

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2023-13 DU 14 DECEMBRE 2023 PORTANT SUR LA STRUCTURE TARIFAIRE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE « TURPE 7 »**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 6 HTB » pour le réseau public de transport et « TURPE 6 HTA-BT » pour les réseaux publics de distribution, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021, pour une durée de quatre ans. Les prochains tarifs dits « TURPE 7 » devraient donc entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025.

Leur élaboration doit prendre en compte et accompagner la transformation rapide du système énergétique afin de remplir les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment :

- **des besoins importants d'investissement dans les réseaux électriques** : ces réseaux sont au cœur de la transition énergétique en cours. Ils devront se transformer pour faire face à la hausse de la consommation d'électricité et accueillir les nouvelles capacités de production en particulier renouvelables, l'électrification de l'industrie, du transport et du chauffage, ainsi que les nouvelles interconnexions avec les pays voisins qui accompagneront ces développements. Par ailleurs, le vieillissement d'une partie du réseau et les besoins croissants d'adaptation au changement climatique pourraient aussi nécessiter des investissements de mise à niveau et de sécurisation des réseaux ;
- **un développement de la production d'énergie renouvelable décentralisée** : les parcs de production éoliens et solaires, en grande majorité raccordés aux réseaux de distribution, ont augmenté de près de 40% entre 2019 et 2022<sup>1</sup>, pour atteindre respectivement une puissance installée de 20,3 GW et 16,5 GW. Leur rythme de développement va encore s'accroître. Ces nouveaux raccordements ont un fort impact sur le dimensionnement des réseaux électriques, notamment en créant des configurations dans lesquelles le réseau de distribution devient également dimensionné par la production, et non plus seulement par la consommation, comme il l'était historiquement ;
- **des besoins de flexibilité en forte croissance** : le développement de la production à partir d'énergies renouvelables (ENR) et la réduction du recours aux centrales thermiques à partir d'énergies fossiles renforceront les besoins de recourir aux flexibilités du système électrique que ce soit au niveau national (équilibre entre production et consommation) ou local (congestions sur les réseaux). Dans cette perspective, la CRE relève plusieurs enjeux :
  - **l'optimisation du placement des heures pleines et heures creuses** constitue un pilier de la flexibilité des consommations résidentielles. Le placement des plages d'heures pleines (tarif plus élevé) et d'heures creuses (tarif moins élevé) est un moyen efficace d'inciter au déplacement des consommations aux meilleurs moments de la journée du point de vue du système électrique. Ainsi, certains usages, essentiellement les ballons d'eau chaude, sont pilotés automatiquement en fonction de ces heures.

Le développement continu du photovoltaïque générera de plus en plus largement des heures particulièrement favorables au système électrique en cours de journée d'été (avril à octobre inclus). A contrario, la récente crise énergétique a mis en exergue l'importance du bon placement des heures creuses l'hiver et les contraintes additionnelles qu'un placement inadapté peut créer pour le système.

<sup>1</sup> Service des données et études statistiques

Le gain d'un placement optimal des heures pleines et heures creuses profite au fonctionnement du réseau mais également, plus largement, au système électrique. En effet, la capacité de consommer aux heures où la production est la moins contrainte, et donc a priori aux heures les moins chères de l'année, doit permettre, de faire baisser le coût global de l'électricité ;

- **le développement des stockages** : de nombreux projets d'installation de stockages par batteries se sont développés sans soutien public, permettant d'atteindre une capacité raccordée au réseau de près de 786 MW à fin octobre 2023. Ces dispositifs sont compétitifs pour la fourniture de services système (équilibre offre-demande à très court terme, réglage de la tension, etc.), mais pourraient également être utiles dans de très nombreuses autres situations (offre-demande nationale, flexibilités locales, etc.). Combinant production et consommation, leur comportement est spécifique du fait de leur flexibilité intrinsèque. Ils ont ainsi la possibilité de participer activement à soulager le réseau. Les signaux tarifaires qui leur sont transmis pourraient donc être spécifiques.

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) constituent également une catégorie d'actifs de stockage flexibles qui peuvent contribuer à la résolution de contraintes système. Cependant elles connaissent un développement plus limité ;

- **le pilotage des bornes de recharge** : le nombre et la puissance installée des points de recharge ont doublé en deux ans, passant de 783 000 points de charge totalisant une puissance de 4,2 GVA en octobre 2021, à 1 669 000 points de charge et 10,2 GVA en octobre 2023. Un récent sondage mené par Enedis relève que seuls 26 % des utilisateurs déclarent piloter la recharge de leur véhicule, alors que ce pilotage sera de plus en plus nécessaire au bon fonctionnement du système électrique et pourrait apporter un gisement de flexibilité important, comme le montre le récent rapport de la CRE sur le sujet<sup>2</sup> ;

- **le développement de l'autoconsommation** : initiative personnelle ou d'un groupe, l'autoconsommation permet de produire son électricité décarbonée localement, tout en cherchant à synchroniser la consommation et la production. Bien que le réseau soit moins sollicité, sa disponibilité reste une garantie précieuse et indispensable pour les auto-consommateurs. Le gain pour le réseau peut se matérialiser lorsque la production et la consommation sont synchrones sur les périodes les plus chargées. Cet état de fait justifie une tarification dédiée valorisant le bénéfice que peut apporter l'autoconsommation par la réduction des pointes du réseau sans occulter le rôle assurantiel du réseau.

Au regard de ces enjeux, l'achèvement du déploiement massif des compteurs évolués sur la zone de desserte d'Enedis notamment permet d'utiliser pleinement les nouvelles fonctionnalités qu'ils offrent, telles que la mise en place d'une tarification plus fine. Les compteurs évolués représentent un outil important pour la construction d'offres tarifaires incitatives permettant de renforcer les flexibilités des usages.

\*\*\*

La présente consultation publique sur la structure tarifaire du TURPE ouvre une large phase de concertation tarifaire menée par la CRE qui s'étalera jusqu'à fin 2024. La CRE envisage d'organiser différents ateliers afin d'associer au mieux les parties prenantes à ces travaux.

La « structure tarifaire » correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont affectés aux différents types d'utilisateurs, au travers de chaque composante tarifaire (comptage, gestion, soutirage notamment). Cette allocation vise à envoyer les signaux économiques pertinents aux différentes catégories d'utilisateurs afin d'optimiser les coûts des réseaux, à court, moyen et long terme. **La structure tarifaire est ainsi fondée sur le principe de reflet des coûts : il s'agit de répercuter à chaque utilisateur les coûts qu'il génère en fonction de ses caractéristiques d'utilisation des réseaux. Ainsi, le consommateur qui adapterait son comportement en sollicitant moins le réseau aux heures les plus critiques constatera une économie de facture cohérente avec les baisses de coûts qu'il permet.** Dans cette perspective, le niveau de différenciation des plages temporelles doit être suffisant pour les rendre incitatives pour les utilisateurs.

La période tarifaire TURPE 6 a initié des évolutions importantes de la structure du TURPE pour prendre en compte les nouvelles données technico-économiques disponibles, mais aussi les conséquences de la transition énergétique. Une nouvelle méthodologie, fondée sur les coûts marginaux, a été mise en place afin d'envoyer le signal économique le plus efficace aux utilisateurs. Cette nouvelle méthodologie estime les coûts d'infrastructure à l'échelle locale (raisonnement à l'échelle des poches de réseaux, par niveau de tension), ce qui permet de définir un coût des consommations additionnelles à la pointe engendrant des besoins locaux de renforcement du réseau. L'utilisation de données plus fines a permis de répercuter plus précisément, dans les différentes versions tarifaires, les coûts correspondant aux différentes utilisations du réseau, et a conduit à une hausse marquée, à niveau tarifaire constant, de la part puissance des tarifs (de +20 % en moyenne et jusqu'à +97 % pour le niveau de tension HTA).

<sup>2</sup> Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023

En outre, le TURPE 6 HTA-BT a mis en œuvre la généralisation de l'option à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA à l'horizon 2024.

Enfin, la CRE avait notamment appelé, pour la période du TURPE 6, les gestionnaires de réseaux à la vigilance sur les évolutions que pourraient introduire les nouveaux usages et rappelé que l'un des enjeux majeurs de cette nouvelle période sera de placer correctement les heures creuses, en fonction des spécificités locales du réseau.

**La CRE envisage de conserver les principes de construction de la structure du TURPE 6, tout en prenant en compte l'intensification de la transition énergétique et ses effets de plus en plus structurants pour le réseau.**

\*\*\*

La CRE publie donc une première consultation publique sur la structure tarifaire du futur TURPE, qui sera suivie par des consultations publiques complémentaires au cours de l'année 2024. La présente consultation expose principalement :

- **les analyses préliminaires de la CRE sur les évolutions possibles du placement des plages temporelles type heures pleines / heures creuses** pour s'adapter aux évolutions à venir et plus particulièrement pour tirer parti de l'accroissement de la production photovoltaïque, tout en répondant aux contraintes fortes du système électrique sur certaines heures. La CRE étudie en conséquence la possibilité de privilégier le placement des heures creuses lorsque la production à partir d'ENR est abondante comme c'est le cas durant les journées d'été. Cela pourrait conduire à augmenter le nombre d'heures creuses disponibles en été. De même, la CRE envisage de déplacer certaines heures creuses actuellement positionnées sur des plages horaires pendant lesquelles une forte consommation pourrait créer des tensions sur l'équilibre offre-demande. De ce fait, les heures pleines et creuses pourraient être différenciées entre l'été et l'hiver, pour s'adapter à la saisonnalité des besoins du système électrique.

Par ailleurs, la CRE a l'intention de mener une concertation au 1<sup>er</sup> semestre 2024 sur la question plus générale de la transmission des signaux horo-saisonniers du fournisseur jusqu'au client final dans les offres de fourniture ;

- **la possibilité d'introduire une nouvelle tarification soutirage/injection pour les batteries.** Cette tarification, optionnelle, aurait pour objectif d'envoyer des signaux tarifaires permettant d'exploiter au mieux les capacités de stockage au bénéfice du réseau. Ainsi, les sites d'injection-soutirage pourraient recevoir une incitation à un fonctionnement contracyclique par rapport à la poche dans laquelle ils se situent (par exemple, à injecter lorsque les autres utilisateurs de la poche soutirent fortement) ;
- **la mise à jour des données et l'amélioration de la méthode utilisée par la CRE pour construire la composante de soutirage des TURPE 7.** La CRE envisage de reconduire les principes de la méthode appliquée pour le tarif TURPE 6, en y apportant des précisions sur la prise en compte des pointes d'injection du réseau, afin de la rendre plus robuste aux évolutions du système. La CRE présente dans cette consultation, à titre purement illustratif, les grilles tarifaires qui en découleraient avec les données mises à jour.

Cette consultation publique sera accompagnée par un ou plusieurs ateliers dédiés courant janvier 2024, ouverts à toutes les parties intéressées.

Paris, le 14 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 9 février 2024 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr/>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

**En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

En cas de questions sur la consultation publique, les parties peuvent contacter la CRE à l'adresse [turpe@cre.fr](mailto:turpe@cre.fr).

# SOMMAIRE

<b>1. LISTE DE QUESTION .....</b>	<b>7</b>
<b>2. CONTEXTE ET ENJEUX .....</b>	<b>9</b>
2.1 UNE ACCELERATION DE LA TRANSFORMATION DU SYSTEME ENERGETIQUE QUI IMPLIQUERA UNE ADAPTATION DES RESEAUX ET UNE MOBILISATION DES FLEXIBILITES POUR REDUIRE LA POINTE .....	9
2.1.1. La consommation électrique totale comme à la pointe va augmenter, tirée par le développement de nouveaux usages .....	9
2.1.2. L'accélération du développement de la production ENR .....	11
2.1.3. Des transformations qui génèrent des besoins de flexibilité croissants et appellent à des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe .....	13
2.2 LA TARIFICATION DES RESEAUX D'ELECTRICITE .....	17
2.2.1. Principes de tarification des réseaux .....	17
2.2.2. Les différentes composantes tarifaires existantes .....	18
2.2.3. Une répartition part puissance/part énergie qui reflète les coûts du réseau .....	18
2.3 EVOLUTIONS DE STRUCTURE MISES EN ŒUVRE ET BILAN DE LA PERIODE TURPE 6 .....	19
2.3.1. Mise à jour des coûts de comptage .....	19
2.3.2. Effet de la mise en œuvre de la nouvelle méthode pour TURPE 6 .....	19
2.3.3. La généralisation des formules tarifaires d'acheminement à 4 plages temporelles .....	20
<b>3. L'HOROSAISONNALITE : UN PILIER POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LA TRANSITION ENERGETIQUE A EXPLOITER DAVANTAGE .....</b>	<b>21</b>
3.1 UN REFLET DES COUTS DE RESEAUX .....	21
3.2 LES LEVIERS SUR LE PLACEMENT DES HEURES PLEINES HEURES CREUSES POUR UTILISER DAVANTAGE LES FLEXIBILITES POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE .....	22
3.2.1. Rappel du cadre actuel pour la détermination des plages temporelles .....	22
3.2.2. Les évolutions sur le placement des plages temporelles permises par les compteurs communicants ..	23
3.2.3. Les nouveaux enjeux qui renforcent l'intérêt d'une évolution du placement des heures creuses : les bénéfices du développement des énergies renouvelables et la nécessaire gestion de la pointe de consommation .....	23
3.2.4. Evolutions du cadre du TURPE pour un placement optimisé des plages d'heures creuses pour le système électrique .....	24
3.2.5. Une différenciation locale possible des plages temporelles en haute tension (HTB et HTA) .....	28
<b>4. TARIFICATION DU SOUTIRAGE : UNE METHODE AFFINEE POUR S'ADAPTER A LA TRANSITION ENERGETIQUE ET UNE MISE A JOUR DES DONNEES .....</b>	<b>29</b>
4.1 RAPPEL DE LA METHODE TURPE 6 ET PRINCIPE D'ALLOCATION DES COUTS .....	30
4.2 EVOLUTIONS ENVISAGEES POUR TURPE 7 .....	30
4.2.1. La prise en compte des pointes d'injection permet d'améliorer la modélisation des coûts de soutirage	30
4.2.2. Modalité de mise en œuvre et impact sur la méthode .....	31
4.3 TARIFICATION DU SOUTIRAGE PAR NIVEAU DE TENSION .....	33
4.3.1. Grilles HTB à iso-niveau 2023 et évolutions de factures associées .....	34
4.3.2. HTA .....	37
4.3.3. BT > 36 kVA .....	39
4.3.4. BT ≤ 36 kVA .....	41
<b>5. INTRODUCTION D'UNE TARIFICATION OPTIONNELLE INJECTION - SOUTIRAGE .....</b>	<b>43</b>
5.1 REFLEXION SUR LA MISE EN PLACE D'UNE NOUVELLE COMPOSANTE INJECTION – SOUTIRAGE POUR LES BATTERIES .....	43
5.1.1. Le développement d'une nouvelle catégorie d'utilisateurs des réseaux à potentiel contracyclique .....	43

5.2 PRESENTATION DES MODALITES ENVISAGEES .....	44
5.2.1. Méthodologie envisagée pour la construction de la composante .....	44
5.2.2. Critères d'éligibilité à la composante .....	47
5.2.3. Optionnalité de la composante.....	47
5.3 GRILLES TARIFAIRES PAR NIVEAU DE TENSION ET ANALYSE .....	48
5.3.1. Grilles tarifaires.....	48
5.3.2. Evaluation de l'impact des grilles tarifaires .....	49
5.3.3. Analyse de l'impact des grilles injection - soutirage .....	50
<b>ANNEXE 1 : RAPPEL DE LA METHODE TURPE 6 .....</b>	<b>53</b>
<b>ANNEXE 2 : DETAILS DES ADAPTATIONS A LA METHODOLOGIE TARIFAIRE POUR INTEGRER LES POINTES D'INJECTION .....</b>	<b>56</b>

## 1. LISTE DE QUESTION

### 2. Contexte et enjeux (p.9)

Question 1 : Partagez-vous les principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 7 ?

