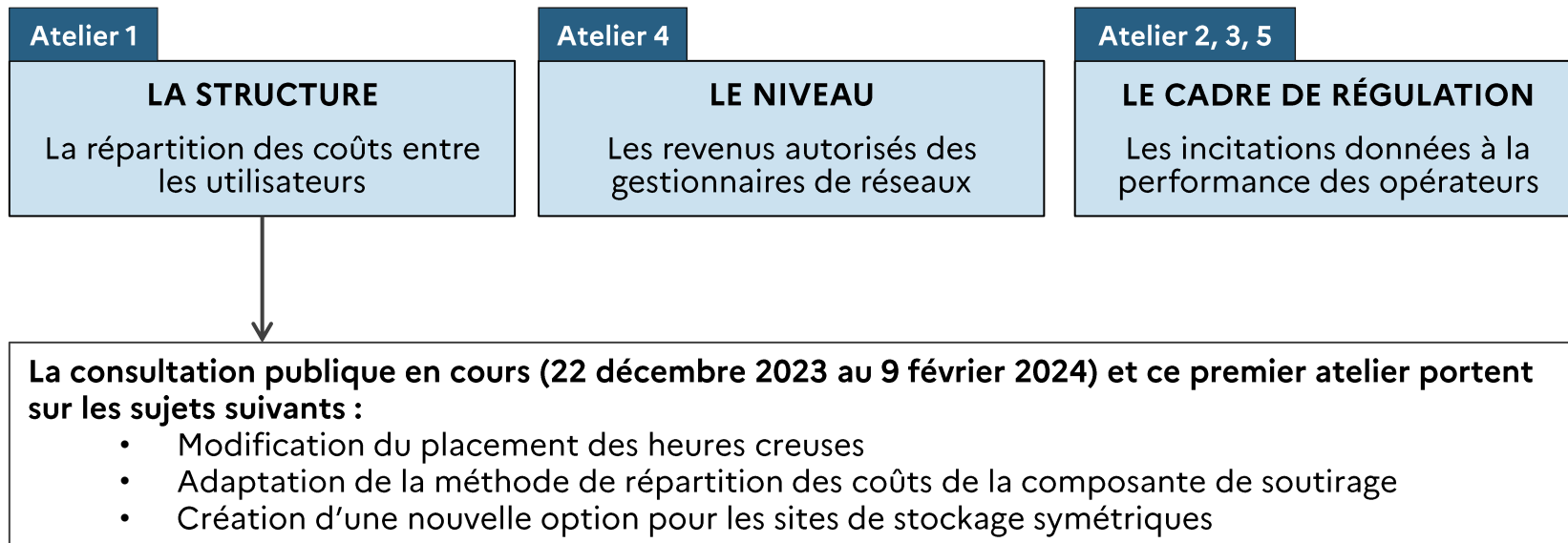
Conclusion

Introduction

Calendrier des travaux d'élaboration des prochains tarifs



Les trois volets du tarif



Enjeux

Introduction à la structure tarifaire

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont répercutés aux différents types d'utilisateurs, et collectés au travers de différentes composantes tarifaires.

L'objectif principal de la structure tarifaire est d'envoyer un signal aux utilisateurs permettant de refléter les coûts qu'ils génèrent, afin de les inciter à adopter des comportements permettant de minimiser ces coûts à court et à long terme et par conséquent **optimiser le dimensionnement des réseaux**.

L'envoi de signaux économiques pertinents est particulièrement nécessaire dans la période actuelle de transformation au cours de laquelle les utilisateurs du réseau **sont amenés à faire des choix d'investissements nouveaux**. Ces choix détermineront leur utilisation du réseau durant plusieurs années, et par conséquent les coûts d'infrastructures. Il est donc essentiel que ces choix d'investissements tiennent compte des signaux tarifaires.

Ainsi, la structure tarifaire est revue par la CRE pour chaque nouvelle période tarifaire. En l'occurrence, la méthodologie de construction et les axes d'évolutions **doivent s'adapter aux enjeux actuels et notamment :**

- le développement massif des ENR ;
- le développement des nouveaux usages : véhicule électrique, stockage, autoconsommation ;
- les besoins de flexibilités croissants.

Principes de tarification des réseaux

La structure tarifaire est construite par la CRE pour chaque période tarifaire. Elle respecte plusieurs principes fondamentaux :



timbre-poste : la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;



péréquation tarifaire : les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble des consommateurs du territoire national ;



non-discrimination et reflet des coûts : en particulier, la tarification doit refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité. Le règlement européen 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité dispose à l'article 18 que « *Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau [...] reflètent les coûts.* » ;



horosaisonnalité (variation du tarif selon la saison et l'heure qui peut s'appliquer pour les coûts à la puissance et à l'énergie) : conformément à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local.* ».

Différentes composantes qui reflètent différents coûts

La structure tarifaire vise à répercuter les différents coûts aux utilisateurs, différenciées par niveau de tension :



Des **composantes fixes** (payées par l'ensemble des utilisateurs) (€/an), qui couvrent les coûts de **gestion et de comptage**. Elles représentent moins de 1% des coûts en HTB, moins de 3% en HTA et de l'ordre de 10% en BT ;



Une **composante de soutirage** (payée par les consommateurs et stockeurs pour l'énergie soutirée), dérivée en plusieurs versions tarifaires dépendant du profil d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation).

Elle représente plus de 95% des coûts en HTA et HTB et un peu moins de 90% en BT. Elle comporte :

- des coefficients proportionnels à la **puissance souscrite** (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la capacité demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
- des coefficients **proportionnels à l'énergie** (€/kWh), qui reflètent :
 - d'une part, la contribution des utilisateurs à la pointe qui impacte les coûts des infrastructures de réseau
 - d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts d'exploitation du système électrique (pertes, réserves)

Une **composante d'injection** (payée par les producteurs et les stockeurs pour l'énergie injectée), qui ne s'applique qu'en HTB 2 et 3 et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ;

Des **composantes spécifiques** à certains services annexes.

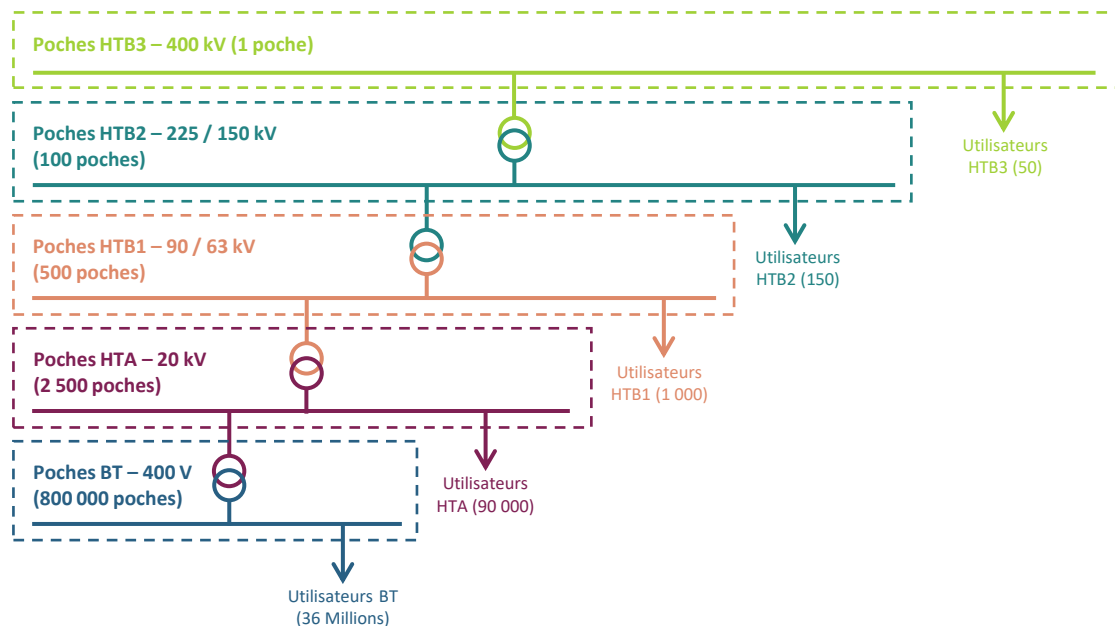
La composante de soutirage : Une estimation des coûts d'infrastructures par poche

La méthodologie utilisée pour le calcul de la **composante de soutirage** en TURPE 6 est basée sur une **modélisation des coûts d'infrastructure par poche de réseau**. Chaque poche est définie par l'ensemble des ouvrages de réseau reliant un transformateur amont aux utilisateurs les plus proches. L'utilisateur paie les coûts qu'il engendre sur sa poche et sur celles des niveaux supérieurs.

Cascade des coûts

Par exemple, un client BT paiera les coûts qu'il engendre dans sa poche BT ainsi que dans sa poche HTA amont et ainsi de suite pour ses poches amont HTB

La méthodologie utilisée pour le calcul de la composante de soutirage en TURPE 6 se base sur une quantité importante de données pour chacune des poches : ouvrages de réseau présents (lignes et postes), nombre et caractéristiques des utilisateurs raccordés, indicateurs topologiques et de densité, courbes de charge.



Etat des lieux : rappel et bilan du TURPE 6

Les évolutions sur les composantes de comptage

Les compteurs évolués ont permis d'optimiser les coûts de comptage. Pour la période TURPE 6, la construction tarifaire de la composante de comptage pour le niveau de tension $BT \leq 36$ kVA a évolué, pour correspondre désormais aux coûts de comptage d'un parc composé en totalité de compteur évolué, ce qui a conduit à une baisse de la composante de comptage.