Question 2 : Approuvez-vous la répartition entre la part puissance et la part énergie découlant de la méthode utilisée par la CRE ?

### 3. Horosaisonnalité : un pilier pour le système électrique et la transition énergétique à exploiter d'avantage (p.21)

Question 3 : Considérez-vous que la forme des grilles et le découpage des plages temporelles sont pertinents ?

Question 4 : Considérez-vous pertinent le maintien des deux exceptions à l'horosaisonnalité ?

Question 5 : Etes-vous favorable à la différenciation saisonnière (hiver/été) du placement des heures creuses envisagée par la CRE ?

Question 6 : Etes-vous favorable à ce que le TURPE fixe des plages d'heures creuses à déplacer ?

Question 7 : Etes-vous favorable à ce que le TURPE fixe des plages à privilégier pour le placement des heures creuses ?

Question 8 : Que pensez-vous des plages horaires proposées par la CRE concernant les heures creuses existantes à déplacer ou concernant les heures creuses à privilégier ?

Question 9 : Etes-vous favorable à une augmentation du nombre d'heures creuses en été ?

Question 10 : Que pensez-vous du rythme de modification des régimes d'heures creuses des clients envisagé par la CRE ?

Question 11 : Etes-vous favorable à un suivi de la mise en œuvre des heures creuses à favoriser ?

Question 12 : Considérez-vous qu'il serait pertinent que les gestionnaires de réseau différencient le placement des plages temporelles en fonction de la localisation en HTA et HTB ?

### 4. Tarification du soutirage : une méthode affinée pour s'adapter à la transition énergétique et une mise à jour des données (p.29)

Question 13 : Êtes-vous favorable à la reconduction des principes de la méthodologie mise en œuvre dans le TURPE 6 ?

Question 14 : Partagez-vous l'intérêt de la prise en compte des pointes d'injection dans le calcul de la puissance dimensionnante ? Etes-vous favorable à l'évolution de la méthodologie sur les niveaux de tension HTB et HTA en raison de la disponibilité des données envisagée par la CRE ?

Question 15 : Etes-vous favorable à la méthode envisagée par la CRE pour la prise en compte des pointes d'injection dans le calcul de la puissance dimensionnante ?

Question 16 : Etes-vous favorable à la méthode envisagée par la CRE pour considérer uniquement les coûts liés au soutirage dans le calcul de la composante de soutirage ?

Question 17 : Etes-vous favorable au maintien de la méthodologie utilisée en TURPE 6 pour la répercussion des 3 catégories de coûts annexes (pertes, réserves et HTB3) dans la composante de soutirage ?

Question 18 : Quelle est votre appréciation sur les grilles présentées par la CRE, en application de la méthode envisagée ? Avez-vous des propositions d'évolutions à formuler sur cette méthode ?

Question 19 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles préliminaires HTB envisagée par la CRE ?

Question 20 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles préliminaires HTA envisagée par la CRE ?

Question 21 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles préliminaires BT envisagée par la CRE ?

### 5. Introduction d'une tarification optionnelle injection-soutirage (p.43)

Question 22 : Etes-vous en accord avec le principe d'introduction d'une tarification spécifique pour les capacités de stockage ?

Question 23 : Etes-vous en accord avec la différenciation des poches de soutirage et d'injection envisagée par la CRE afin d'envoyer un signal tarifaire adapté au dimensionnement du réseau ?

Question 24 : Etes-vous favorable à la mise à jour de la typologie des poches à chaque période tarifaire ?

Question 25 : Etes-vous favorable à la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux des informations sur la typologie des poches de réseaux envisagée par la CRE ?

Question 26 : Etes-vous en accord avec la définition envisagée par la CRE des périodes de pointe fixe pour envoyer le signal tarifaire aux capacités de stockages ?

Question 27 : Etes-vous en accord avec ce qu'envisage la CRE sur le nombre d'heures de pointe et les principes de positionnement ?

Question 28 : Partagez-vous le principe de cascade des coûts proposé par la CRE ?

Question 29 : Etes-vous favorable à ce que la composante d'injection soutirage soit envisagée sur les niveaux de tension HTA et HTB ?

Question 30 : Etes-vous favorable aux critères d'éligibilité à la composante spécifique envisagés par la CRE ?

Question 31 : Êtes-vous favorable à ce que cette nouvelle composante tarifaire soit optionnelle ?

Question 32 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires soutirage-injection envisagées ?

Question 33 : La méthodologie utilisée par le CRE pour évaluer l'impact des grilles tarifaires vous semble-t-elle pertinente ? Identifiez-vous d'autres cas théoriques à simuler qui pourraient compléter l'évaluation ?

Question 34 : Pensez-vous que les incitations transmises par ces nouvelles grilles aux installations de stockage sont pertinentes ?

## 2. CONTEXTE ET ENJEUX

### 2.1 Une accélération de la transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux et une mobilisation des flexibilités pour réduire la pointe

#### 2.1.1. La consommation électrique totale comme à la pointe va augmenter, tirée par le développement de nouveaux usages

L'électrification des usages conduira à une hausse de l'énergie consommée estimée près de 150 TWh par rapport au niveau de consommation de 2022 et pourra être accompagnée par une hausse de la pointe de consommation dont l'ampleur variera en fonction du développement des flexibilités. Dans son Bilan prévisionnel, RTE anticipe un accroissement de la pointe de 18h à 20h compris entre 5 et 9 GW d'ici à 2030. La limitation de cette pointe est un enjeu majeur pour la prochaine période afin, d'une part, de limiter les contraintes pour le système et d'autre part de réduire l'activation de moyens de production de pointe coûteux pour les utilisateurs et plus émetteur en CO2.

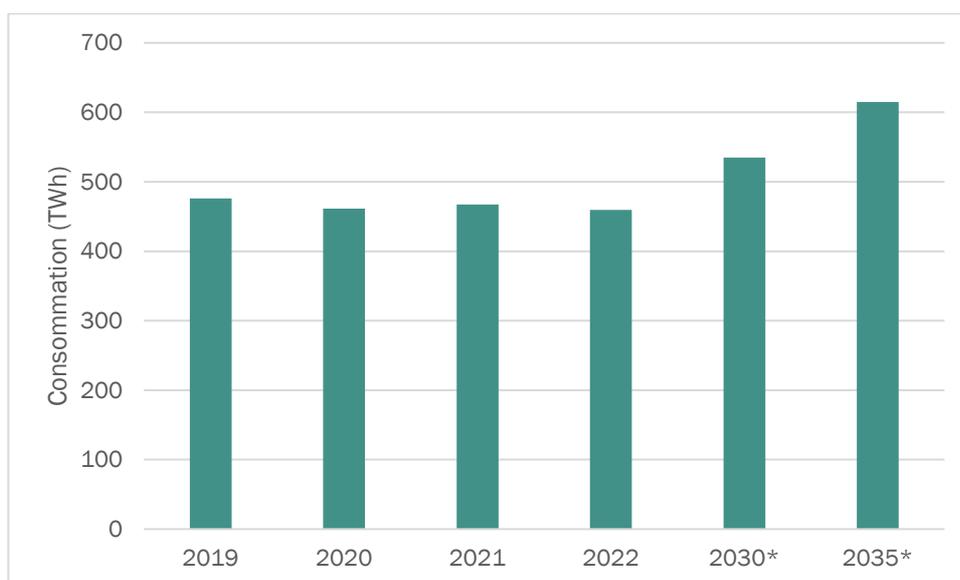


Figure 1 : Consommation intérieure d'électricité observée 2019-2022 et prévisionnelle (\*) 2030 et 2035. Source : Bilan électrique 2022 et Bilan prévisionnel 2023-2035 (scénario A référence), RTE

#### 2.1.1.1. Une électrification de la consommation d'énergie

L'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de l'UE d'au moins 55 % d'ici à 2030, neutralité carbone en 2050) passera nécessairement par l'électrification de divers secteurs économiques. Les principales évolutions des usages affectant les modes d'utilisation des réseaux sont :

- la décarbonation de l'industrie, principalement par l'électrification de processus industriels et de la production de chaleur. La France s'oriente vers une forte hausse de la consommation électrique de l'industrie, qui passerait de 120 TWh annuels actuellement à 160 TWh à horizon 2035 dans le scénario prospectif de RTE réalisé pour le bilan prévisionnel 2023. Cette hausse devrait être concentrée dans quelques grands bassins industriels, en particulier les zones portuaires de Dunkerque, Fos-Marseille et le Havre, ainsi que la vallée de la chimie au sud de la métropole de Lyon. Ces zones devraient également être un lieu de développement de capacités importantes de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, augmentant ainsi la demande locale d'électricité. L'électrification massive de ces zones industrielles nécessitera le développement d'infrastructures permettant le raccordement de capacités importantes au réseau de transport ;
- le développement massif du parc de véhicules électriques, induisant une hausse de la consommation d'électricité et le déploiement de nombreuses bornes de recharges raccordées au réseau de distribution. Elles constituent un important inducteur de coûts pour le réseau, tout en apportant un potentiel important de flexibilité distribuée. Il sera essentiel de maîtriser la contribution de la recharge des véhicules aux besoins de dimensionnement des réseaux ;

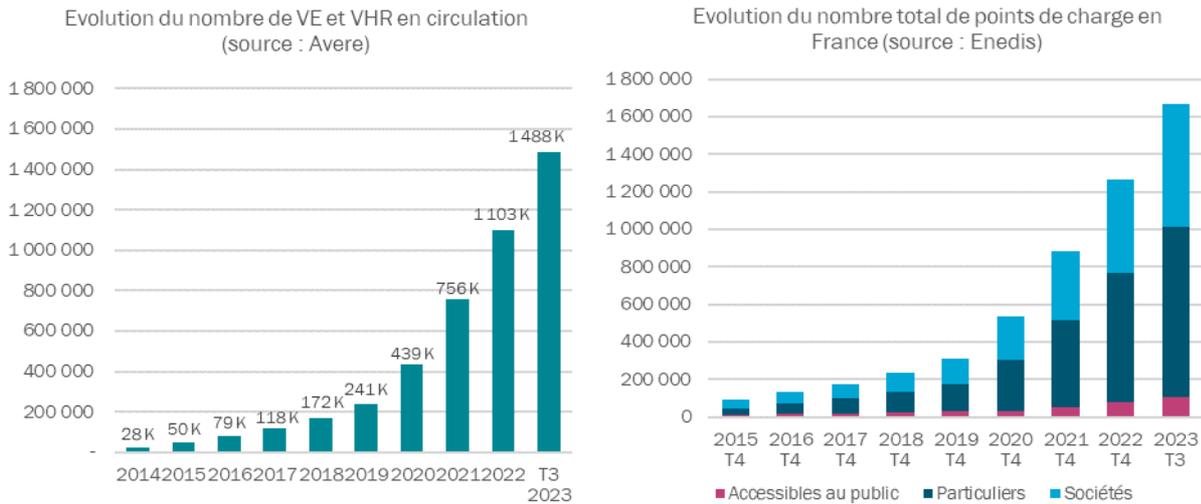


Figure 2 : évolution du nombre de VE et de points de charge en France (source : Avere et Enedis)

- le transfert de certains usages fossiles vers les usages électriques notamment dans le secteur résidentiel neuf (lié notamment à l'application de la RE2020) et existant (dispositifs d'aides au remplacement des installations utilisant de l'énergie fossile : CEE, MaPrimeRénov'...). Le rythme de remplacement des chaudières utilisant de l'énergie fossile dépend de nombreux facteurs (montants des dispositifs d'aide, rythme de déconstruction/reconstruction et de rénovation du bâti, évolution du mode de vie...). Dans son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières<sup>3</sup>, la CRE a choisi comme scénario médian le scénario S3 de l'ADEME<sup>4</sup> qui prévoit une baisse de 70 TWh de consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel entre 2020 et 2030 (168 TWh en 2020 à 97 TWh en 2030). Cette consommation d'énergie fossile sera dans la majorité des cas substituée par des dispositifs électriques avec une meilleure efficacité énergétique tels que les pompes à chaleur.

Ces nouveaux usages, aux profils de consommation potentiellement différents des usages actuels, s'accompagneront d'une évolution de l'utilisation des réseaux. Certains de ces usages pourront présenter une sensibilité élevée aux signaux tarifaires qui leur sont envoyés.

**2.1.1.2. Le développement de l'autoconsommation**

On observe une forte augmentation de l'autoconsommation (consommation par un utilisateur de sa propre production ou de production locale au sein d'une opération d'autoconsommation collective) en France avec notamment une augmentation de 86 % des installations d'autoconsommation individuelles entre le troisième trimestre 2022 et le deuxième trimestre 2023 et un doublement du nombre d'opérations d'autoconsommation collective.

<sup>3</sup> Rapport de la CRE, Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone  
<sup>4</sup> Rapport de l'ADEME « Transitions 2050 »



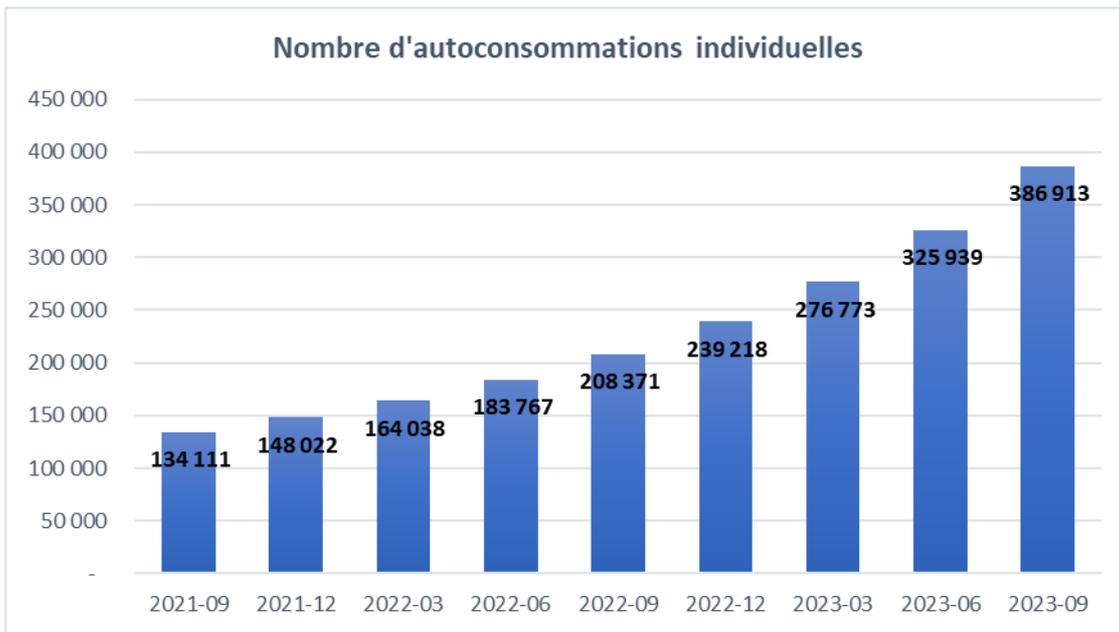


Figure 3 : Evolution du nombre d'opérations d'autoconsommation individuelle. Source : Enedis