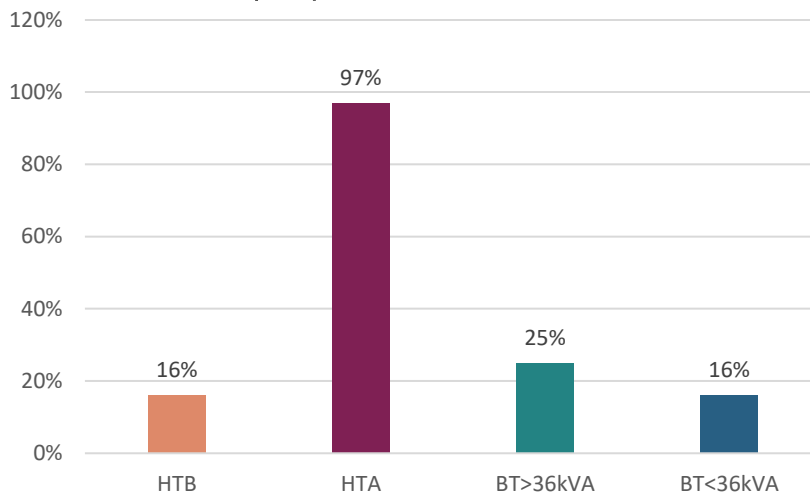
Sur les niveaux de tensions HTA et BT sup 36 kVA, il y a également eu de nombreuses évolutions notamment une refonte des SI et un passage en communication IP qui ont permises une réduction des coûts de comptage. Les composantes ont donc également été révisées pour prendre en compte ces évolutions.

€/an	TURPE 5 (2020)	TURPE 6 (hors évolution tarifaire)
HTA	565	309
BT sup 36 kVA	438	250
BT inf 36 kVA	20,88	18,05

Une évolution de la méthode : l'identification du coût de desserte

La modification de la méthode tarifaire et notamment l'identification d'un coût de desserte (coût d'un client supplémentaire sur la poche sans augmentation de sa puissance dimensionnante) a entraîné une **augmentation de la part puissance pour l'ensemble des utilisateurs**. Cette évolution a notamment été permise par la disponibilité de données plus fines qu'utilisées en TURPE 5.

- la CRE a décidé de lisser cette évolution sur les 4 évolutions tarifaires de la période TURPE 6 (hors BT<36 kVA)
- cet impact a été particulièrement marqué pour les clients « courte utilisation », notamment pour les clients HTA.



La généralisation des options à 4 plages temporelles en BT $\leq 36\text{kVA}$

La CRE considère que les options tarifaires avec différenciation saisonnière incitent l'ensemble des fournisseurs et des consommateurs à effectuer des efforts durant les périodes de pointes sur les réseaux et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux dans la durée. Aujourd'hui les périodes de pointes sont majoritairement concentrées en hiver.

Le TURPE 5 puis le TURPE 6 ont ainsi engagé une modernisation des grilles tarifaires dans laquelle les utilisateurs en haute tension (HTA et HTB 1&2) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles (sauf option LU en BT $\leq 36\text{ kVA}$).

Le TURPE 6 a acté la généralisation des options à 4 plages pour la dernière année tarifaire soit au 1^{er} août 2024. La CRE a précisé les modalités opérationnelles pour accompagner la bascule des clients (délibération n°2024-08).

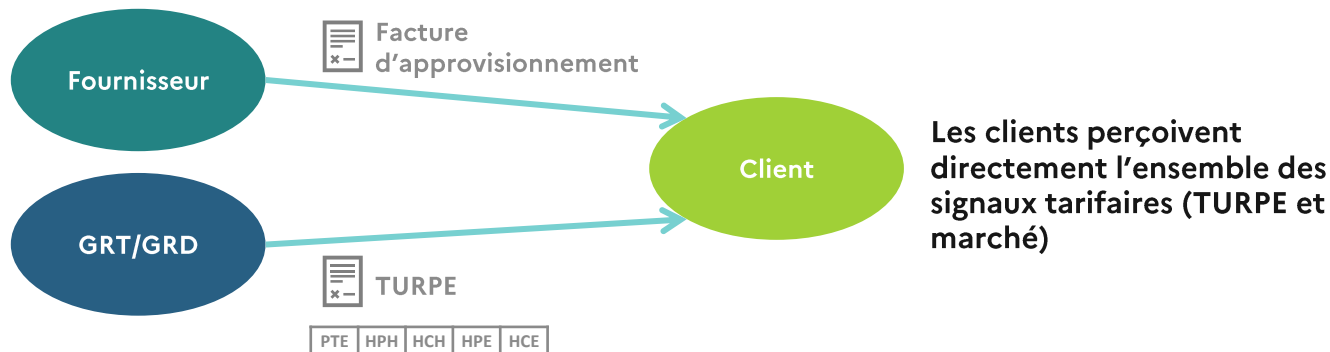
Le niveau de tension HTB 3 est traité à part et ne dispose que d'un tarif à l'énergie sans distinction par plage temporelle.

	← Période plus chère		Période moins chère →		
	Heures de pointe	Heures pleines d'hiver	Heures creuses d'hiver	Heures pleines d'été	Heures creuses d'été
HTB 1&2	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

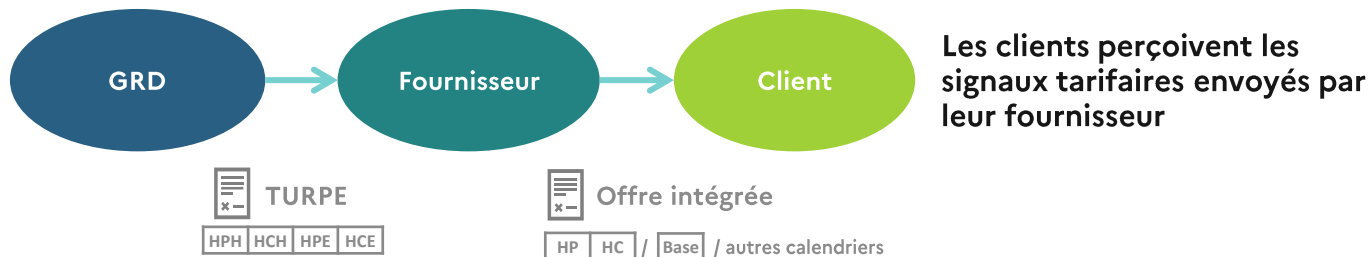
Enjeux de l'horosaisonnalité

Articulation des signaux tarifaires du TURPE et ceux perçus par les utilisateurs

Contrat d'accès au réseau (CARD et CART) :
clients HTB et
5% des clients HTA i.e.
industriels et grosses
entreprises



Contrat Unique :
95% des clients HTA
clients BT



Le signal HP/HC du TURPE est aujourd'hui largement repris dans les offres de fourniture

Le compteur Linky dispose de deux types de calendrier :

- **Calendrier distributeur** : correspond aux plages temporelles du TURPE soit 4 plages temporelles (HPH, HCH, HPE, HCE, généralisées dès le 1^{er} août 2024).
- **Calendrier fournisseur** : correspond aux plages temporelles définies par l'offre de fourniture.

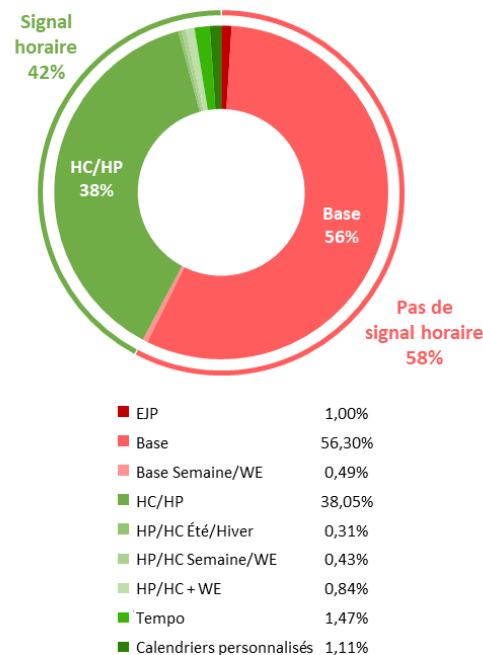
Il existe des liens possibles entre les calendriers distributeur et fournisseur :

1. les fournisseurs peuvent choisir de calquer leur calendrier sur celui du distributeur : dans ce cas les HP/HC appliquées seront celles du TURPE. Si le GRD modifie ces plages temporelles pour le client, le calendrier fournisseur sera automatiquement adapté ;
2. l'option HP/HC du TRVE est actuellement calée sur le calendrier distributeur.

On constate aujourd'hui que la très large majorité des offres avec différenciation temporelle sont calées sur les HP/HC du TURPE :

Parmi les PDL dotés d'un calendrier fournisseur à différenciation horaire, 94% suivent le signal HP/HC du TURPE

Calendriers fournisseurs des PDL d'Enedis équipés d'un compteur Linky (BT ≤ 36 kVA)



Les règles de placement des HP/HC du TURPE

Le placement des heures pleines et heures creuses est historiquement un des premiers leviers de la flexibilité, notamment pour les consommateurs résidentiels : **leur placement permet d'inciter au déplacement des consommations aux meilleurs moments pour le réseau électrique.**

ex : pilotage historique des chauffe-eaux électriques → plusieurs GW qui ont pu être décalés sur les HC.

Les règles du TURPE prévoient que la définition des plages temporelles est à la main des gestionnaires de réseaux, dans le respect de certaines conditions :

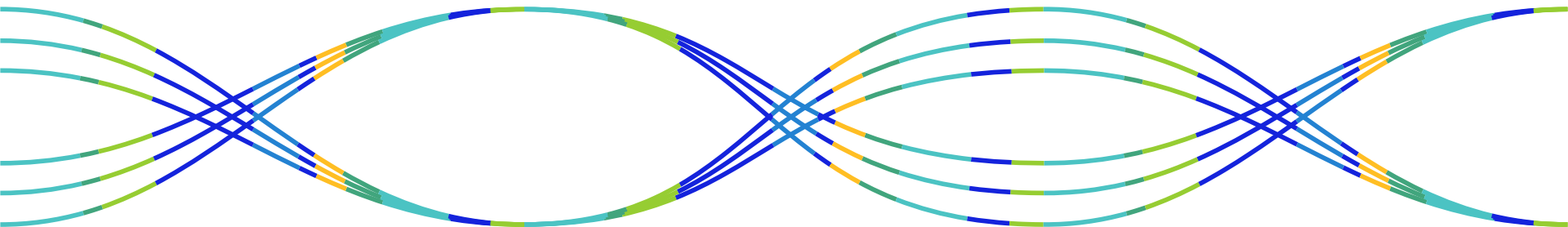
- les GR sont libres de les placer de manière différenciée selon les périodes de l'année et selon la situation géographique du consommateur, afin de refléter les enjeux du système, c'est-à-dire en minimiser les coûts de réseaux tout en tenant compte des problématiques d'offre-demande nationales.
- ils peuvent également mettre à jour ce placement, moyennant le respect d'un délai de prévenance vis-à-vis des fournisseurs pour les clients en contrat unique, prévu contractuellement (6 mois dans le contrat GRD-F).