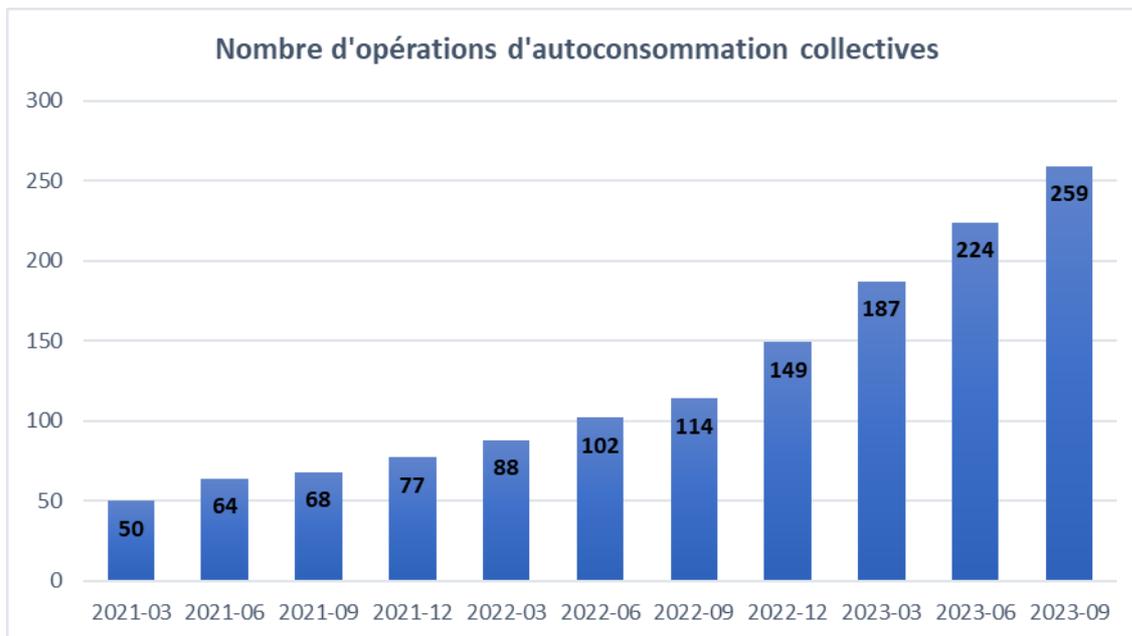


Figure 4 : Evolution du nombre d'opérations d'autoconsommation collective. Source : Enedis

Enedis considère aujourd'hui, dans son plan de développement du réseau préliminaire, que l'autoconsommation, qu'elle soit individuelle ou collective, est neutre pour le réseau. Dans le cadre de l'autoconsommation individuelle, les utilisateurs peuvent raccorder leurs installations de production directement à leurs installations existantes sans nécessiter un nouveau raccordement au réseau. Ainsi ces usages peuvent entraîner, dans l'hypothèse d'un développement important, des modifications de la typologie des réseaux. Par ailleurs, tant pour l'autoconsommation collective qu'individuelle, la synchronisation des flux autoconsommés avec les périodes de pointes de consommation, notamment par une implication plus importante des utilisateurs à consommer au meilleur moment, pourrait permettre d'optimiser le dimensionnement des réseaux.

### 2.1.2.L'accélération du développement de la production ENR

Au cours des dernières années, le développement des parcs de production éoliens et photovoltaïques s'est confirmé et intensifié. Cette tendance devrait se poursuivre selon les objectifs définis dans la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dont la publication est prévue en 2024.

Le Bilan prévisionnel 2023 de RTE anticipe une poursuite des évolutions structurantes du parc de production français pour les dix prochaines années : accélération du déploiement du parc solaire (entre +3 et +7 GW de capacité additionnelle installée par an selon les scénarios), maintien ou accélération du rythme de déploiement du parc éolien terrestre (entre +0,7 et + 1,5 GW par an selon les scénarios), montée en puissance des capacités d'éolien en mer (entre 7 et 18 GW de capacité installée en 2035).

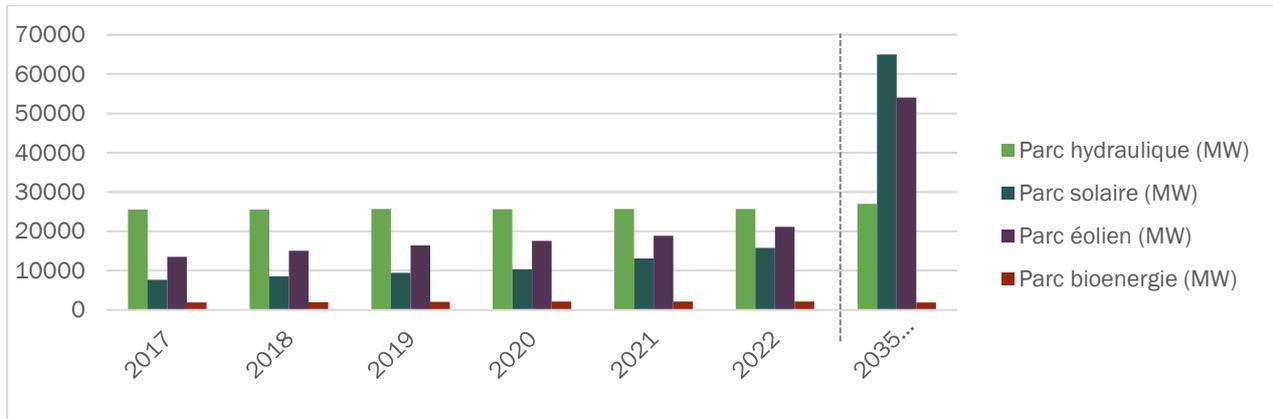


Figure 5 : évolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : Open data réseaux-énergies (ODRE)<sup>5</sup> et bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE<sup>6</sup>

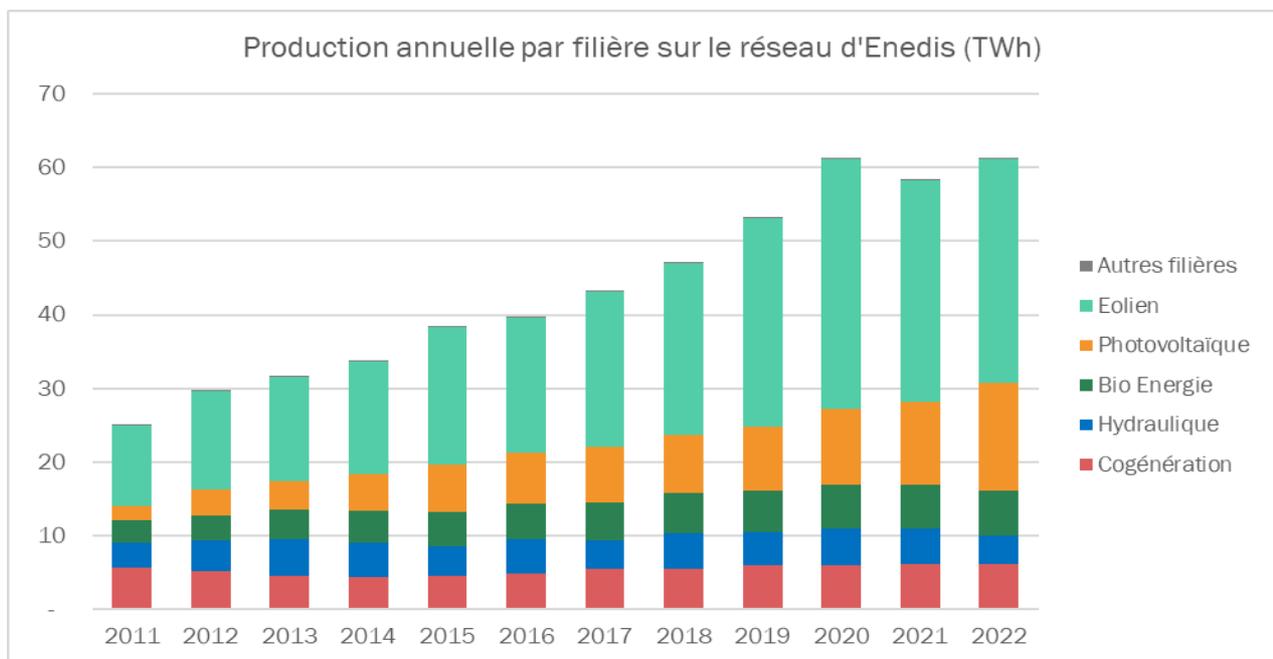


Figure 6 : Production annuelle par filière sur le réseau d'Enedis (2011-2022). Source : Enedis

Ce développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable induira une plus grande décentralisation de la production. L'augmentation des injections sur les réseaux de distribution concerne principalement le niveau de tension HTA et dans une moindre mesure le niveau de tension BT, avec le développement du photovoltaïque. Le réseau électrique, qui acheminait historiquement l'électricité des niveaux de tension supérieurs aux niveaux inférieurs et qui était donc essentiellement dimensionné par la consommation, devient ainsi de plus en plus bidirectionnel, et peut désormais être dimensionné localement par la production.

Dans son dernier schéma décennal de développement du réseau (SDDR), RTE a simulé les équilibres locaux de consommation ou de production aujourd'hui et en 2035. RTE prévoit ainsi une forte croissance des situations dans lesquelles la production locale devient plus importante que la consommation.

<sup>5</sup> <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/>

<sup>6</sup> <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>.



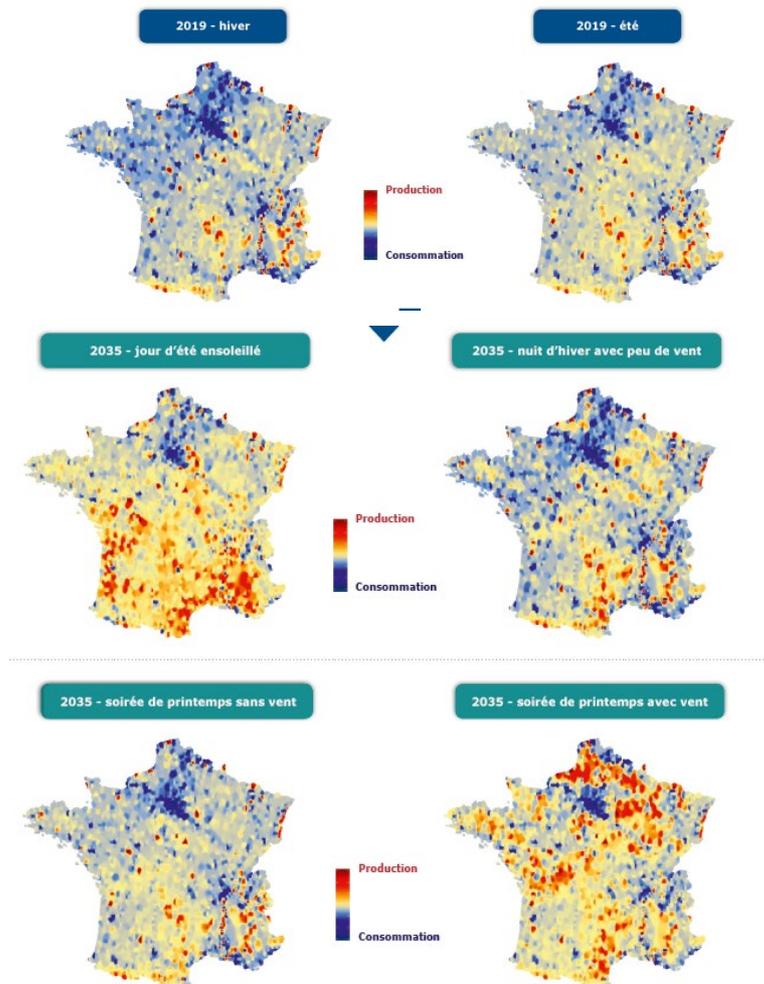


Figure 7 : Evolution prévisionnelle entre 2019 et 2035 de l'équilibre entre la production et la consommation locales d'électricité. Source : RTE, SDDR 2019

Dans certains cas, les pointes liées aux injections deviennent dimensionnantes, ce qui signifie que c'est la production et non la consommation qui détermine les investissements de réseau nécessaires.

### 2.1.3. Des transformations qui génèrent des besoins de flexibilité croissants et appellent à des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe

#### 2.1.3.1. Ces évolutions vont déplacer la production à des moments de la journée où la consommation n'est pas la plus élevée

Les évolutions présentées dans les paragraphes précédents entraîneront une déformation structurelle de la consommation résiduelle (courbe de consommation nationale à laquelle est soustraite la production renouvelable). La figure ci-dessous illustre l'évolution prévisionnelle de cette déformation à l'horizon 2035 selon les analyses menées par RTE. La production renouvelable et notamment photovoltaïque, développée massivement, devrait entraîner une réduction importante de la consommation résiduelle en journée. Sans le développement de flexibilités et d'incitations à déplacer une part de la consommation sur ces périodes, le niveau de production solaire pourrait alors devenir fortement excédentaire. Par ailleurs, les pointes de consommation resteraient importantes sur les périodes de début et de fin de journée.

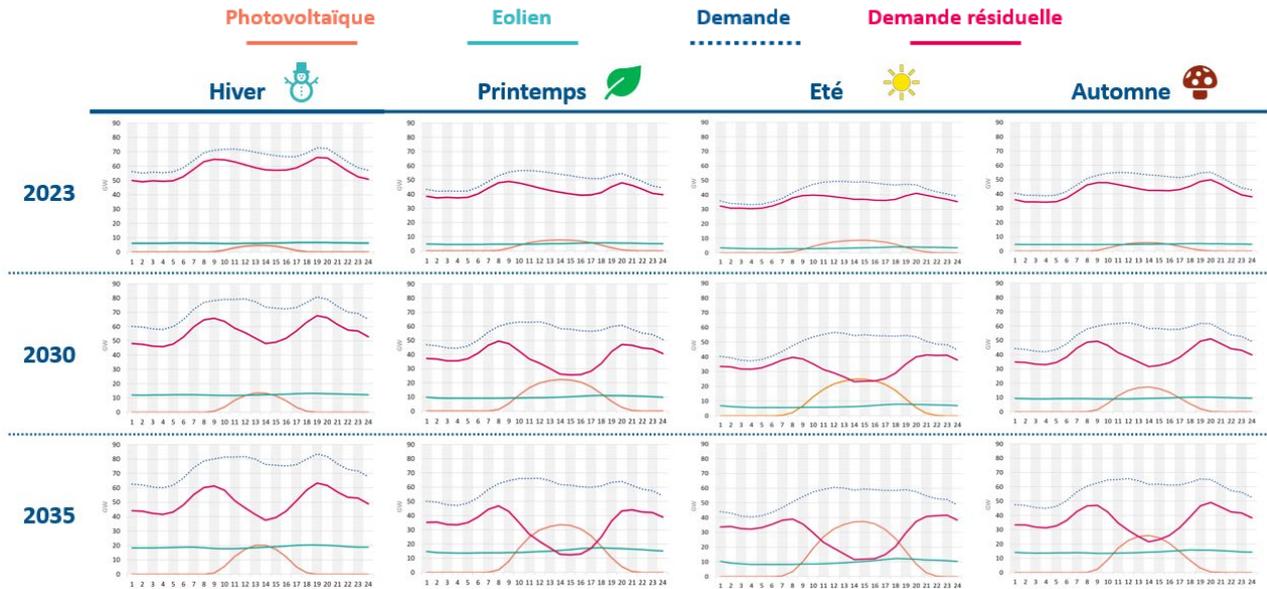


Figure 8 : Evolution de la demande résiduelle (et des sous-jacents) hors consommations pilotables et asservies. Source : RTE

### 2.1.3.2. Des flexibilités à mobiliser au service des besoins du système

L'augmentation de la consommation d'électricité et le développement des ENR rendront nécessaire un renforcement des réseaux.