Niveau de tension	Saison haute	Heures creuses	Pointes fixes
HTB	Décembre à février plus 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.	Dimanches, samedis et jours fériés : toute la journée. Du lundi au vendredi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au vendredi hors jours fériés : entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures.
HTA	Aujourd'hui la saison haute est placée de novembre à mars pour tout niveau de tension	Dimanches et jours fériés : toute la journée. Du lundi au samedi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au samedi hors jours fériés : 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.
BT > 36 kVA		8 heures par jour, réparties en une ou deux périodes.	N/A
BT ≤ 36 kVA		8 heures par jour.	N/A

Contexte de l'horosaisonnalité du tarif

Etat des lieux des régimes
Evolutions mises en œuvre grâce à Linky

Atelier CRE – Structure du TURPE



Heures creuses de réseau pour Enedis : enjeux et quelques chiffres

Les plages temporelles du TURPE sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics.

BT inf.36

37,7
millions
de
clients

A mi-2023

≈ 31 M de clients ont
des HC TURPE

≈ 13 M de clients
environ ont une
offre de fourniture
répercutant les HC
du TURPE

Enjeux principaux de placement

GRD responsable du placement des HC du TURPE et des TRV
et des offres de marché « profilées »

1 - Enjeux locaux de réseau

sous contraintes historiques du système (TRV)

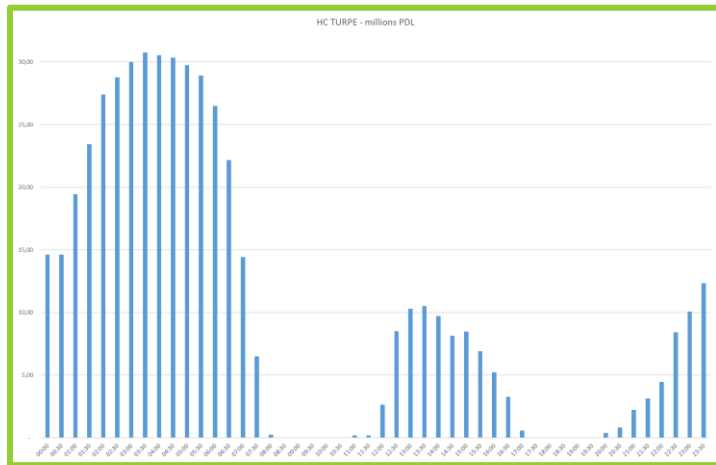
2 - **Modération des effets de synchronisation** des usages
asservis en début de période d'HC

Stock : plages existantes (≈ 80 utilisées)

→ ≈ 90% des clients sur 45 plages

Flux : nouveaux clients Linky : 10 plages utilisées

Décalage des périodes d'HC de +/- 10 minutes



BT sup.36 & HTA

0,5
million
de
clients

Enjeux principaux de placement

1 - Enjeux locaux de réseau
adossés à la structure de la consommation en saison
hivernale

2 - Adéquation forte au signal reçu du réseau amont
(HTB)

HTA :

1 Plage nocturne (22-6)

BT sup.36 :

Stock : ≈ 5 Plages nocturnes

Flux : 3 plages nocturnes

Comment sont affectées les HC aux nouveaux clients Linky ?

L'évolution naturelle des HC est lissée dans le temps

- 1 – Gestion par le flux → nouveaux clients ; changement de titulaire de contrat ; bascule d'une option base en HC ; ...
- 2 – Gestion par le stock → changement des HC des clients existants : opérations plus rares et engagées pour traiter des enjeux de réseau

1

Caractéristiques locales du réseau

Poste Source 1

Caractéristiques locales du réseau

Poste Source 2

Caractéristiques locales du réseau

Poste Source 3



2



Référentiel national
réduit (16 plages)



Tirage aléatoire pondéré

Coefficients de pondération

Commune

3

Client Linky

BT inf36



Attribution de la plage HC



Enjeux locaux de réseau

Attribution à la maille communale (INSEE)

Avec Linky, l'affectation se fait par compteur



Effet des enclenchements d'usage

Différenciation des plages

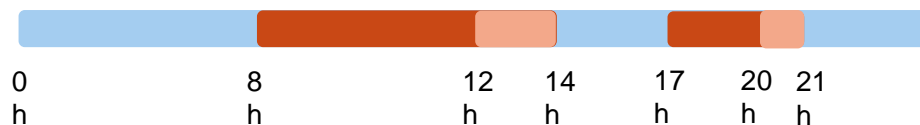
Décalage de qq minutes en début de plage



Préservation des enjeux nationaux

Heures pleines historiques de 8h à 12h et de 17h à 20h

Gel : 12h à 14h et 20h à 21h (depuis 2023)



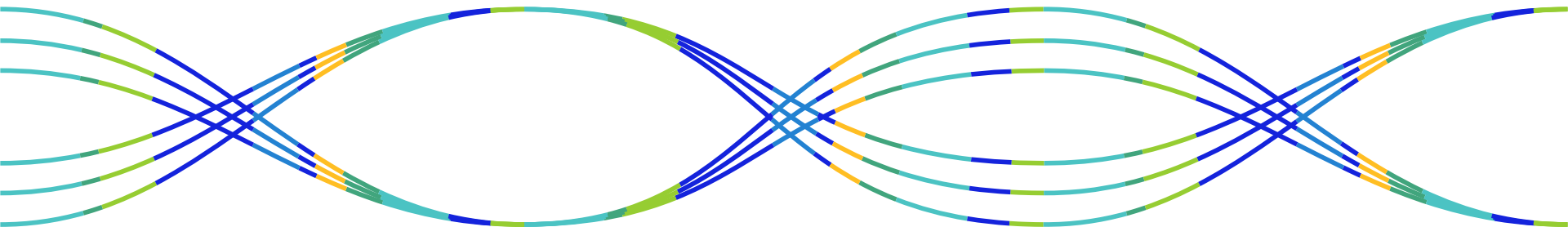
Questions

**Avez-vous des questions sur
l'affectation des régimes d'heures
creuses ?**

Evolutions de l'horosaisonnalité du TURPE

REX des mesures pour le passage des hivers en BT

Atelier CRE – Structure du TURPE



Crise hivernale 2022-2023 – contexte et recherche de solutions

Hiver 2022/2023 : crise européenne sur l'équilibre offre / demande

Risque prévisionnel important de recours au délestage ;

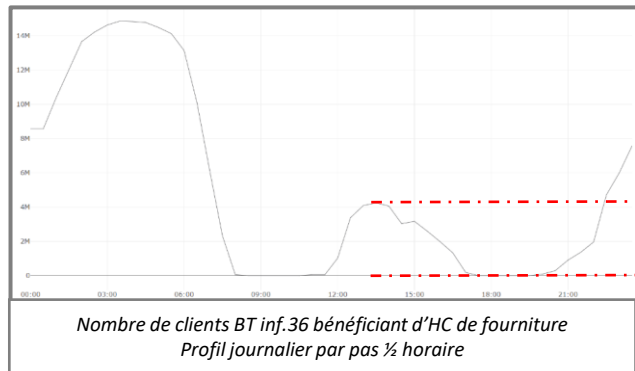
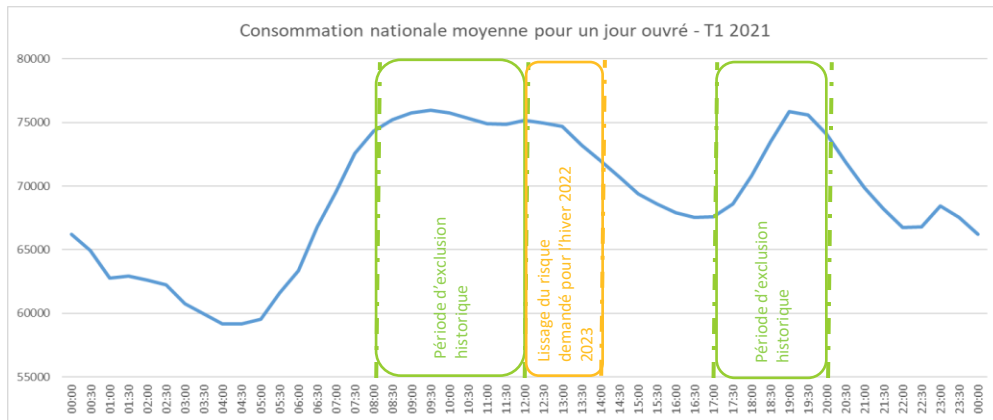
4 familles d'actions : sobriété ; **lissage de la demande** ; marchés ; dispositifs d'alerte et de sauvegarde

→ Solution envisagée pour modérer la puissance en début d'après-midi :
changement des HC des clients sur la période 12h à 14h

Alternative proposée par Enedis

Mieux placer les reports de charge au sein des heures creuses
Inhibition de l'activation automatique des usages asservis

- 1 - Traiter le problème d'équilibre offre demande par un levier de marché/de fourniture avec **encadrement réglementaire**
- 2 - Modification des modalités d'enclenchements entre 12h et 14h de mi-novembre à mi-avril 2023 **en utilisant les moyens offerts par Linky**
→ **Rapidité** de mise en œuvre
- 3 – Ne pas ajouter un **enjeu d'acceptabilité** à la crise énergétique
→ Pas de changement de contrat, pas de perte de confort d'usage
- 4 - Le retour-arrière de cette modalité introduit un **principe de saisonnalité**. L'effet d'asservissement des HC méridiennes est efficace dès le printemps suivant lors des périodes de production PV importante



Plus de 4 Millions de clients BT inf.36 en contrat unique avec HC

Nota : volume différent du nombre de clients avec des HC de réseau (plus de 10 M de clients)

Crise hivernale 2022-2023 – résultats et premiers enseignements



Arrêté ministériel publié le
27/09/2022



2,5 GW économisés à 12h30



4,3M clients concernés



Mise en œuvre : 15 oct. – 15 avr.



99,04 % taux de réussite des télé-opérations sur 3 weekends lors de la mise en œuvre

Réussite technique

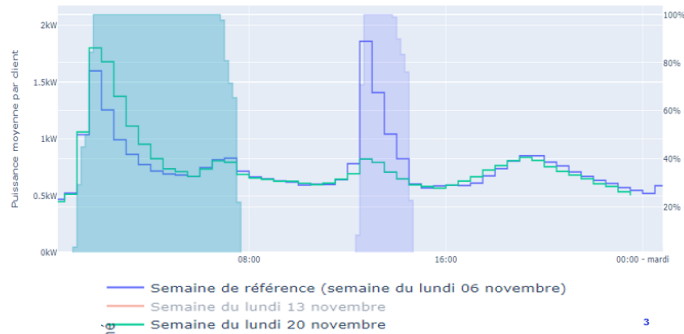
Très haut niveau d'acceptation

Marchés : aucune rupture sur le processus de profilage

Démonstration à grande échelle de la possibilité de mieux gérer les reports de charge au sein des périodes d'heures creuses

Un baisse individuelle de baisse de consommation de l'ordre de 1 kW par client à 12h30, compensée par une hausse en cœur de nuit

CDC des panélistes RECOFLUX RES2 - Reprogrammation le 17/11/2023 - Plage 12H30



Au-delà de la gestion de crise de 2022, plusieurs actions engagées pour aborder les enjeux de moyen-terme

- **Début 2023** : référentiels locaux d'Enedis modifiés : gel des HC entre 12h et 14h
- Lancement du GT CURDE en **mars 2023** sur l'articulation des signaux de fourniture et de réseaux (Enedis, RTE, fournisseurs en présence de la CRE et de la DGEC)
 - 1^{ères} réflexions collectives sur la saisonnalité, les plages d'exclusion pour l'EOD et une gestion différenciée des périodes d'activation des usages et des heures creuses
- **Hiver 2023/2024** : prolongation réglementaire du dispositif de décembre à février 2024
- **Décembre 2023** : Consultation publique TURPE 7 par la CRE



Le réseau
de transport
d'électricité

Evolutions du système et nouveaux enjeux pour l'équilibre offre-demande

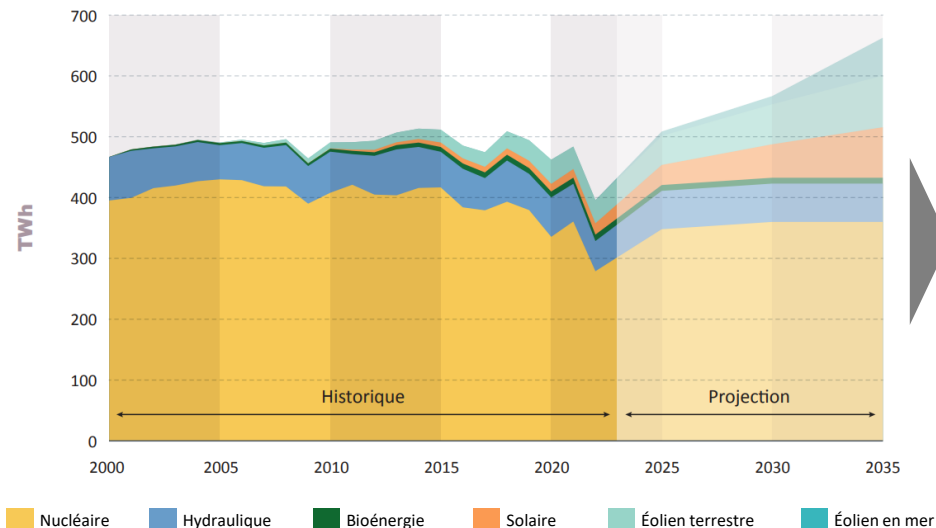
RTE – Pôle SPE – Direction Nouvelles Flexibilités pour le Système Electrique (NFSE)

31 janvier 2024

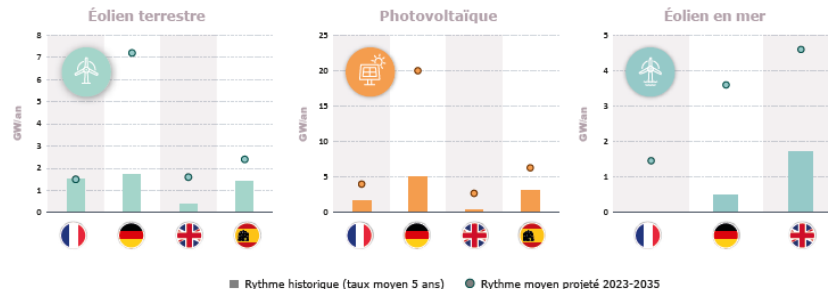


Les énergies renouvelables et en particulier le photovoltaïque sont un levier essentiel pour accroître rapidement la production décarbonée

Evolution de la production bas-carbone sur la période 2000 - 2035



Rythmes de développement historiques (2017-2022) et projetés dans le scénario de référence du BP 2023, pour la France et ses voisins



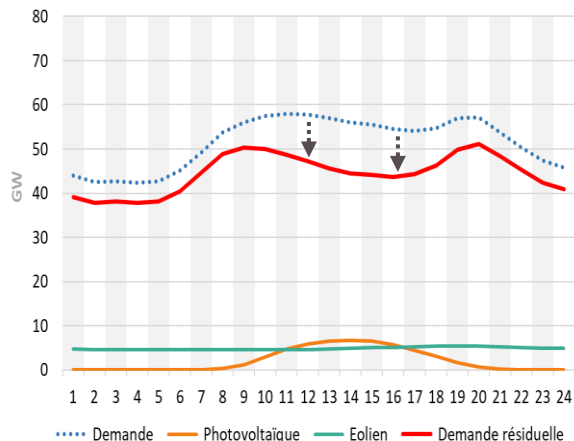
En 2023, plus de 50 GW de solaire PV ont été installés dans l'Union européenne :
Le système électrique se transforme à grande vitesse



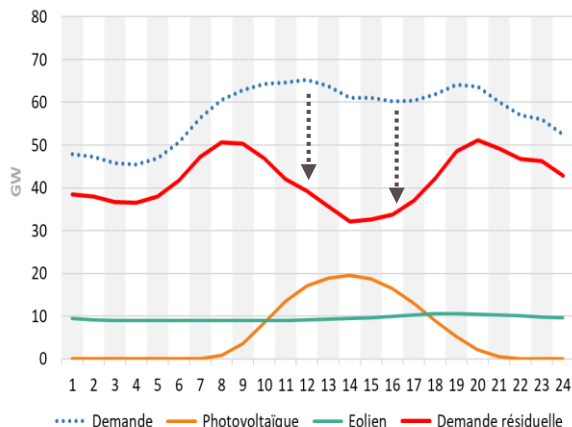
L'augmentation de la part du solaire photovoltaïque modifie structurellement la consommation résiduelle

Les plages d'heures pleines et d'heures creuses historiquement définies sur un critère de consommation doivent désormais être définies par rapport à la consommation résiduelle : consommation nationale nette de la production des EnR variables, qui est donc à alimenter par les moyens pilotables

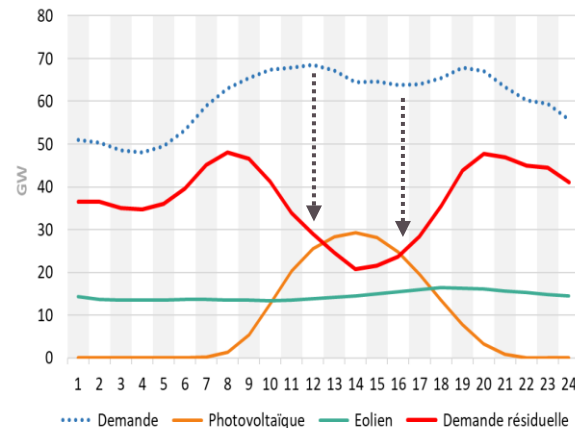
2023



2030



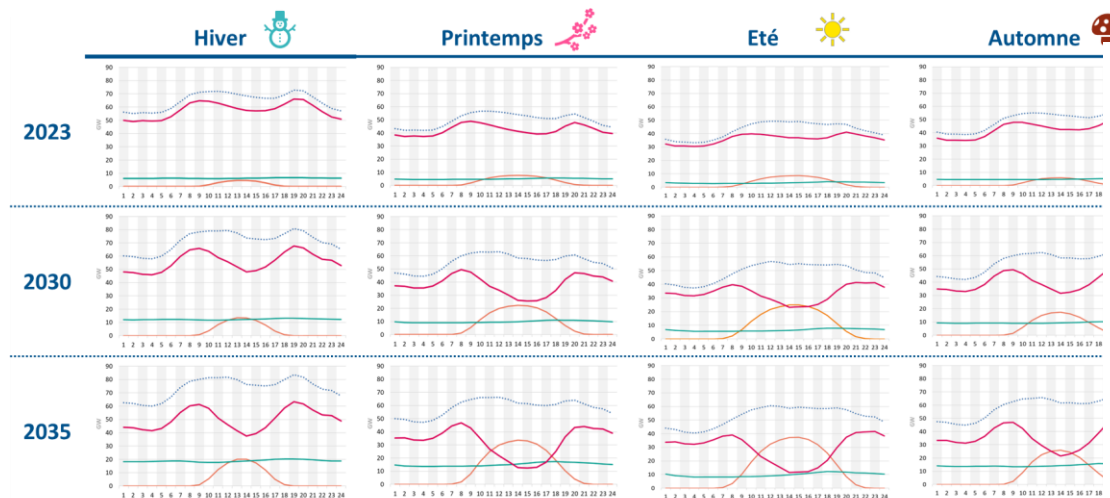
2035



Analyse en moyenne annuelle, les jours ouvrés, hors consommations pilotables et asservies (ECS, VE, etc.)