Si la consommation en période de pointe n'est pas maîtrisée et sans décalage des consommations en phase avec la production photovoltaïque, les investissements nécessaires seront plus importants et coûteux. Certains des nouveaux usages (véhicules électriques, stockage, pompes à chaleur) présentent cependant des profils de consommation ou d'injection variables avec des temps d'utilisation courts et pourront constituer un nouveau gisement de flexibilité au bénéfice du système électrique. *A contrario*, l'absence de pilotage de ces usages présenterait un facteur de renchérissement des coûts des réseaux électriques.

RTE a défini, dans son Bilan prévisionnel 2023, une trajectoire d'évolution du potentiel flexible de la demande d'électricité qui pourrait être multipliée par 3 d'ici à 2035.

Figure 2.55 Évolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité dans la configuration de référence

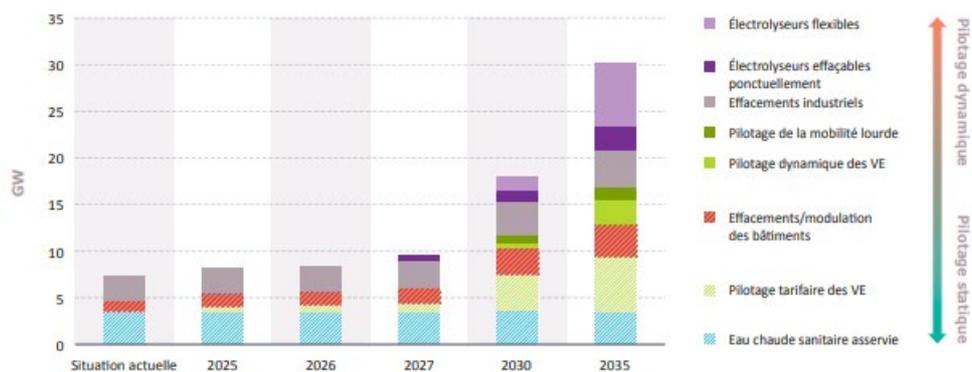


Figure 9 : Evolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité. Source : bilan prévisionnel RTE 2023

- **La flexibilité de la consommation, en réponse à des signaux tarifaires**

Historiquement, le placement des heures pleines et heures creuses est un des piliers de la flexibilité de la consommation d'électricité en France. Le placement des plages d'heures pleines (tarif moins attractif) et d'heures creuses (tarif plus attractif) est un moyen efficace d'inciter au déplacement des consommations aux meilleurs moments du point de vue du système électrique. La différenciation temporelle des tarifs a notamment permis le pilotage de la majorité des ballons d'eau chaude sanitaire depuis les années 1980, ce qui représente encore aujourd'hui près de 7 GW de puissance décalée (1 à 2 GW de pointe en journée contre près de 10 GW de pointe la nuit en hiver). Il s'agit donc d'un levier important qui doit être maintenu et adapté aux capacités de flexibilité des nouveaux usages.

Figure 2.44 Profil journalier de puissance de la consommation par usages aujourd'hui (à températures de référence)

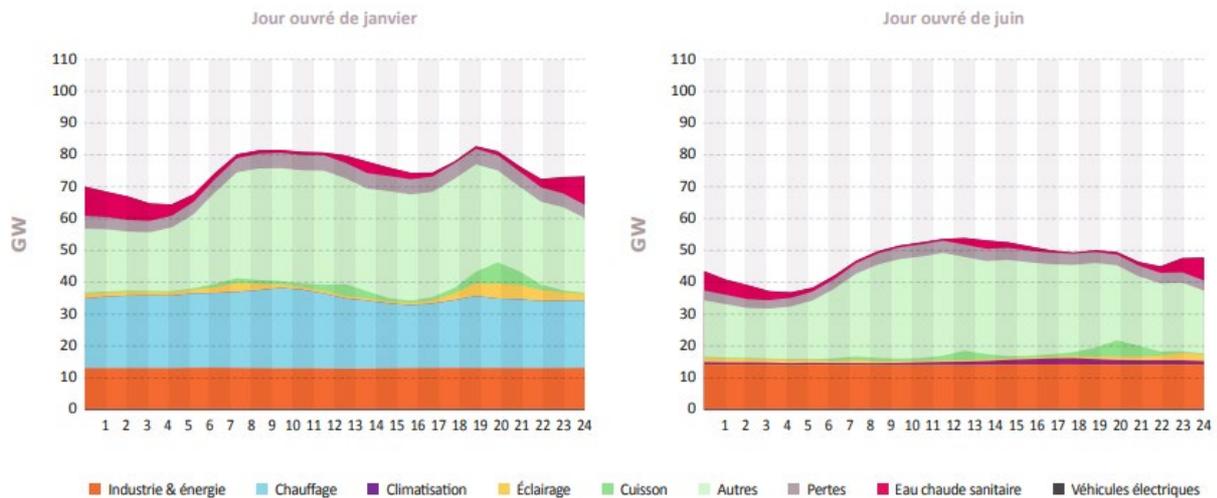


Figure 10 : Profil journalier de puissance de la consommation par usage. Source : bilan prévisionnel RTE 2023

La crise énergétique de l'hiver 2022-2023 a mis en lumière l'importance du bon placement des heures creuses pour le système électrique. En effet, des régimes d'heures creuses mal positionnés peuvent générer des contraintes pour le système. Ainsi, des heures creuses méridiennes entre 11h et 14h coïncidaient avec des pics de consommation à des périodes critiques pour le système. Dans ce contexte, un arrêté a été pris prévoyant la désactivation des contacts secs notamment pour les ballons d'eau chaude sur cette plage temporelle pendant la période hivernale. Ce dispositif a été mis en œuvre pour l'hiver 2022/2023 et reconduit pour l'hiver 2023/2024.

Le rôle de la structure tarifaire est donc renforcé, car elle peut permettre, selon les situations, d'encourager ou de limiter les nouveaux usages pilotables au travers de signaux tarifaires adaptés.

- **Le pilotage des bornes de recharge de véhicules électriques**

Le développement de la mobilité électrique apporte de nouveaux leviers de flexibilité pour le système électrique, facteurs d'économies tant pour la production et l'équilibrage que pour le dimensionnement des réseaux. Bien qu'un véhicule électrique ne soit pas l'équivalent d'une batterie stationnaire (son objectif premier étant la mobilité), il a la capacité de décaler sa recharge durant les heures les plus propices, voire de restituer de l'électricité à destination d'un bâtiment ou du réseau.

La « recharge du quotidien » devrait être pilotée pour maîtriser les effets sur le système électrique, a minima selon un signal heures pleines / heures creuses, comme la CRE l'a recommandé dans son récent rapport sur le sujet<sup>7</sup> dans lequel elle détaille la diversité des modes de pilotage disponibles. Il est donc essentiel que toutes les incitations soient données, tant par le prix de l'électricité que par la structure des tarifs de réseaux, pour refléter les coûts qu'une recharge non pilotée ferait peser sur le système et pour exploiter au mieux et généraliser la flexibilité de cet usage.

<sup>7</sup> Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023

- **Le développement des stockages est un nouveau gisement de flexibilité**

Le développement des capacités de stockage par batteries s’est accéléré lors de la période tarifaire TURPE 6. Depuis 2020, le nombre d’installations sur le réseau de distribution (sur le niveau de tension HTA) a été multiplié par près de 7, et la capacité installée l’a été par 10 pour atteindre près de 430 MW à fin octobre et près de 326 MW en file d’attente.

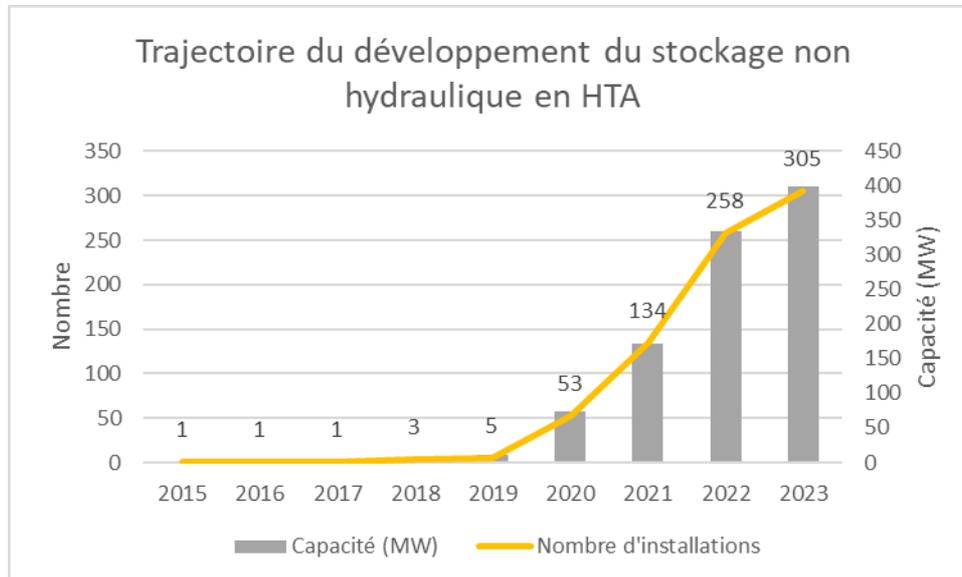


Figure 11 : Trajectoire du développement du stockage non hydraulique en HTA. Source : Open data Enedis

Sur le réseau de transport, la CRE observe également un développement significatif du stockage par batteries depuis 2020, caractérisé par une forte progression du nombre de stockeurs et par des puissances unitaires de raccordement importantes. Au 1<sup>er</sup> septembre 2023, 285 MW de stockage sont raccordés sur le réseau de transport (hors STEP). A cela s’ajoutent 3,7 GW en cours de raccordement avec des projets d’une puissance unitaire d’environ 100 MW.

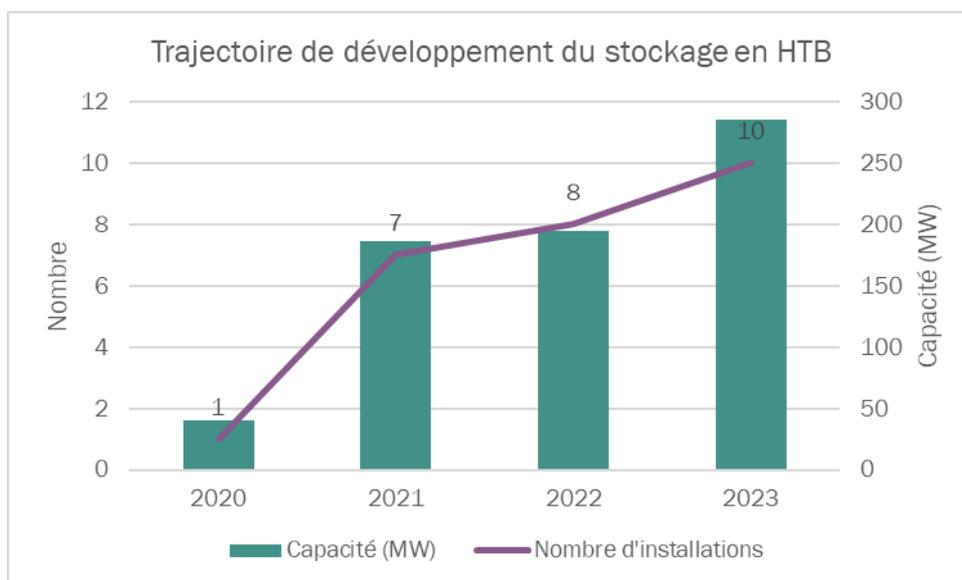


Figure 12 : Trajectoire de développement du stockage en HTB (hors STEP). Source : Open data réseaux-énergies (ODRÉ)<sup>8</sup>

Les capacités de stockage vont donc jouer un rôle de plus en plus important pour le système électrique. Si leurs puissances de raccordement peuvent représenter des contraintes pour le réseau, ces actifs constituent un potentiel de flexibilité important pour le réseau et le système. Il serait donc pertinent d’envoyer des signaux tarifaires spécifiques au stockage afin de tirer parti de la flexibilité et du potentiel contracyclique de ces nouvelles capacités.

<sup>8</sup> <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/registre-national-installation-production-stockage-electricite-agrege/export/>



Par ailleurs, les STEP constituent également une catégorie d'actifs de stockage flexibles qui peuvent contribuer à la résolution de contraintes système. À ce jour, 6 STEP sont raccordées en HTB 3 et représentent une puissance d'environ 4,3 GW. Ces capacités pourraient être augmentées d'environ 2 GW dans les années à venir par l'équipement et l'optimisation d'aménagements existants.

## 2.2 La tarification des réseaux d'électricité

### 2.2.1. Principes de tarification des réseaux

La structure tarifaire construite par la CRE respecte plusieurs principes :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'accès au réseau s'appliquent au sein de chaque catégorie d'utilisateurs du territoire national ;
- **Non-discrimination** : en particulier, la tarification reflète 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 : « *Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts* » ;
- **Horo-saisonnalité** : selon 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* ».

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent concilier les critères suivants :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme, car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;
- **Lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts de sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. La structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;
- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **Acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des modifications de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

La CRE envisage de maintenir ces principes tarifaires, déjà appliqués durant les périodes tarifaires TURPE 5 et TURPE 6, pour la prochaine période tarifaire.

**Question 1 : Partagez-vous les principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 7 ?****2.2.2. Les différentes composantes tarifaires existantes**

La structure tarifaire construite par la CRE vise à répercuter les différents types de coûts rencontrés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution selon un ensemble de composantes différenciées par niveau de tension :

- des composantes fixes (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage ;
- une composante de soutirage, dérivée en plusieurs versions tarifaires dépendant du profil d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation), qui comporte :
  - o 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 ;
  - o des coefficients proportionnels à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts des pertes ;
- une composante d'injection, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections aux niveaux de tension HTB 2 et HTB 3 et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des composantes spécifiques à certains services annexes : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, dispositifs du TURPE HTB spécifiques aux distributeurs, etc.

**2.2.3. Une répartition part puissance/part énergie qui reflète les coûts du réseau**

La structure tarifaire de la composante de soutirage se compose pour chacun des niveaux de tension, hors HTB 3, d'une part puissance et d'une part énergie, auxquelles s'ajoutent les coûts fixes associés aux autres composantes tarifaires (composantes de gestion et de comptage par exemple).

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe annuelle et permet de ce fait de limiter les synchronisations d'usages tout au long de l'année. Pour autant, un tarif répercutant à la puissance souscrite l'ensemble des coûts serait contre-productif et induirait des transferts financiers importants entre utilisateurs. En effet, les utilisateurs ne sont pas tous présents de la même façon aux heures les plus chargées : ceux présents le plus longtemps pendant les périodes coûteuses génèrent plus de coûts que ceux présents pendant seulement une partie de ces heures. Un tarif dépendant uniquement de la puissance souscrite inciterait à limiter sa propre pointe annuelle, mais n'inciterait aucunement à déplacer sa consommation des heures les plus chargées vers les heures moins chargées du réseau.

La tarification à l'énergie permet ainsi d'envoyer un signal simple et lisible aux utilisateurs qui leur permet d'identifier les périodes les plus chargées sur le réseau et celles qui le sont moins et d'adapter en conséquence leur consommation. Si l'ensemble des coûts étaient répercutés à l'énergie, il y aurait une incitation forte aux utilisateurs à limiter leurs consommations sur les périodes critiques, mais pas de limiter leur pointe. Cela induirait là aussi des transferts de coûts entre les utilisateurs compte tenu de la diversité des comportements.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste ainsi à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance (qui incite à l'étalement des usages individuels) et à l'énergie (qui incite au lissage collectif de la consommation à l'échelle du réseau).

**La méthode développée par la CRE permet l'identification des coûts à l'énergie et à la puissance comme résultat la méthode tarifaire**

La répartition de la part puissance et de la part énergie est une résultante de la méthodologie appliquée par la CRE. En effet, la méthode est basée sur les coûts marginaux suivants :

- le coût marginal de desserte (€/Puissance souscrite) qui correspond au coût d'un utilisateur supplémentaire à puissance et consommation inchangées pour le réseau. Ce coût pour le réseau n'est donc pas lié à l'énergie consommée par l'utilisateur. Il est traduit en coût à la puissance souscrite ;
- le coût marginal à la puissance dimensionnante qui correspond au coût d'un MW dimensionnant supplémentaire à nombre d'utilisateurs constant. Un MW « dimensionnant » est un MW supplémentaire pendant les heures les plus chargées de la poche et influant sur le dimensionnement de l'infrastructure. C'est donc notamment la consommation des utilisateurs sur les heures de pointes du réseau qui affecte la puissance dimensionnante. Ce coût marginal est donc répercuté en partie à l'énergie (€/MWh) par plages horaires et à la puissance souscrite (€/Puissance souscrite). La répartition entre les parts énergie et puissance de ce coût dépend de la durée d'utilisation des clients. En effet, pour un client longue utilisation (client qui consomme l'équivalent de sa puissance souscrite pendant une part importante de l'année), le sous-jacent de la consommation durant les heures de pointe est directement la puissance souscrite ce qui ne sera pas le cas pour un client courte utilisation.

La répartition entre la part puissance et la part énergie dépend donc majoritairement du niveau du coût marginal de desserte et de la durée moyenne d'utilisation des clients (plus les clients ont en moyenne une durée d'utilisation importante, plus les coûts seront répartis à la puissance souscrite).

**Question 2 : Approuvez-vous la répartition entre la part puissance et la part énergie découlant de la méthode utilisée par la CRE ?**

## **2.3 Evolutions de structure mises en œuvre et bilan de la période TURPE 6**

### **2.3.1. Mise à jour des coûts de comptage**

Le déploiement des compteurs évolués permet d'optimiser les coûts de comptage. Lors de la période TURPE 6, la composante de comptage pour le niveau de tension  $BT \leq 36$  kVA a été réduite d'environ 14 % pour prendre en compte ces gains. Ainsi, la composante de comptage correspond désormais aux coûts de comptage pour un parc qui serait composé en totalité de compteurs évolués.

Sur les niveaux de tension HTA et  $BT > 36$  kVA, il y a également eu de nombreuses évolutions dont notamment une refonte des systèmes d'information (SI) et un passage en technologie IP qui ont permis une réduction des coûts de comptage importante. Les composantes ont donc également été révisées pour prendre en compte ces évolutions avec une réduction de près de 40 %.

### **2.3.2. Effet de la mise en œuvre de la nouvelle méthode pour TURPE 6**

#### **2.3.2.1. Une augmentation de la part puissance de la composante de soutirage**

Grâce à l'utilisation de données de réseau beaucoup plus fines que par le passé, la CRE a mis en œuvre une nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage. Cette méthode se fonde sur l'étude économétrique des réseaux, elle est rappelée en paragraphe 2.1 de la présente consultation publique, ou de manière plus détaillée dans l'annexe 1 de cette dernière. Cette évolution a notamment permis d'identifier un coût de desserte pour l'ensemble des utilisateurs, c'est-à-dire le coût marginal associé à l'ajout d'un nouvel utilisateur toutes choses égales par ailleurs. Cette évolution a eu pour conséquence une augmentation importante de la part puissance, notamment pour les courtes utilisations.

	Composante comptage et gestion TURPE 6 (niveau 2020)	Part puissance composante de soutirage TURPE 6 (2020)	Part énergie composante de soutirage TURPE 6 (2020)	Composante comptage et gestion TURPE 6 (niveau 2024)	Part puissance composante de soutirage TURPE 6 (2024)	Part énergie composante de soutirage TURPE 6 (2024)	Évolution Part puissance entre TURPE 5 et 6
HTB	0,7%	32,1%	67,2%	0,65%	37,2%	62,15%	+16%
HTA	3,3 %	19,5%	77,2%	2,3%	39,0%	58,7%	+ 97%
BT > 36kVA	11,0%	20,0%	69,0%	7,2%	26,2%	66,6%	+ 25%
BT ≤ 36kVA	10,6%	24,7%	64,6%	9,8%	29,0%	61,2%	+16%

Afin que l'ensemble des acteurs soient en mesure d'adapter leurs habitudes de soutirage et leur stratégie de choix de version et de puissance souscrite, la CRE a décidé d'appliquer progressivement le changement de méthodologie sur la période tarifaire du TURPE 6 pour les domaines de tension BT > 36 kVA, HTA et HTB. Ce lissage est réalisé de manière linéaire entre la grille TURPE 5 du 1<sup>er</sup> août 2020 et la grille cible TURPE 6 du 1<sup>er</sup> août 2024.

### 2.3.2.2. Une différenciation temporelle plus marquée

La méthode TURPE 6 a entraîné un ajustement de la différenciation tarifaire entre les saisons et entre les heures de la journée afin de mieux correspondre à la réalité des profils de charge des réseaux :

- les coefficients à l'énergie sont moins élevés en saison basse (été) et plus élevés en saison haute (hiver), pour tous les niveaux de tension : la méthode retenue par la CRE pour la tarification des coûts d'infrastructure dans le TURPE 6 s'appuie sur le principe du coût marginal, ce qui conduit à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures critiques pour le réseau. Les heures de forte consommation se trouvent la plupart du temps en saison haute, ce qui a pour effet principal de réduire le coût des heures de saison basse ;
- toutefois la différenciation temporelle est moins marquée pour les niveaux plus élevés (HTB 1 et HTB 2) sauf pour les utilisateurs dont la durée d'utilisation est la plus courte : en effet, la méthode retenue par la CRE pour le TURPE 6 tarifie désormais de façon distincte les coûts d'infrastructures et les coûts annexes. Ces derniers, qui incluent les coûts de compensation des pertes et des réserves, présentent une différenciation temporelle atténuée par rapport à celle des coûts d'infrastructure ;
- la différence entre heures pleines et heures creuses sur la BT ≤ 36 kVA est moins marquée. Lorsque des usages sont pilotés vers les heures creuses, la différence de sollicitation du réseau entre heures pleines et heures creuses se réduit, notamment avec les chauffe-eaux à accumulation qui sont en mesure de transférer une part importante de la consommation durant les heures creuses. On constate ainsi que les réseaux sont également fortement utilisés durant une partie des heures creuses de la saison haute. **La CRE avait notamment appelé, au sein des tarifs TURPE 6, à la vigilance des gestionnaires de réseaux sur les évolutions que pourraient introduire les nouveaux usages et rappelé que l'un des enjeux serait notamment de placer correctement les heures creuses, en fonction des spécificités locales de chaque poche.**

### 2.3.3. La généralisation des formules tarifaires d'acheminement à 4 plages temporelles

Dans le contexte du déploiement du compteur évolué Linky sur le territoire de desserte d'Enedis, la CRE a introduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT<sup>9</sup> des tarifs à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA. En raison de la proportion encore limitée de compteurs évolués déployés à cette période et dans un souci de progressivité des évolutions de facturation, les options sans différenciation saisonnière courte utilisation (CU, tarif unique) et moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT, différenciant heures pleines et heures creuses) ont été maintenues.

La CRE considérait déjà que le maintien à long terme d'options tarifaires sans différenciation saisonnière n'était pas souhaitable, car il ne permet pas d'inciter l'ensemble des fournisseurs et des consommateurs à effectuer des efforts en termes d'innovation et d'efficacité énergétique durant les périodes de pointe sur les réseaux, pour la plupart concentrées l'hiver, et ainsi de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux dans la durée.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA et BT

La délibération TURPE 6 HTA-BT du 21 janvier 2021 a décidé de la généralisation des formules tarifaires d'acheminement (FTA) à 4 plages temporelles en août 2024 pour les clients en BT ≤ 36 kVA avec un compteur évolué ayant été déclaré communicant auprès du système d'information du GRD (niveau 1 ou 2)<sup>10</sup>.

Cette généralisation au cours de la période tarifaire TURPE 6 se traduit par la suppression des options non saisonnalisées (CU et MU DT) au 1<sup>er</sup> août 2024, pour la dernière année de la période tarifaire. Des options non saisonnalisées dérogatoires seront maintenues et ne seront accessibles qu'aux utilisateurs non éligibles aux options à 4 plages temporelles. L'option non saisonnalisée longue utilisation (LU) est, elle, conservée. Cette dernière option est notamment adaptée pour l'éclairage public.

### 3. L'HOROSAISONNALITE : UN PILIER POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LA TRANSITION ENERGETIQUE A EXPLOITER DAVANTAGE

#### 3.1 Un reflet des coûts de réseaux

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématique, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût lié principalement à l'accroissement des pertes, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire à terme des besoins de renforcement du réseau.

Ainsi, les réseaux sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau<sup>11</sup> considérée). Les coûts des réseaux dépendent donc pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs qu'ils ne contribuent pas aux coûts des réseaux à même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant les acteurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet d'aligner les intérêts des utilisateurs avec les coûts d'exploitation et d'investissement des gestionnaires de réseaux. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble.

Le contexte actuel de transition du système électrique rend d'autant plus nécessaire la mise en œuvre de cette horosaisonnalité. En effet, l'électrification des usages, le développement des véhicules électriques ou encore l'autoconsommation modifient les flux transitant par le réseau. Il est indispensable que cette horosaisonnalité des coûts de réseaux soit reflétée au travers du TURPE auprès de l'ensemble des utilisateurs pour maîtriser les pointes de puissance sur les réseaux et donc leur dimensionnement.

Dans le TURPE 5, puis dans le TURPE 6, la CRE a engagé une modernisation des grilles tarifaires dans laquelle les utilisateurs raccordés en haute tension (HTA et HTB) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles (la généralisation des options à 4 plages temporelles en basse tension ≤ 36 kVA sera effective au 1<sup>er</sup> août 2024).

	Heures chères			Heures peu chères	
	Heures de pointe	Heures Pleines d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Pleines d'Eté	Heures Creuses d'Eté
HTB	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

**Tableau 1 : Plages tarifaires retenues en TURPE 6, en fonction des niveaux de tension et des coûts induits (CRE)**

<sup>10</sup> Un compteur Linky est communicant :

- de niveau 2 lorsqu'il est ouvert à l'ensemble des services, y compris à l'abonnement à la courbe de charge ;
- de niveau 1 lorsqu'il n'a pas accès à l'ensemble des services, mais qu'il transmet au système d'information (SI) d'Enedis les relevés du compteur de manière quotidienne et automatique ;
- de niveau 0 lorsqu'il n'a pas encore été déclaré dans le SI d'Enedis.

<sup>11</sup> Le réseau électrique est divisé en poches de réseau qui regroupent les ouvrages de réseau d'un même niveau de tension par leur proximité en termes d'impédance.

Deux exceptions existent toutefois :

- le cas du domaine de tension HTB 3, tarifé à l'énergie sans différenciation temporelle : les flux transitant sur les axes du réseau à 400 kV (HTB 3) résultent d'un foisonnement très important et des déséquilibres régionaux offre-demande<sup>12</sup>, si bien que les différents ouvrages de ce réseau sont sollicités selon des profils différents du profil national. En l'absence de différence stable et uniforme de ces flux entre plages temporelles, l'approche retenue dans le TURPE 6, consistant en une tarification sans différenciation temporelle, semble toujours adaptée ;
- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : à la suite de la décision de la CRE de généraliser les options à 4 plages temporelles au 1<sup>er</sup> août 2024, la composante tarifaire LU, majoritairement utilisée pour l'éclairage public, restera la seule option tarifaire sans différenciation temporelle.

Question 3 : Considérez-vous que la forme des grilles et le découpage des plages temporelles sont pertinents ?

Question 4 : Considérez-vous pertinent le maintien des deux exceptions à l'horosaisonnalité ?

### 3.2 Les leviers sur le placement des heures pleines heures creuses pour utiliser davantage les flexibilités pour le système électrique

#### 3.2.1. Rappel du cadre actuel pour la détermination des plages temporelles

La définition des plages temporelles associées aux grilles tarifaires TURPE est réalisée par les gestionnaires de réseaux, dans le respect des règles définies par la CRE dans ses délibérations tarifaires relatives au TURPE. Les gestionnaires de réseaux peuvent les placer de manière différenciée selon les périodes de l'année et selon la situation géographique, afin de refléter les enjeux du système, c'est-à-dire acheminer l'électricité en minimisant les coûts de réseaux et en tenant compte des problématiques d'offre-demande nationales. Les gestionnaires de réseaux sont libres de mettre à jour ce placement, dans le respect d'un délai de prévenance du fournisseur d'électricité du site concerné ou du client prévu contractuellement (6 mois dans le contrat GRD-F).

Les règles définies par la CRE en métropole pour la période TURPE 6 sont :

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 (J.F.) : 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		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

La CRE constate que le placement de ces plages temporelles n'est pas toujours adapté localement et qu'il a été très peu réévalué par les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport, contrairement aux possibilités laissées par le cadre tarifaire :

- pour les niveaux de tension HTB et HTA, les plages temporelles sont identiques pour l'ensemble des utilisateurs ;

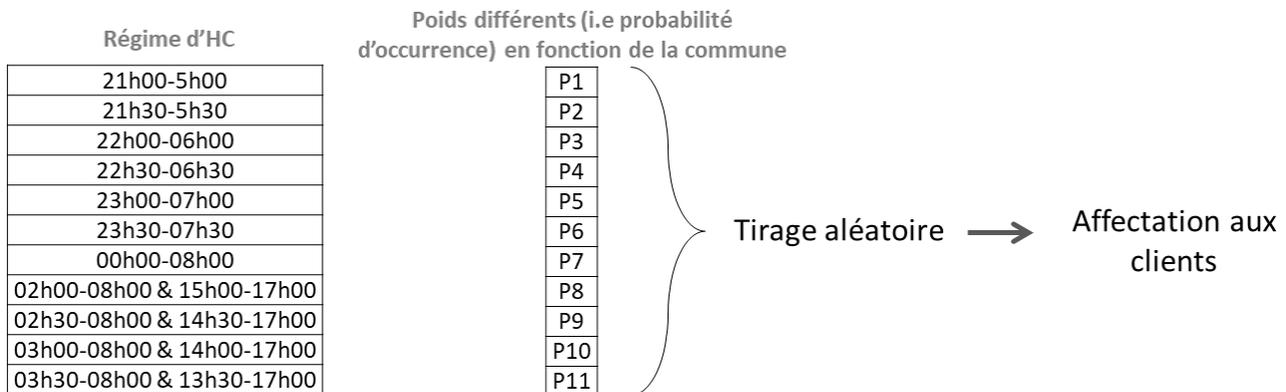
<sup>12</sup> Les flux transitant en HTB3 résultent également des dynamiques d'imports et d'exports d'électricité aux frontières, pour partie indépendantes des comportements des usagers des réseaux français.