La déformation structurelle de la consommation résiduelle appelle à un placement horosaisonnalisé adapté des heures pleines et heures creuses



(analyse en moyenne annuelle, les jours ouvrés, hors consommations pilotables et asservies (ECS, VE, etc.)

Photovoltaïque

Éolien

Demande

Demande résiduelle

Le placement des plages d'heures pleines et d'heures creuses doit tenir compte des différences saisonnières de structure de la consommation résiduelle pour inciter à moduler les consommations d'électricité :

- Lisser les pointes ;
- Utiliser au mieux les moments où l'électricité bas-carbone est la plus abondante.

En moyenne, ce constat à la maille nationale se vérifie à la maille locale.

Les évolutions proposées par la CRE pour le placement des HP/HC du TURPE

Saisonnalisation

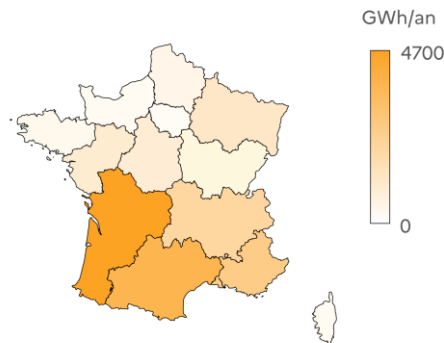
Le développement des ENR, et en particulier du photovoltaïque, fait apparaître des contraintes et opportunités qui diffèrent d'une saison à l'autre : la CRE envisage en conséquence que le placement des heures creuses soit différencié par saison (selon les saisons du TURPE soit 5 mois en saison haute et 7 mois en saison basse).

Différenciation locale

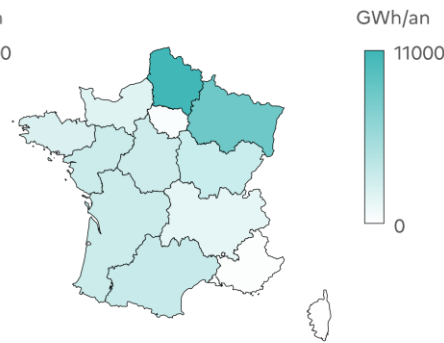
Les plages temporelles sont aujourd'hui différenciées localement sur le niveau BT. La CRE considère que l'évolution du système électrique, et le **développement régionalisé des énergies renouvelables** doit ouvrir la réflexion sur une différenciation régionale ou locale des plages temporelles sur les niveaux HTA et HTB.

L'insertion d'une part croissante de production variable décentralisée, répartie de manière hétérogène entre les différentes poches de réseau, est en effet de nature à modifier considérablement les flux et la demande résiduelle de chaque poche du réseau.

Production photovoltaïque par région en 2022 (Données RTE)



Production éolienne par région en 2022 (Données RTE)



Les évolutions proposées par la CRE pour le placement des HP/HC du TURPE

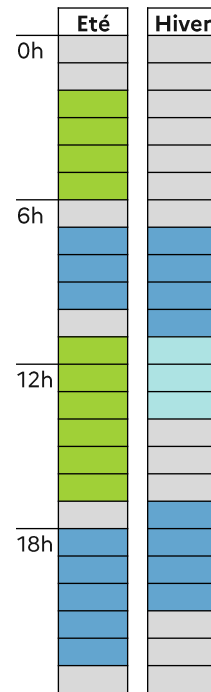
Prise en compte des enjeux d'équilibre offre-demande

Les signaux tarifaires véhiculés par le TURPE étant repris par les offres de fourniture, ils doivent s'adapter aux évolutions des opportunités et des contraintes pour l'équilibre offre-demande.

La CRE envisage de modifier les règles de placement des heures creuses pour s'assurer de cette cohérence. Ces règles pourraient prendre la forme suivante :

- des heures nécessairement pleines, impliquant de modifier les calendriers non-conformes
- des heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux consommateurs
- des heures à privilégier pour le placement des heures creuses

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



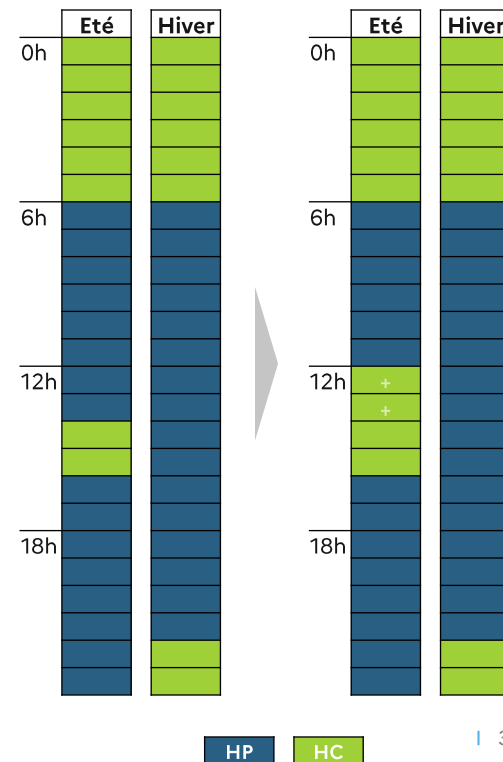
Les évolutions proposées par la CRE pour le placement des HP/HC du TURPE

Evolution de la définition des plages temporelles

Le déplacement des heures creuses sur la période méridienne en été pourrait réduire le nombre d'heures creuses durant la nuit.

La CRE s'interroge donc sur la faisabilité et l'opportunité d'augmenter le nombre d'heures creuses en été, par exemple à 10h au lieu de 8h. Cette évolution permettrait d'attribuer des heures creuses correspondant aux heures de production du photovoltaïque en conservant davantage d'heures creuses la nuit.

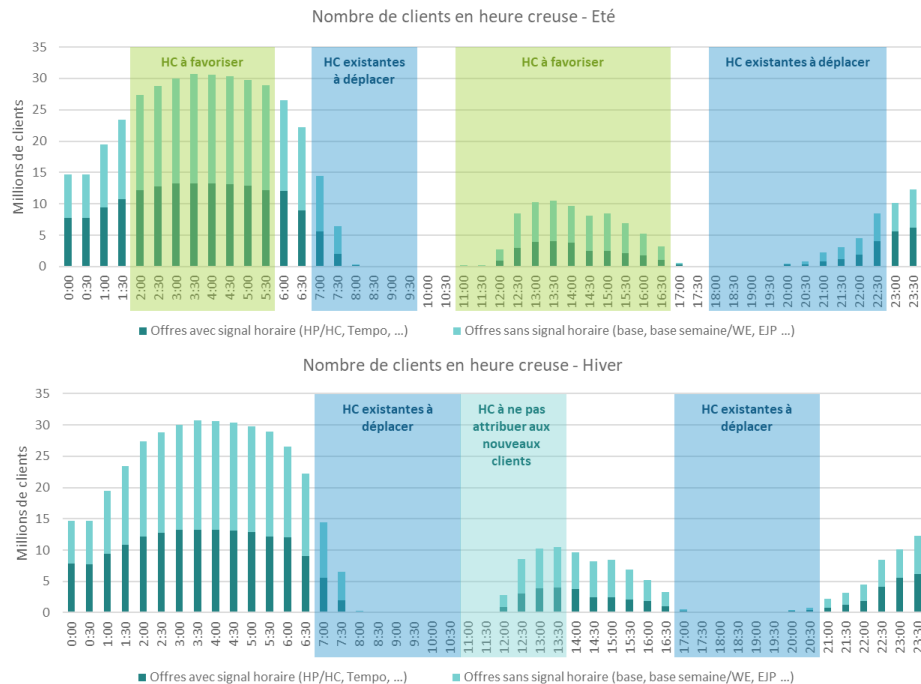
Illustration pour un exemple de régime



Les évolutions proposées pour le placement des HP/HC du TURPE

Focus sur les petits clients (BT ≤ 36 kVA)

La CRE a réalisé une première estimation des conséquences qu'aurait l'application du changement de cadre proposé en identifiant les consommateurs qui seraient affectés par le placement optimisé des plages d'heures creuses. Cette analyse porte dans un premier temps uniquement les petits consommateurs (BT ≤ 36 kVA) qui représentent la part la plus importante des utilisateurs concernés.



Ces modifications devraient ainsi **concerner 5 à 15 millions de consommateurs (selon les options retenues)** qui pour une grande majorité n'ont jamais eu de changement du placement de ces heures.

Par exemple un utilisateur qui dispose aujourd'hui d'un régime d'heures creuses entre 21h et 5h toute l'année pourrait se voir affecter les régimes suivants : en hiver le régime d'heures creuses resterait le même et en été il pourrait être modifié pour couvrir les plages 23h-5h et 12h-14h ou 23h-6h et 12h-15h (dans le cas d'un passage à 10h creuse en été).

La CRE considère qu'il sera nécessaire d'informer et d'accompagner au mieux les clients concernés par des modifications des régimes d'heures creuses.

Les évolutions proposées pour le placement des HP/HC du TURPE

Focus sur les clients concernés en BT > 36 kVA, HTA, HTB

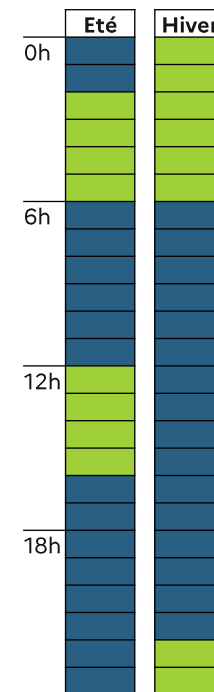
La CRE considère qu'il est pertinent que les principes présentés précédemment (heures creuses à limiter et à favoriser) s'appliquent pour l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur niveau de tension. En effet, les évolutions à venir du système électrique sont la résultante de l'ensemble des consommations et productions sur le territoire national.