- pour le segment BT > 36 kVA, les nouveaux utilisateurs se voient affecter la période 22h-6h en heures creuses dans 88 % des communes desservies par Enedis, ou d'autres périodes de 8 heures creuses nocturnes dans les autres communes.
- pour le segment BT ≤ 36 kVA, il existe une grande variété de régimes d'heures pleines/heures creuses différenciés (de l'ordre de 70) permettant de répartir les consommations des utilisateurs. Une fois qu'un régime est attribué à un client, il est très rarement remis en cause en fonction des évolutions du système électrique. La CRE constate toutefois que des évolutions ont été amorcées par Enedis depuis l'achèvement du déploiement en masse du compteur Linky pour le flux de nouveaux clients uniquement.

**3.2.2. Les évolutions sur le placement des plages temporelles permises par les compteurs communicants**

Avant le déploiement des compteurs communicants, Enedis affectait aléatoirement aux nouveaux clients BT ≤ 36 kVA un régime d'heures creuses parmi ceux transmis par le signal TCFM 175 Hz paramétré par poste source. Le déploiement des compteurs communicants permet d'affecter les plages HP/HC à travers un calendrier distributeur téléchargé dans le compteur. Ce calendrier peut être différencié pour chaque point de livraison.

Lors de l'installation du compteur Linky, les anciennes plages d'heures creuses ont été reprises à l'identique dans chaque compteur. Ainsi, la plupart des plages en vigueur sont héritées du passé. Concernant les nouveaux clients, Enedis met en œuvre un algorithme d'affectation des heures creuses qui tient compte des contraintes locales (maille commune) pour le réseau selon le principe schématisé ci-dessous :



La CRE accueille favorablement les évolutions apportées par Enedis pour l'affectation des régimes d'heures creuses aux nouveaux utilisateurs BT ≤ 36 kVA. Toutefois, un nombre important de régimes (la quasi-totalité des consommateurs raccordés avant le déploiement des compteurs communicants) n'a jamais été réinterrogé ni mis à jour. Dans un contexte de transformation des réseaux, le placement des heures creuses doit être cohérent avec ces évolutions afin de limiter au maximum les contraintes pour les réseaux, mais aussi pour le système électrique dans son ensemble.

**3.2.3. Les nouveaux enjeux qui renforcent l'intérêt d'une évolution du placement des heures creuses : les bénéfiques du développement des énergies renouvelables et la nécessaire gestion de la pointe de consommation**

L'essor de la production photovoltaïque décentralisée conduit à une baisse de la consommation résiduelle (qui correspond à la demande nationale à laquelle est soustraite la production renouvelable prévisionnelle) en milieu de journée, particulièrement au printemps et en été comme illustré par la figure ci-après sur une journée d'été. Cela a un impact très fort sur le système électrique : les heures les plus creuses ne seraient plus seulement situées la nuit, mais au milieu de journée, au plus fort de la production photovoltaïque. Ainsi, il est possible que, l'été, des heures creuses apparaissent en journée voire que le nombre d'heures creuses soit supérieur aux 8 heures creuses définies dans le cadre en vigueur actuellement.

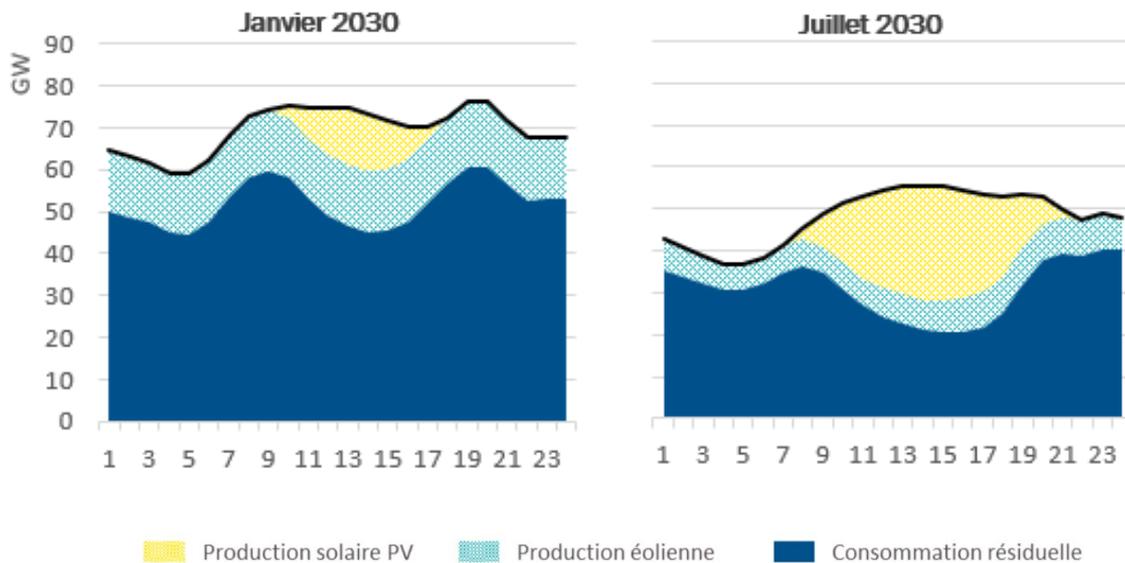


Figure 13 : Projection par RTE de l'évolution de la courbe de demande résiduelle nationale, un jour ouvré de 2030 pour les mois de janvier et juillet. Source : RTE

De même, la crise énergétique et notamment les enjeux d'approvisionnement pour l'hiver 2022-2023 ont montré que le placement de certaines heures creuses pouvait aggraver les contraintes du système électrique.

De plus, un placement optimal des heures pleines et heures creuses profite plus largement au système électrique. En effet, la capacité de consommer aux heures où la production est la moins contrainte, et donc a priori aux heures les moins chères de l'année, doit permettre de faire baisser le coût global de l'électricité.

Pour l'ensemble de ces raisons, la CRE considère nécessaire de requestionner le placement des régimes historiques afin de s'assurer qu'ils restent cohérents avec les nouveaux besoins des réseaux et du système.

### 3.2.4. Evolutions du cadre du TURPE pour un placement optimisé des plages d'heures creuses pour le système électrique

Dans le cadre des travaux de préparation du prochain TURPE, la CRE a initié des échanges avec les gestionnaires de réseaux, RTE et Enedis notamment, afin d'adapter le cadre de placement des heures creuses aux besoins et à la soutenabilité générale du système électrique.

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).

A la suite de ces premiers échanges et des analyses transmises par les gestionnaires de réseaux, la CRE a identifié des plages temporelles qui sont à favoriser pour le placement des heures creuses, notamment en périodes de forte production d'énergie renouvelable. A contrario, il existe des plages sur lesquelles le placement d'heures creuses pourrait conduire à des tensions sur le système. La CRE envisage ainsi, pour le prochain TURPE :

- que soient déplacées les heures creuses actuellement positionnées sur des périodes fortement 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.

A ce stade de ses analyses, la CRE envisage que le cadre de placement des heures pleines et creuses par les gestionnaires de réseau d'électricité de métropole soit le suivant :

Saison	Heures creuses existantes à déplacer <sup>13</sup>	Heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux clients <sup>13</sup>	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

Concernant la définition d'heures creuses à favoriser, la CRE considère qu'il ne serait pas pertinent d'imposer l'attribution de certaines plages d'heures creuses à l'intégralité des clients, au regard de la diversité des enjeux locaux pour les réseaux. En effet, imposer les mêmes plages d'heures creuses pourrait entraîner des pics de consommation importants, qui pourraient alors générer des contraintes de réseaux notamment dans des poches de réseaux ne disposant pas de production photovoltaïque. Ainsi, tous les clients ne se verront pas nécessairement attribuer des heures creuses comprises dans les plages 2h-6h et 11h-17h.

La plage comprise entre 11h et 14h pour la période hiver TURPE (novembre à mars) est spécifique : ces heures sont à court terme contraignantes pour le système, ce qui a conduit à des mesures spécifiques pour l'hiver passé et celui en cours, mais le développement des ENR pourrait diminuer leur criticité d'ici à 2030, voire les rendre intéressantes pour le placement d'heures creuses. Enedis a d'ores et déjà prévu de ne pas attribuer d'heures creuses méridiennes aux nouveaux clients. Cette mesure est utile à court terme et la CRE considère qu'elle est suffisante : il ne semble pas nécessaire d'aller plus loin en déplaçant les plages d'heures creuses méridiennes pour les utilisateurs qui en disposeraient aujourd'hui.

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur la possibilité de prévoir une augmentation du nombre d'heures creuses sur la période été TURPE (avril à octobre) qui pourraient être portées à 10h au lieu de 8h actuellement. Cette évolution pourrait permettre de mieux adapter les plages d'heures creuses aux heures de production du photovoltaïque et aux heures les plus creuses de la nuit. Historiquement, le nombre de 8 heures creuses était calibré pour les périodes d'heures creuses survenant principalement la nuit.

Enfin, concernant les ZNI, le placement des saisons et des heures creuses n'est pas le même que celui en métropole continentale. La CRE ne formule pas de recommandations à ce stade et prévoit d'étudier la bonne adéquation des régimes d'heures creuses en vigueur avec les enjeux de chaque territoire ultérieurement.

**Question 5 : Etes-vous favorable à la différenciation saisonnière (hiver/été) du placement des heures creuses envisagée par la CRE ?**

**Question 6 : Etes-vous favorable à ce que le TURPE fixe des plages d'heures creuses à déplacer ?**

**Question 7 : Etes-vous favorable à ce que le TURPE fixe des plages à privilégier pour le placement des heures creuses ?**

**Question 8 : Que pensez-vous des plages horaires proposées par la CRE concernant les heures creuses existantes à déplacer ou concernant les heures creuses à privilégier ?**

**Question 9 : Etes-vous favorable à une augmentation du nombre d'heures creuses en été ?**

### 3.2.4.1. Une évolution qui concernerait un grand nombre de consommateurs

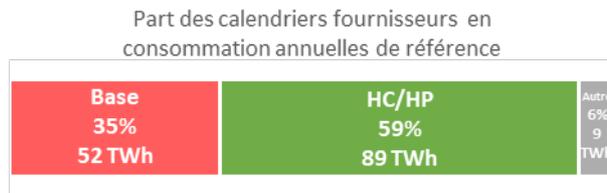
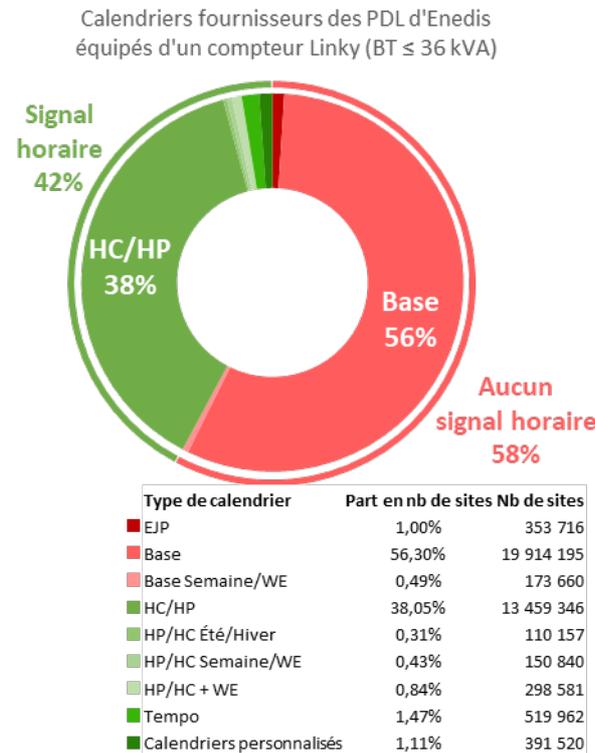
Les évolutions proposées sont souhaitables pour le système et les consommateurs, car elles limiteront les congestions du système et les coûts d'investissements supportés par la collectivité. Toutefois, la CRE prend la mesure des conséquences de cette évolution : les options tarifaires heures pleines / heures creuses concernent près de la moitié des consommateurs résidentiels et petits professionnels, et leur heures HP/HC n'ont jamais été modifiées pour un très grand nombre d'entre eux. Il est donc primordial que ces mesures fassent l'objet d'analyses d'impact ainsi que d'une prévenance et d'un accompagnement optimaux de la part des gestionnaires de réseaux.

<sup>13</sup> Hors samedi et dimanche et jours fériés pour la HTB et hors dimanche et jours fériés pour la HTA

La CRE a réalisé une estimation des conséquences qu'aurait l'application du changement de cadre proposé en identifiant les consommateurs qui seraient concernés par l'évolution du cadre TURPE pour le placement optimisé des plages d'heures creuses.

Consommateurs BT ≤ 36 kVA

Il est à noter que plus de la moitié des consommateurs BT ≤ 36 kVA ont une offre de type Base et ne seraient donc pas concernés. Pour les **42 % des clients ayant souscrit une offre à plusieurs postes horo-saisonniers (représentant 59 % de la consommation sur ce segment)**, **94 % des calendriers fournisseurs sont alignés avec les HP/HC du TURPE**. C'est le cas notamment dans les TRVE.



Les graphiques ci-après présentent, par pas demi-horaire, le nombre de consommateurs disposant d'heures creuses sur chacun des pas considérés et identifie les plages horaires nécessairement en heures pleines ou préférentiellement en heures creuses selon les propositions de la CRE décrites au paragraphe précédent. Environ 5 millions de consommateurs seraient concernés par le déplacement d'heures creuses, actuellement positionnées à des heures contraignantes pour le système, et environ 15 millions de consommateurs seraient concernés par la modification des plages d'heures creuses, afin de favoriser leur placement l'après-midi en plus de la nuit.



Figure 14 : Nombre de consommateurs en heure creuse par pas demi-heure. Source : Enedis, CRE

Au regard du nombre important de clients concernés, la CRE insiste sur l'importance de la communication que devront mener les gestionnaires de réseaux en coordination avec les fournisseurs afin d'informer les clients des modifications de leurs plages d'heures creuses. Par exemple un utilisateur qui disposerait aujourd'hui d'un régime d'heures creuses entre 21h et 5h toute l'année pourrait voir les évolutions suivantes : en hiver le régime d'heures creuses resterait le même et en été il pourrait couvrir les plages 23h-5h et 12h-14h ou 23h-6h et 12h-15h (dans le cas d'un passage à 10h creuses en été).

Consommateurs sur les autres niveaux de tension (BT > 36 kVA, HTA, HTB)

Les principes présentés précédemment (heures creuses à déplacer et à favoriser) devraient s'appliquer 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. Ainsi, l'ensemble des consommateurs en HTA (environ 90 000) et HTB (environ 2 000) seraient également concernés par ce changement de cadre, ainsi qu'une très large majorité des consommateurs en BT > 36 kVA. 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<sup>14</sup> :

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

<sup>14</sup> Pour rappel, le régime d'heures creuses est de 23h-7h en HTB et de 22h-6h pour la HTA.



### 3.2.4.2. Modalités de mises en œuvre

#### Une pédagogie nécessaire et des impacts mesurés

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

Dans le cas de l'introduction des mesures évoquées précédemment, la CRE considère que les gestionnaires de réseaux devront mettre en œuvre des modalités de déplacement des heures creuses selon des conditions les plus appropriées pour les consommateurs. Notamment, la CRE considère que le placement des heures creuses pour les clients qui disposent déjà d'une offre de fourniture horosaisonnalisée devra être un simple ajustement de leur régime actuel en optimisant au mieux le nombre d'heures à déplacer pour les utilisateurs.

Ces travaux appelleront une bonne coordination entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

#### Evolutions des systèmes d'information et rythme de déploiement

Sur le plan opérationnel pour les gestionnaires de réseaux, la mise en œuvre de la saisonnalisation du placement des plages temporelles, qui pourrait s'appliquer à l'ensemble des consommateurs des différents niveaux de tension, nécessitera des évolutions des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux, qui ne permettent pas une mise en œuvre immédiate.

Une fois ces évolutions SI menées à bien, les gestionnaires de réseaux devront procéder à la mise à jour progressive des régimes d'heures creuses des clients, en priorité pour les clients dotés de plages d'heures creuses qui seraient désormais à déplacer. Du fait du volume de clients concernés, cette mise à jour sera nécessairement étalée dans le temps, au regard des capacités techniques de traitement des systèmes d'information et de l'impact sur les fournisseurs et leurs clients. Pour les clients BT  $\leq$  36 kVA, la CRE envisage de prévoir un rythme minimum de mise à jour de 750 000 modifications clients par mois.

La CRE pourrait mettre en place et publier un suivi afin de s'assurer que les gestionnaires de réseau favorisent bien le placement d'heures creuses sur les plages à favoriser.

**Question 10 : Que pensez-vous du rythme de modification des régimes d'heures creuses des clients envisagé par la CRE ?**

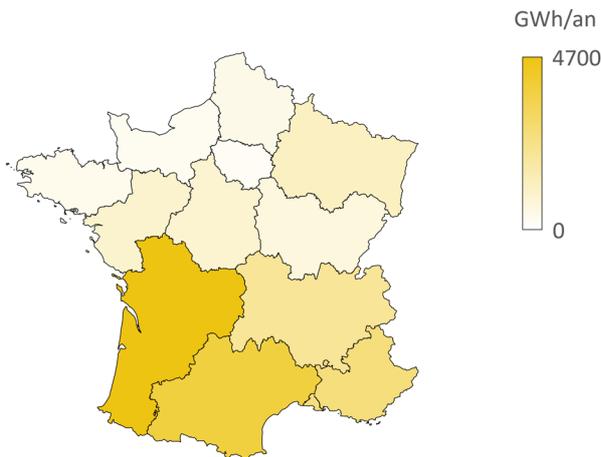
**Question 11 : Etes-vous favorable à un suivi de la mise en œuvre des heures creuses à favoriser ?**

### 3.2.5. Une différenciation locale possible des plages temporelles en haute tension (HTB et HTA)

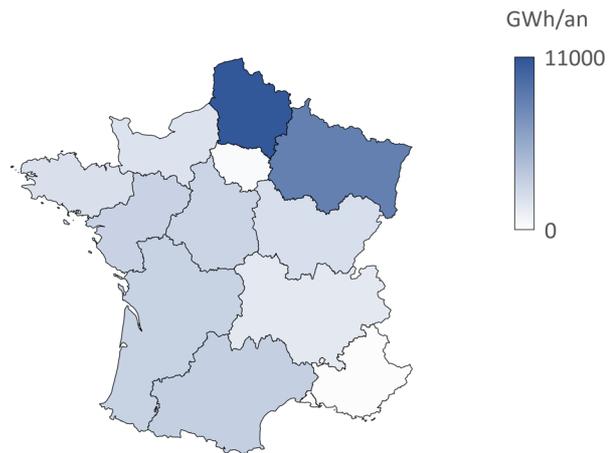
L'utilisation des réseaux évolue sous l'effet de l'évolution du parc de production électrique du pays. Par le passé, l'essentiel de la production électrique était injecté sur le réseau 400 000 volts, et acheminé de manière monodirectionnelle vers les niveaux de tension inférieurs. Les profils de consommation à la maille des réseaux HTB et des postes sources étant relativement homogènes, il n'existe pas de différenciation locale du placement des plages temporelles (Pointe, Heures pleines, Heures creuses) sur les niveaux de tension HTA et HTB.

Ce contexte évolue avec l'insertion d'une part croissante de production variable décentralisée, répartie de manière hétérogène entre les différentes poches de réseau, de nature à modifier considérablement les flux et la demande résiduelle de chaque poche du réseau en fonction des heures. Cette évolution amène à questionner la pertinence de plages temporelles uniformes sur l'ensemble du territoire.

Production photovoltaïque par région en 2022  
(Données RTE)



Production éolienne par région en 2022  
(Données RTE)



Les soutirages en haute tension ont représenté de l'ordre de 43 % des soutirages nationaux hors pertes en 2022, avec 64,5 TWh sur le réseau HTB et 106,6 TWh sur le réseau HTA exploité par Enedis. La CRE considère pertinent d'étudier une différenciation territoriale des plages temporelles sur chaque niveau de tension, incluant donc les niveaux de tension les plus élevés, à une maille régionale ou à une maille plus fine. En 2020, RTE a mené une première étude concluant que l'essentiel de la valeur apportée par l'optimisation des plages temporelles sur le réseau HTB pouvait être obtenu par une modification des plages nationales (dont la CRE envisage la mise en œuvre comme décrit au paragraphe précédent). A titre d'illustration, la moitié des poches du réseau HTB justifieraient d'être dotées d'heures creuses l'après-midi. Au regard des évolutions du parc de production et de l'utilisation des réseaux depuis 2020, la CRE demande à RTE de mettre à jour cette étude et à Enedis de réaliser une étude similaire sur le niveau HTA au plus tard en juillet 2024, afin d'intégrer ses résultats dans les travaux pour l'élaboration du TURPE 7.

**Question 12 : Considérez-vous qu'il serait pertinent que les gestionnaires de réseau différencient le placement des plages temporelles en fonction de la localisation en HTA et HTB ?**

#### 4. TARIFICATION DU SOUTIRAGE : UNE METHODE AFFINEE POUR S'ADAPTER A LA TRANSITION ENERGETIQUE ET UNE MISE A JOUR DES DONNEES

Le tarif TURPE 6 a fait l'objet d'une modification importante de la méthode de calcul de la composante de soutirage qui se fonde désormais sur les coûts marginaux de desserte et la puissance dimensionnante.

La CRE envisage à ce stade de ses travaux de reconduire les grands principes de cette méthode, tout en précisant certains points de la modélisation économique (amélioration de la cascade des coûts permise par des données plus fines, uniformisation de la méthode pour chacun des niveaux de tension) et en intégrant les évolutions structurelles du dimensionnement du réseau liées au développement de la production d'énergie renouvelable (augmentation de la part du réseau dimensionné en injection).

Comme pour les précédents TURPE, la CRE a l'intention d'appliquer les principes généraux (efficacité, lisibilité, faisabilité, acceptabilité) rappelés précédemment.

### 4.1 Rappel de la méthode TURPE 6 et principe d'allocation des coûts

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe des délibérations TURPE 6 HTA-BT et HTB. Celle-ci est rappelée en annexe 1 de ce document. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

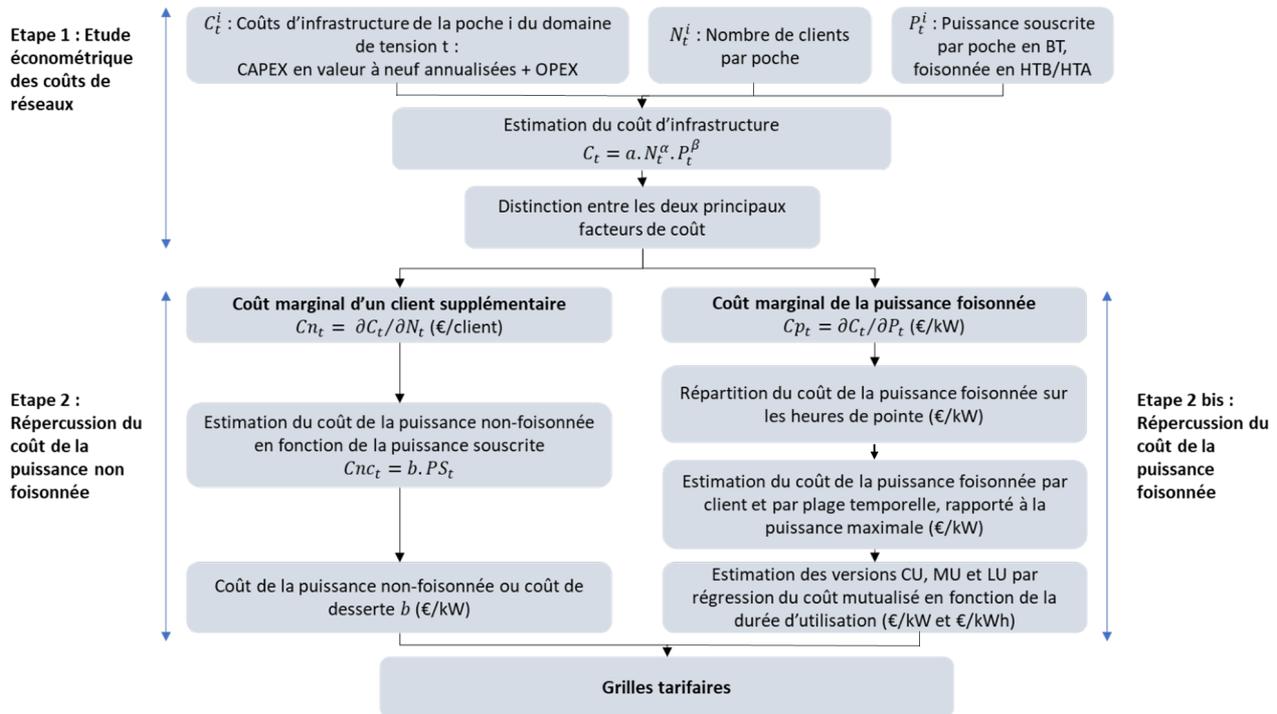


Figure 15 : étapes de la méthode appliquée par la CRE dans le TURPE 6

### 4.2 Evolutions envisagées pour TURPE 7

La CRE envisage de reconduire les principes de la méthodologie TURPE 6, fondée sur les coûts marginaux. Elle envisage pour le TURPE 7 de procéder à certaines adaptations à la marge afin de se rapprocher encore davantage du fonctionnement et du dimensionnement du réseau, en prenant en compte les pointes d'injection sur le réseau.

**Question 13 : Êtes-vous favorable à la reconduction des principes de la méthodologie mise en œuvre dans le TURPE 6 ?**

#### 4.2.1. La prise en compte des pointes d'injection permet d'améliorer la modélisation des coûts de soutirage

Grâce à la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux de données de réseau plus fines, la méthodologie TURPE 6 a permis, de retranscrire plus fidèlement les coûts du réseau générés par les utilisateurs. Elle distingue notamment des coûts de desserte des utilisateurs (i.e. coût de la puissance non dimensionnante) et des coûts associés aux pointes de soutirages dimensionnantes pour le réseau (i.e. coût de la puissance dimensionnante).

Toutefois, l'augmentation des capacités renouvelables entraîne une évolution dans le dimensionnement du réseau en faisant notamment apparaître des pointes d'injection sur les niveaux de tension intermédiaires. Ainsi, un nombre croissant de poches de réseau est désormais dimensionné en injection. Entre 2018 et 2022, le volume refoulé sur le réseau de transport a été multiplié par deux et environ 10 % des poches de réseau HTA, HTB1 et HTB2 sont désormais dimensionnées en injection<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Une poche est considérée comme dimensionnée en injection si plus de la moitié de la puissance dimensionnante est expliquée par de l'injection.



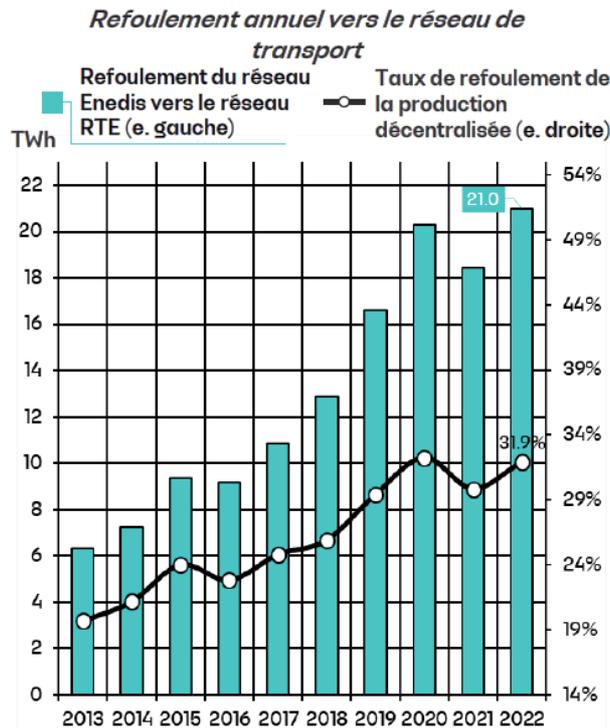


Figure 16 : Refoulement annuel historique. Source : Bilan électrique Enedis 2022

Le modèle appliqué pour les tarifs TURPE 6 ne tenait pas compte des pointes d’injection, mais seulement des pointes de soutirage : cela revient à considérer que le réseau n’est dimensionné que par les pointes de soutirage, ce qui n’est plus adapté à l’essor de poches dimensionnées par l’injection. Il est important de rappeler que l’intégration des pointes d’injection dans le modèle n’entraîne pas une tarification de l’injection ni une diminution des recettes d’acheminement, mais permet de s’assurer que les grilles reflètent au mieux les coûts générés par les utilisateurs du réseau.

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. En effet, pour ces poches, la puissance dimensionnante en soutirage était très faible voire nulle (alors que les coûts de la poche pouvaient être importants pour répondre aux besoins des installations qui injectent) ;
- 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.

#### 4.2.2.Modalité de mise en œuvre et impact sur la méthode

##### 4.2.2.1. Principe général

L’intégration des pointes d’injection ne nécessite pas de modification majeure de la méthodologie actuelle, mais seulement des adaptations permettant la prise en compte des différences dans le dimensionnement du réseau pour les pointes de soutirage et les pointes d’injection sont nécessaires.