L'ensemble des consommateurs en HTA (environ 90 000) et HTB (environ 2 000) seraient également concernés par ce changement de cadre et une très large majorité des consommateurs en BT > 36 kVA (environ 450 000). De nouvelles plages d'heures pleines et d'heures creuses devraient ainsi être définies en fonction des spécificités de chaque niveau de tension.

A titre d'exemple, pour les consommateurs raccordés en HTA et HTB, les **heures creuses** pourraient être définies de la façon suivante :

- de 22h à 6h en hiver ;
- de 2h à 6h puis de 12h à 16h en été.

Pour rappel, le régime d'heures creuses est de 23h-7h en HTB (hors samedi, dimanche et jours fériés) et de 22h-6h pour la HTA (hors dimanche et jours fériés).

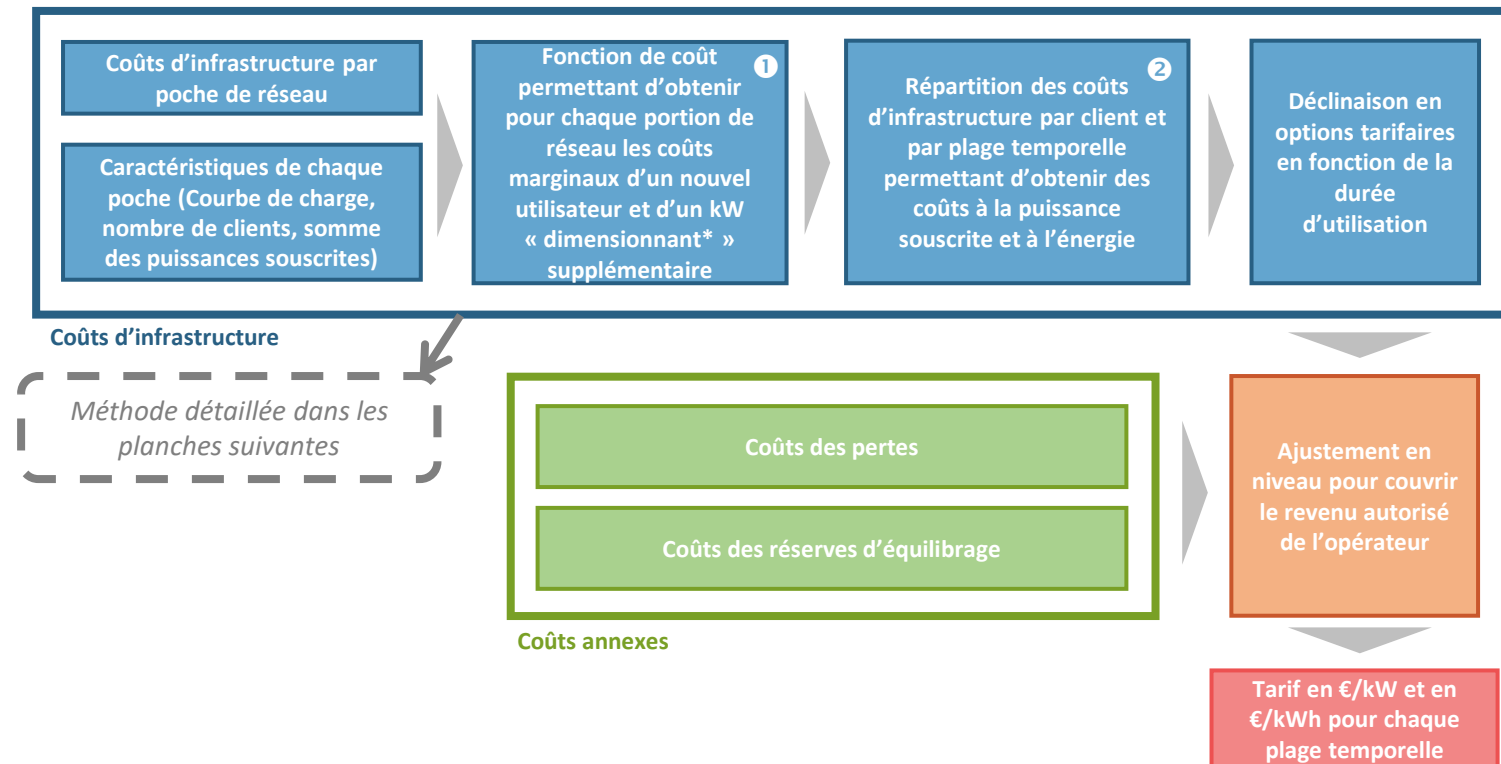


Questions

Avez-vous des questions ou des remarques sur les évolutions envisagées pour le placement des heures creuses ?

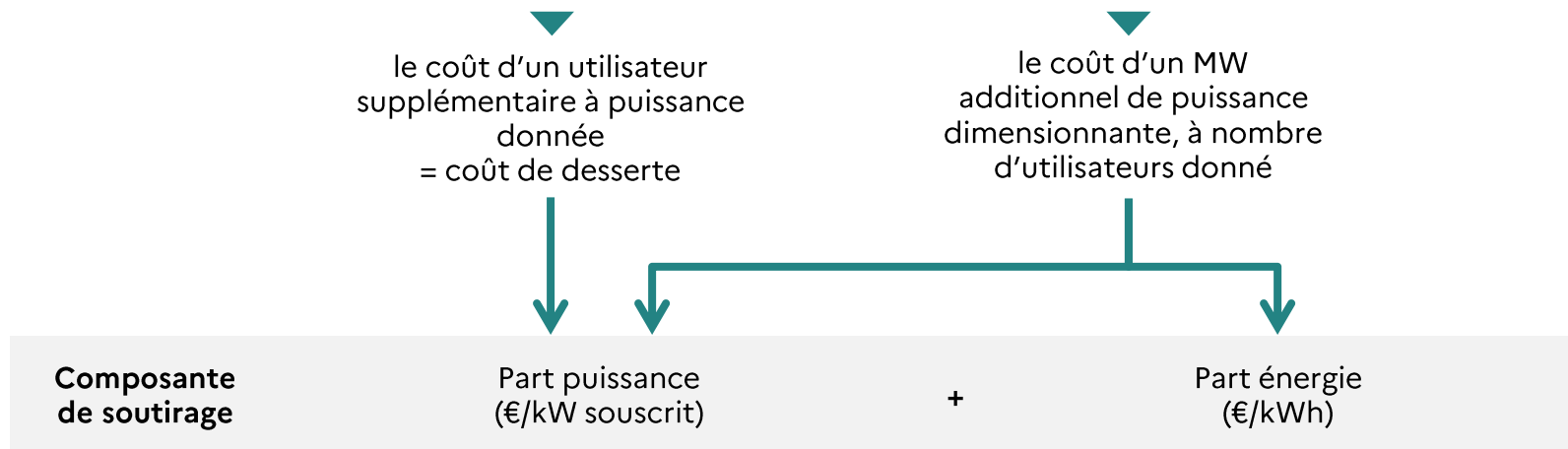
Evolution de la méthode de calcul de la composante de soutirage

Rappel de la méthode utilisée pour le TURPE 6



Détermination de la composante de soutirage : démarche générale

- L'objectif de la méthode est de déterminer pour chaque type d'utilisateur :
 - **une part puissance** (€/kW) ;
 - **une part énergie** (€/kWh pour chaque plage temporelle).
- Pour cela, la CRE modélise les coûts du réseau à neuf (OPEX + CAPEX annualisés) pour permettre le calcul de 2 coûts marginaux :



Evolutions envisagées pour TURPE 7 : prise en compte des pointes d'injection (1/2)

Dans le modèle TURPE 6, l'identification des pointes dimensionnantes des poches de réseau repose uniquement sur les pointes dimensionnantes de soutirage : **cela revient à considérer que le réseau n'est dimensionné que par les pointes de consommation.** Toutefois, l'intégration de plus en plus importante des ENR fait évoluer le dimensionnement du réseau : **il devient de plus en plus dimensionné en injection.**

	Poches dimensionnées en injection	Poches dimensionnées en soutirage
HTA	10 %	90 %
HTB 1	12 %	88 %
HTB 2	8 %	92 %

La CRE envisage ainsi de tenir compte, dans la modélisation économique du réseau, des pointes d'injection, ce qui permettrait notamment de :

- améliorer le calcul de la puissance dimensionnante des poches fortement dimensionnées en injection
- estimer plus précisément la puissance dimensionnante des poches majoritairement dimensionnées en soutirage, mais qui présentent des heures dimensionnantes en injection
- répercuter la bonne structure des coûts de soutirage aux consommateurs
- mieux prendre en compte les évolutions associées au dimensionnement du réseau

Pour des raisons de disponibilité des données **la CRE envisage la prise en compte des pointes d'injection en HTB et HTA uniquement.**

Le nombre encore assez restreint de poches dimensionnées en injection conduit à ce que ces changements, tout en permettant une modélisation plus fidèle des coûts, aient **un impact très limité sur les grilles tarifaires de soutirage.**

 **La prise compte des pointes d'injection dans le calcul de la composante de soutirage n'implique pas une tarification de l'injection, mais assure une meilleure allocation des coûts.**

Evolution envisagée pour TURPE 7 : prise en compte des pointes d'injection (2/2)

L'intégration des pointes d'injection ne nécessite **pas de modification majeure** de la méthodologie actuelle, mais seulement **une adaptation dans le calcul de la pointe dimensionnante des poches de réseau** (les heures d'injection étaient « mises à zéro » dans la méthode TURPE 6).

Les différences de doctrines de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection (soutirage très rarement délesté, injection écrêtée pour éviter des congestions réseau) nécessitent des adaptations dans le traitement des pointes d'injection et de soutirage afin de les rendre comparables. Cette différence de traitement demande donc un double recalage en niveau et en durée des pointes d'injection afin de les rendre comparables avec les pointes de soutirage.

Ce double recalage permet alors de calculer, pour chaque poche de réseau, une **puissance dimensionnante modifiée** prenant en compte les pointes d'injection.

Cette prise en compte des pointes d'injection permet ensuite de **répartir le coût marginal à la puissance dimensionnante entre le soutirage et l'injection** en fonction de la proportion respective des pointes de soutirage et d'injection dans la poche, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection de la composante de soutirage.

Par ailleurs, le calcul de la composante de soutirage pour TURPE 7 s'appuie sur des données du réseau plus récentes, reflétant une utilisation du réseau et des coûts ayant évolué depuis la préparation du TURPE 6.

Questions

Avez-vous des questions sur la méthode proposée par la CRE ?

Evolutions de facture TURPE par la CRE

Les grilles TURPE 7 présentées dans la consultation de la CRE sont des grilles préliminaires **et ne prennent pas en compte les éventuelles évolutions de niveau du revenu autorisé d'Enedis et de RTE**. En effet, ces grilles préliminaires sont calculées pour collecter la même quantité de recettes par niveau de tension que les grilles actuelles TURPE 6.

La cible de recettes TURPE 6 est calculée par l'application des grilles de soutirage TURPE 6 2024 incluant les évolutions tarifaires décidées jusqu'à présent par la CRE. Ces grilles diffèrent donc des grilles TURPE 6 en vigueur actuellement (grilles entrées en vigueur en août 2023).

Pour chaque client, on suppose que son choix de formule tarifaire d'acheminement (CU, MU, LU) est optimisé annuellement. Les grilles préliminaires TURPE 7 sont ensuite ajustées de manière à collecter le même niveau de recettes par niveau de tension lorsqu'elles sont appliquées aux mêmes données de consommation.

Ce recalage réalisé par la CRE porte donc uniquement sur les recettes issues de la composante de soutirage (hors dépassement de puissance).

Les grilles définitives TURPE 7 feront l'objet d'un recalage en niveau qui se basera sur les calculs des gestionnaires de réseau à partir des dernières données des clients.

Analyse de factures : HTB

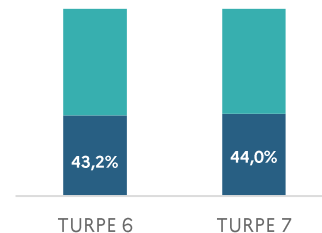
En HTB, les coefficients évoluent de manière très mesurée (grilles au 3.3.1 de la consultation), on observe :

- une légère accentuation de la différenciation saisonnière et horaire des coefficients tarifaires ;
- Une faible augmentation de la part puissance, de 1 à 2 points de pourcentage.

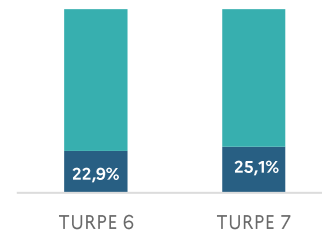
Les utilisateurs HTB1 voyant leur facture augmenter le plus fortement sont des « très courts » utilisateurs (utilisant en moyenne environ 3 % de leur puissance souscrite, contre 40 % en moyenne pour les utilisateurs HTB1) consommant principalement en hiver. Il s'agit principalement de postes sources et de quelques industriels (chimie principalement).

Aucun utilisateur HTB2 ne voit sa facture augmenter de plus de 2,8 %. Les hausses de plus de 2 % touchent exclusivement des postes sources.

Part puissance HTB1



Part puissance HTB2



Quantile	HTB1	HTB1 - CU	HTB1 - MU	HTB1 - LU
Min	-2,6%	-1,7%	-3,0%	-0,8%
25%	-0,1%	1,2%	0,0%	-0,2%
50%	0,0%	2,2%	0,3%	-0,1%
75%	0,5%	2,9%	0,7%	0,0%
99%	3,5%	5,2%	2,0%	0,2%
max	5,5%	5,5%	3,5%	0,4%

Quantile	HTB2	HTB2 - CU	HTB2 - MU	HTB2 - LU
Min	-2,2%	-2,3%	-2,6%	-0,8%
25%	-0,4%	-1,4%	0,2%	-0,4%
50%	-0,1%	-0,9%	0,5%	-0,3%
75%	0,5%	-0,1%	0,9%	-0,1%
99%	2,1%	0,5%	2,4%	1,1%
max	2,8%	0,7%	2,8%	2,3%

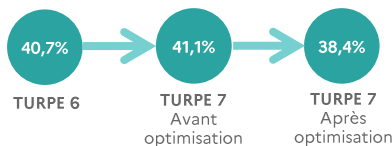
FTA	Part « optimale » de clients	Clients
CU	6%	Transport, industrie, tertiaire
MU	54%	Distribution, industrie, transport, tertiaire
LU	40%	Distribution, industrie

Analyse de factures : HTA

En HTA (grilles paragraphe 3.3.2 de la consultation), on observe :

- une diminution de la différenciation saisonnière ;
- une faible hausse de la part puissance par option tarifaire, qui entraîne un changement d'option tarifaire pour 16 % des clients (en considérant une optimisation tarifaire parfaite par les clients). Cet effet entraîne une baisse de la part puissance dans les recettes du GRD.

Ratio part puissance / total de la composante de soutirage :



Proportion de clients avec l'option CU :

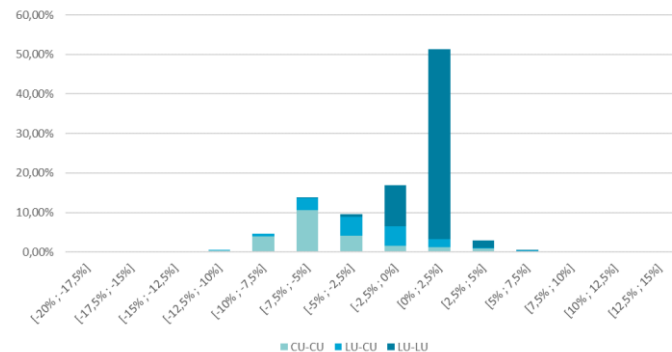


L'évolution de structure résulte en une baisse de facture pour la majorité des clients en option CU.

L'ensemble des consommateurs qui subissent une augmentation de facture de plus de 7 % représente moins de 0,15 % des PDL. Ils ont tous un taux de consommation estivale supérieur à 84 %, ce qui signifie que leur facture TURPE est d'ores et déjà faible.

Quantile	HTA	HTA - CU	HTA - LU
min	-9,30%	-10,30%	-7,20%
25	-3,40%	-7,10%	-0,70%
50	0,30%	-5,90%	0,60%
75	1,20%	-3,90%	1,30%
99	4,00%	5,50%	3,40%
max	15,00%	10,90%	15,00%

Distribution des évolutions de facture pour chaque option tarifaire



Analyse de factures : BT

En **BT > 36 kVA** (grilles paragraphe 3.3.3 de la consultation), on observe :

- une **légère hausse du coût à la puissance en heures pleines hivernales** ;
- une **hausse de la différenciation du tarif à la puissance entre les heures pleines hivernales et les autres périodes**.

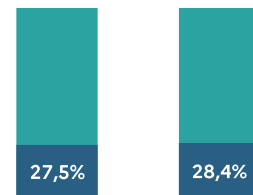
La hausse de la part puissance du tarif a pour effet d'augmenter les factures des clients ayant une utilisation très ponctuelle du réseau, ou dotés d'une puissance souscrite mal calibrée (trop importante).

En **BT ≤ 36 kVA** (grilles paragraphe 3.3.4 de la consultation), les **évolutions de grilles sont modérées**. En particulier, on observe :

- une légère hausse du coût à la puissance ;
- une légère baisse de la différenciation saisonnière (-9 %) ;
- une différenciation horaire légèrement réduite en hiver, mais renforcée en été.

L'intérêt des utilisateurs à choisir les options CU et LU est modifié : la proportion de clients en option optimale CU est de 65% en TURPE 6 et passerait à 81 % en TURPE 7.

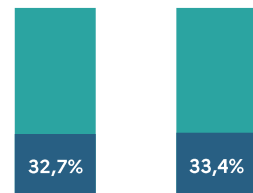
Part puissance BT > 36



T6

T7

Part puissance BT ≤ 36



T6

T7

Quantile	BT > 36 kVA	CU – BT > 36	LU – BT > 36
min	-2,70%	-2,70%	-2,50%
25	-1,00%	-0,90%	-1,10%
50	0,30%	0,40%	-0,20%
75	1,70%	2,20%	0,40%
99	11,30%	11,60%	2,00%
Max	11,90%	11,90%	2,10%

Quantile	BT ≤ 36 kVA	BT ≤ 36 - CU	BT ≤ 36 - MU	BT ≤ 36 - LU
min	-3,60%	-3,60%	-3,00%	-2,50%
25	-0,20%	0,10%	-0,70%	1,20%
50	0,30%	0,60%	-0,20%	1,60%
75	1,00%	1,40%	0,20%	2,20%
99	3,60%	3,70%	1,10%	3,00%
Max	5,00%	5,00%	1,90%	3,10%

FTA	Part « optimale » de clients > 36 / ≤ 36	Clients BT>36	Clients BT ≤ 36
CU	93% / 81%	Enseignement secondaire, restauration	Ménage, petit commerce
MU	NA. / 20%		Ménage, médecin généraliste
LU	7% / 1%	Supermarchés	Eclairage public

Questions

Avez-vous des remarques sur les évolutions de factures présentées ?

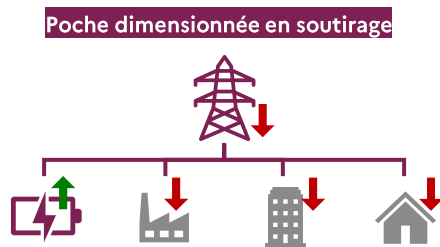
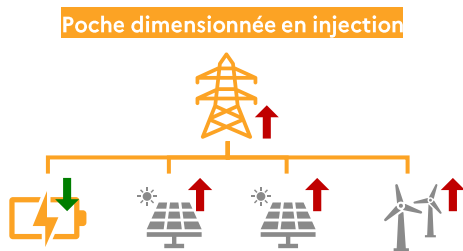
Introduction d'une tarification soutirage – injection

Réflexions associées à la mise en place d'un tarif injection-soutirage

Les stockages ont la capacité, quelle que soit leur localisation, d'adapter leurs soutirages comme leurs injections en fonction des pointes sur le réseau, et ainsi d'en réduire les coûts.

C'est pourquoi la CRE considère pertinent d'envoyer un signal temporel aux stockages qui reflète les coûts et qui les incite à adopter un comportement qui rende service au réseau, en réduisant les pointes dimensionnantes de la poche de réseau dans laquelle ils se situent.

Cela implique d'envoyer un signal qui soit différencié selon que l'on souhaite soit que le stockage **injecte** en période de **pointe de consommation** locale, soit qu'ils **soutirent** en période de **pointe de production** locale. Ceci dépend donc du facteur de dimensionnement de la poche de réseau : est-elle dimensionnée par les pointes d'injection ou par les pointes de soutirage ?



Il est donc nécessaire que le tarif distingue deux types de poches de réseau en fonction de leur dimensionnement : en **injection** ou en **soutirage**.

Réflexions associées à la mise en place d'un tarif injection-soutirage

Pour véhiculer une incitation pertinente, cette option plus élaborée implique donc une grille et des plages temporelles différentes selon que la poche de réseau soit dimensionnée par des pointes d'injection ou de soutirage.

Pour inciter à avoir un comportement contracyclique en période de pointe, **un coût négatif s'appliquerait si l'actif aide le réseau en réduisant la pointe de sa poche**, reflétant les économies permises.

En comparaison de la tarification classique du soutirage, cette option permettrait au stockeur d'obtenir des économies de facture si son comportement est vertueux pour le réseau. Elle véhiculerait des incitations aujourd'hui absentes de la composante de soutirage.

Forme du tarif dans une poche dimensionnée en soutirage

	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
Soutirage	+	+	+	+	+
Injection	-				

Forme du tarif dans une poche dimensionnée en injection

	PTE_I	HPH	HCH	HPE	HCE
Soutirage	-	+	+	+	+
Injection	+	+			

Illustration de la proposition

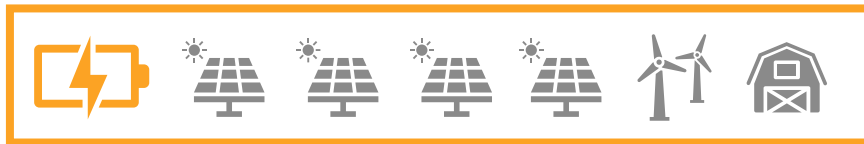
Le nombre d'heures de pointe serait identique à celui de la composante de soutirage. Et les mêmes règles s'appliqueraient pour les poches dimensionnées en soutirage. Pour les poches dimensionnées en injection, les gestionnaires de réseaux seraient chargés de définir les plages temporelles des périodes de pointe, en conservant un même nombre d'heures.

Ces règles pourraient par exemple, à titre d'illustration, se décliner ainsi :

Poche dimensionnée en injection (photovoltaïque)

Pointes d'injection : 4h en pleine journée, 78 jours par an en HTA, 63 en HTB, en saison basse.

Coûts négatifs en soutirage, positifs en injection.



Poche dimensionnée en injection (éolien)

Pointes d'injection : 4h la nuit, 78 jours par an en HTA, 63 en HTB, en saison basse.

Coûts négatifs en soutirage, positifs en injection.



Poche dimensionnée en soutirage

Pointes de soutirage : 2h le matin, 2h le soir, 78 jours par an en HTA, 63 en HTB, en saison haute.

Coûts positifs en soutirage, négatifs en injection.



➔ Un tarif optionnel dont les plages temporelles sont généralement en phase avec les variations de prix de marché.

Modalités d'un tarif injection-soutirage

Eligibilité

Cette option pourrait être proposée en **HTA, HTB1 et HTB2** aux utilisateurs disposant d'une capacité de **stock symétrique** et donc en mesure de réduire de manière équivalente les pointes de réseau quel que soit le dimensionnement de la poche dans lequel il se trouve. Cela exclut donc les installations hybrides.

Les ZNI ne seraient pas éligibles à un tel tarif : en effet, en ZNI, les GRD ont déjà la main sur le pilotage des stockages pour des besoins systèmes ou réseau.

Différenciation locale

La différenciation locale de la grille tarifaire serait **liée au dimensionnement du réseau** et indépendante de l'ampleur des coûts.

Pour donner de la **visibilité** aux acteurs, les gestionnaires de réseaux seraient chargés de publier la typologie de chaque poche de réseau et de les faire évoluer à un rythme raisonnable (par exemple tous les 4 ans).

Questions

Avez-vous des questions ou des remarques sur les modalités de la composante injection-soutirage telles qu'envisagées par la CRE ?

Impacts du nouveau tarif : présentation des simulations menées par la CRE

Pour évaluer les impacts de cette nouvelle composante tarifaire, la CRE a modélisé 5 comportements-types de stockeurs :

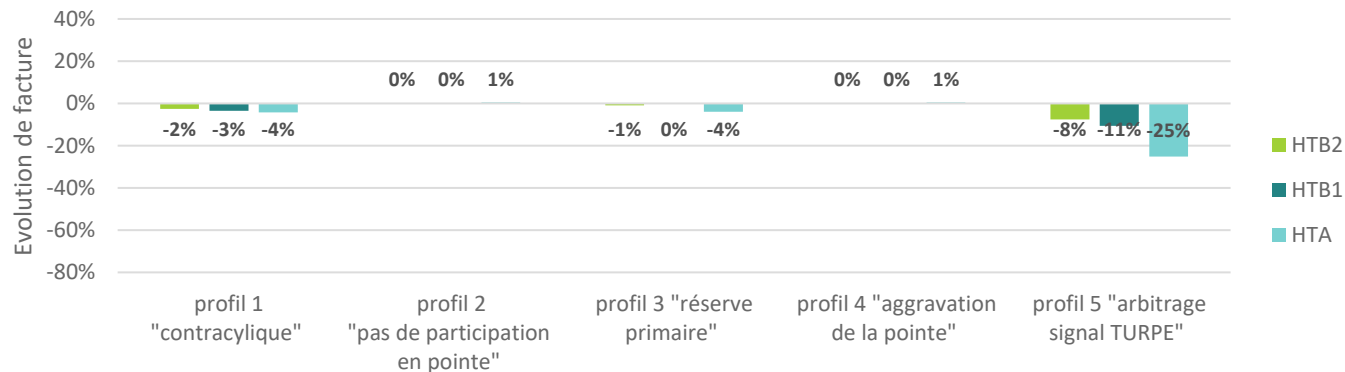
- **Type 1 « FCR contracyclique »** : participation 100% du temps à la FCR sauf durant la période de pointe durant laquelle l'utilisateur aide systématiquement le réseau ;
- **Type 2 « pas de participation en pointe »** : participation 100% du temps à la FCR sauf durant la période de pointe durant laquelle l'utilisateur est à 0 soutirage/injection ;
- **Type 3 « FCR »** : le site participe 100% du temps au service système fréquence de réserve primaire. Ce comportement est le plus proche de celui des stockeurs aujourd'hui qui sont en large majorité valorisés sur la FCR.
- **Type 4 « aggravation de la pointe »** : participation 100% du temps à la FCR sauf durant la période de pointe durant laquelle l'utilisateur va systématiquement à l'encontre des besoins du réseau ;
- **Type 5 « arbitrage signal TURPE »** : le stockeur ne fonctionnerait que selon le signal du TURPE : aide du réseau au maximum de ces capacités pendant la pointe et reconstitution du stock pendant les heures les moins chères.

Deux analyses sont présentées dans la consultation publique :

- l'évaluation de l'impact de la souscription d'un tarif injection-soutirage, **sans modification de comportement** (pour les types 1 à 5) ;
- l'évaluation de l'impact de la souscription d'un tarif injection soutirage par un profil de référence de stockeur FCR (type 3) qui **modifie son comportement en réponse au signal tarifaire envoyé par le tarif injection-soutirage (type 1 et 5)**.

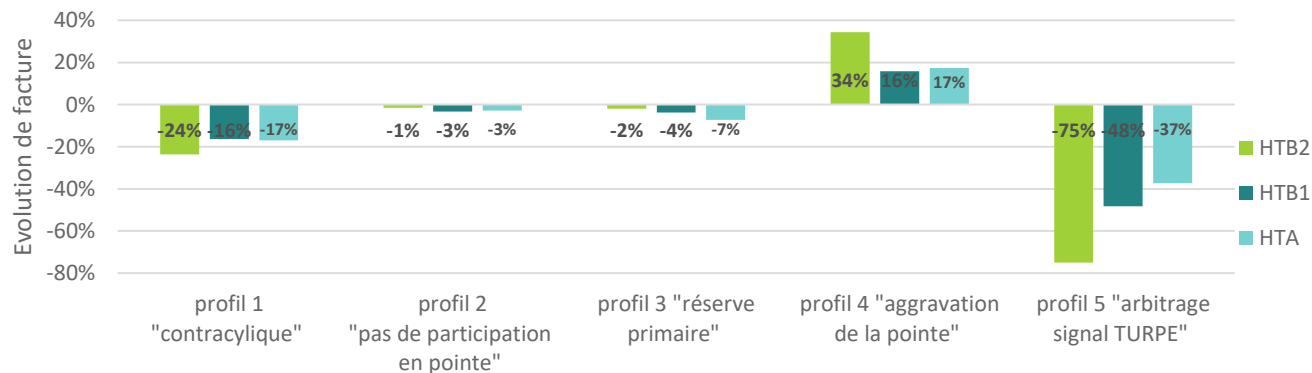
Analyse de facture : poche de soutirage

Impact de la souscription d'un tarif injection soutirage à comportement inchangé entre le tarif classique soutirage et le tarif optionnel:



Analyse de facture : poche d'injection

Impact de la souscription d'un tarif injection soutirage à comportement inchangé entre le tarif classique soutirage et le tarif optionnel:



Questions

Avez-vous des remarques sur les analyses d'impact présentées ?

Conclusion

Merci pour votre attention

- Envoyer une contribution ou des questions complémentaires : turpe@cre.fr
- Répondre à la consultation publique jusqu'au 9 février : consultations.cre.fr