Les étapes principales de la méthode seraient maintenues, avec des adaptations sur certaines pour intégrer les pointes d’injection, comme présentées dans la figure ci-dessous, et détaillées en annexe 2 :

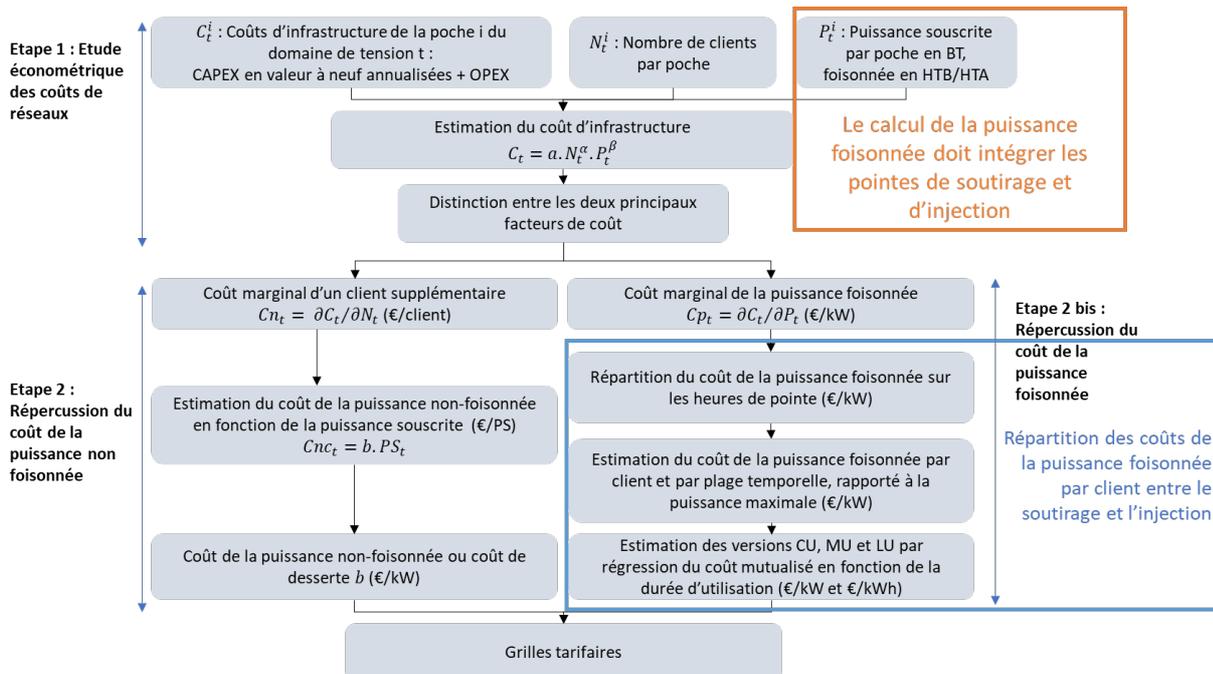


Figure 17 : Propositions de modification de la méthodologie TURPE 6 pour intégrer les pointes d'injection

Ces évolutions s'appliqueraient aux niveaux de tension HTB et HTA, et non à la BT. En effet, les évolutions récentes dans les technologies de comptage, et en particulier la disponibilité nouvelle des courbes de charge réalisées des clients HTA (injecteurs et consommateurs) permettent à la CRE de disposer de données d'injection et de soutirage exhaustives pour le niveau de tension HTA, ce qui n'était pas le cas lors de l'élaboration du TURPE 6. La CRE dispose également de données de consommation et d'injection exhaustives pour le niveau de tension HTB. Cette amélioration des données utilisées conduit la CRE à proposer de prendre en compte les pointes d'injection dans la méthodologie appliquée à ces niveaux de tension.

Au contraire, les données de comptage ne sont disponibles que pour un nombre très limité de postes HTA-BT, il n'est donc pas possible de réaliser des analyses aussi fines pour le niveau de tension BT. La méthodologie s'appuie donc, pour ce niveau de tension, sur un échantillon représentatif du réseau. Une intégration représentative de l'injection sur cet échantillon ne peut être réalisée de manière fiable. La CRE envisage de conserver la méthodologie appliquée en BT lors du TURPE 6 pour la période TURPE 7.

Le nombre encore assez restreint de poches dimensionnées en injection (10 % des heures dimensionnantes des poches de réseau HTB et HTA sont en injection<sup>16</sup>) 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, qui sont présentées au 3.3 de la présente consultation.

**Question 14 : Partagez-vous l'intérêt de la prise en compte des pointes d'injection dans le calcul de la puissance dimensionnante ? Etes-vous favorable à l'évolution de la méthodologie sur les niveaux de tension HTB et HTA en raison de la disponibilité des données envisagées par la CRE ?**

#### 4.2.2.2. Description des adaptations apportées à la méthodologie

L'étape 1 du modèle vise à paramétrer pour chaque niveau de tension (HTB, HTA et BT), grâce à une étude économétrique des coûts d'infrastructure, une fonction estimant le coût des différentes poches de réseau. Les changements envisagés sur cette étape pour le TURPE 7 concernent l'une des variables explicatives de la fonction de coût en HTB et en HTA : le calcul de la puissance dimensionnante.

<sup>16</sup> Cette répartition prend en compte le poids relatif des heures d'injection et de soutirage (voir 2.2.2.2).



Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »<sup>17</sup> d'une poche utilisée correspond en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2 500<sup>ème</sup> heure de l'année la plus chargée **en soutirage, sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante** (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation.

Les différences de doctrines de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection nécessitent des adaptations dans le traitement des pointes. En effet, une différence importante entre les pointes de soutirage et d'injection vient du fait que le soutirage n'est pas écrêté (sauf en cas très rare de délestage) alors que la production peut être écrêtée de manière préventive pour éviter des contraintes réseau de congestion lors des pointes d'injection. Cette différence de traitement demande donc les deux recalages suivants :

- en niveau, car les pointes de soutirages sont plus dimensionnantes que les pointes d'injection qui peuvent être écrêtées ;
- en durée, car l'écrêtement effectif des pointes d'injection a pour effet un nombre d'heure dimensionnante en injection plus faible qu'en soutirage.

Pour l'étape 2 bis, qui permet la répercussion du coût de la puissance dimensionnante à chaque utilisateur, la CRE envisage des modifications de méthode par rapport à la méthode utilisée dans le TURPE 6. L'objectif est de répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection. Cette évolution permet de s'assurer que la structure des grilles de soutirage représente effectivement les coûts d'un consommateur pour le réseau et n'inclut pas des coûts associés à l'injection qui pourraient venir modifier la structure des grilles.

La troisième étape de calcul de la composante de soutirage consiste à ajouter aux coûts d'infrastructure les coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB3. La CRE envisage de maintenir la prise en compte des coûts annexes de la méthode TURPE 6 :

- le coût des pertes est répercuté aux soutirages selon le taux de pertes par domaine de tension et le profil de prix d'acquisition des pertes via une inclusion dans la part énergie ;
- le coût des réserves est attribué à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau via une inclusion dans la part énergie ;
- la cascade des coûts HTB3 sur les domaines de tension avals se fait en attribuant les coûts d'infrastructure HTB3 à une composante à l'énergie constante sur les différentes plages temporelles

Le détail de la méthodologie appliquée pour prendre en compte les pointes d'injection est présenté en annexe 2.

**Question 15 : Etes-vous favorable à la méthode envisagée par la CRE pour la prise en compte des pointes d'injection dans le calcul de la puissance dimensionnante ?**

**Question 16 : Etes-vous favorable à la méthode envisagée par la CRE pour considérer uniquement les coûts liés au soutirage dans le calcul de la composante de soutirage ?**

**Question 17 : Etes-vous favorable au maintien de la méthodologie utilisée en TURPE 6 pour la répercussion des 3 catégories de coûts annexes (pertes, réserves et HTB3) dans la composante de soutirage ?**

### 4.3 Tarification du soutirage par niveau de tension

Au regard des évolutions de méthodologie, et de l'évolution des données de coûts et d'utilisation des réseaux, la CRE a calculé, à titre strictement illustratif, des grilles tarifaires préliminaires présentées ci-après pour chaque niveau de tension. Ces grilles seront susceptibles d'évoluer avant les délibérations finales, notamment au regard de l'intégration de données plus récentes et des retours des acteurs. Pour comparaison, la grille TURPE 6 (celle qui sera en vigueur en 2024) à iso-niveau 2023 est rappelée. La méthode de calcul restant globalement inchangée entre TURPE 6 et la proposition pour TURPE 7 formulée dans ce document, les grilles illustratives présentent des évolutions maîtrisées, en particulier s'agissant de la répartition entre part puissance et part énergie. Ces éléments sont présentés ci-après plus en détail.

<sup>17</sup> La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

**Question 18 : Quelle est votre appréciation sur les grilles présentées par la CRE, en application de la méthode envisagée ? Avez-vous des propositions d'évolutions à formuler sur cette méthode ?**

La CRE a calculé les évolutions de facture de TURPE découlant de ces grilles illustratives. Ces évolutions sont présentées, pour chaque niveau de tension, dans les paragraphes suivants. Les calculs sont réalisés en comparant, pour un portefeuille de clients, la facture du TURPE optimisé (sur la base des différentes formules tarifaires d'acheminement disponibles) issue de l'application des dernières grilles de TURPE 6 et celle issue de l'application des grilles TURPE 7 illustratives, à comportement de soutirage et puissance souscrite constante. A noter que ces grilles sont calculées de manière à collecter le même niveau de revenu au global.

**4.3.1. Grilles HTB à iso-niveau 2023 et évolutions de factures associées**

**4.3.1.1. HTB 3**

En raison de l'absence de changement sur la méthode de calcul de la composante, à iso-niveau 2023, la composante de soutirage HTB 3 est stable par rapport celle du TURPE 6 en 2023.

TURPE 7 - niveau 2023	
HTB3	
c€/kWh	0,35

TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2023	
HTB3	
c€/kWh	0,35

**Tableau 2 : Proposition d'évolution de la composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB3**

**4.3.1.2. HTB 2 et HTB 1**

En HTB, les utilisateurs optimisent leur TURPE en choisissant leur formule tarifaire d'acheminement (FTA) :

- courte utilisation (CU), environ 5 % des clients auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (transport ferroviaire interurbain, industrie, tertiaire) ;
- moyenne utilisation (MU), environ 55 % des clients auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (distribution d'électricité, transport ferroviaire urbain et interurbain, industrie, tertiaire) ;
- longue utilisation (LU), environ 40 % des clients auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (distribution d'électricité, industrie).

TURPE 7 - niveau 2023					
HTB2					
	PTE <sup>18</sup>	HPH <sup>19</sup>	HCH <sup>20</sup>	HPE <sup>21</sup>	HCE <sup>22</sup>
CU €/kW	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
MU €/kW	3,89	3,80	3,48	3,29	3,20
LU €/kW	10,25	9,72	7,21	4,94	3,66
CU c€/kWh	1,05	0,95	0,77	0,57	0,45
MU c€/kWh	0,86	0,80	0,69	0,54	0,44
LU c€/kWh	0,58	0,55	0,51	0,45	0,41

TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2023					
HTB2					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
MU €/kW	3,99	3,92	3,65	3,43	3,29

<sup>18</sup> PTE : pointe  
<sup>19</sup> HPH : heure pleine hiver  
<sup>20</sup> HCH : heure creuse hiver  
<sup>21</sup> HPE : heure pleine été  
<sup>22</sup> HCE : heure creuse été



LU €/kW	10,66	10,18	8,00	5,64	4,16
CU c€/kWh	0,97	0,87	0,76	0,59	0,48
MU c€/kWh	0,81	0,75	0,68	0,55	0,47
LU c€/kWh	0,57	0,54	0,50	0,46	0,40

Tableau 3 : Proposition d'évolution de la composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB2

TURPE 7 - niveau 2023					
HTB1					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52
MU €/kW	11,98	11,81	11,16	10,76	10,56
LU €/kW	37,05	35,04	25,80	17,00	12,35
CU c€/kWh	2,24	1,92	1,46	0,89	0,58
MU c€/kWh	1,76	1,57	1,27	0,80	0,56
LU c€/kWh	0,62	0,60	0,54	0,48	0,44

TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2023					
HTB1					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	9,97	9,97	9,97	9,97	9,97
MU €/kW	11,61	11,41	10,83	10,38	10,09
LU €/kW	36,08	34,39	27,23	18,37	13,44
CU c€/kWh	2,10	1,77	1,52	0,97	0,68
MU c€/kWh	1,61	1,45	1,30	0,85	0,64
LU c€/kWh	0,67	0,65	0,55	0,51	0,43

Tableau 4 : Proposition d'évolution de la composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB1

Les grilles préliminaires de cette consultation pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 présentent des évolutions maîtrisées par rapport aux grilles utilisées dans TURPE 6. L'évolution la plus notable serait une légère hausse de la différenciation saisonnière et horaire des composantes. Cette hausse provient d'une légère modification des données prises en compte entre TURPE 6 et TURPE 7. En TURPE 6, la CRE avait pris en compte, en plus des courbes de charge réalisées passées, les courbes de charge prospectives pour l'année 2025. Celles-ci présentaient une moindre différenciation temporelle que les courbes réalisées.

Afin de s'affranchir de potentiels risques de prévision et par cohérence avec une méthode d'élaboration des grilles tarifaires se fondant généralement sur des données passées (coûts et infrastructures), de telles courbes de charge prospectives n'ont pas été utilisées pour l'établissement des grilles préliminaires. En conséquence, des courbes de charge avec une différenciation temporelle plus marquée qu'en TURPE 6 sont prises en compte dans l'élaboration du TURPE 7, ce qui a donc pour effet d'augmenter la différenciation temporelle des grilles tarifaires.

Une deuxième évolution envisagée concerne une très légère hausse de la part de la facturation du soutirage se faisant via la composante de puissance, qui passerait respectivement en HTB 2 et HTB 1 de 22,9 % et 43,2 % dans le TURPE 6 à 25,1 % et 44,0 % avec les grilles préliminaires à iso-niveau. Cette hausse s'explique par une hausse des coûts d'infrastructures du réseau HTB, liée à la mise en œuvre par RTE d'un nouveau référentiel de coûts des ouvrages, visant à mieux refléter les coûts à terminaison des projets récents.

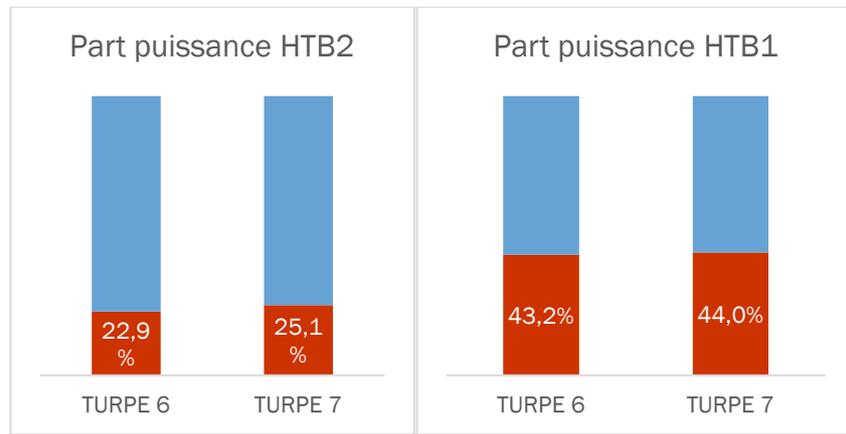


Figure 18 : Part puissance résultant de l'application des grilles de soutirage de TURPE 6 à iso-niveau 2023 et des grilles préliminaires TURPE 7

#### 4.3.1.3. Evolutions de facture du TURPE HTB

Pour les domaines de tension HTB1 et HTB2, les points de livraison peuvent être regroupés par secteur d'activité. Les effets des grilles préliminaires proposées de cette consultation se traduisent sur les factures des utilisateurs de réseau de façon différenciée en fonction de leur profil de consommation et de leur durée d'utilisation du réseau.

Les évolutions de facture de TURPE induites par la méthode envisagée et la mise à jour des données d'entrée sont d'une ampleur limitée, à la hausse comme à la baisse. Les hausses de facture de TURPE maximales liées à l'application des grilles préliminaires envisagées dans cette consultation seraient de +5,5 % en HTB1 et +2,8 % en HTB2, et s'appliqueraient à une part très faible des utilisateurs du réseau. Ainsi, environ 4 % des utilisateurs HTB1 et 1 % des utilisateurs HTB2 verraient leur facture augmenter de plus de 2 %.

Les hausses les plus marquées concerneraient surtout les utilisateurs à plus courte durée d'utilisation, en particulier le secteur ferroviaire et certains industriels dont l'utilisation du réseau est particulièrement courte, en raison d'une hausse de la part puissance qui n'est que partiellement compensée par la baisse de la part énergie du fait de la durée d'utilisation. En moyenne, les charges portées par les postes de distribution sont stables (+0,02 %).

Le graphique ci-dessous représente l'évolution sectorielle du niveau du TURPE entre les grilles TURPE 6 à iso niveau 2023 et les grilles TURPE 7, calculée sur la base des soutirages constatés en 2021 des utilisateurs du réseau de transport (clients directs et postes de distribution).

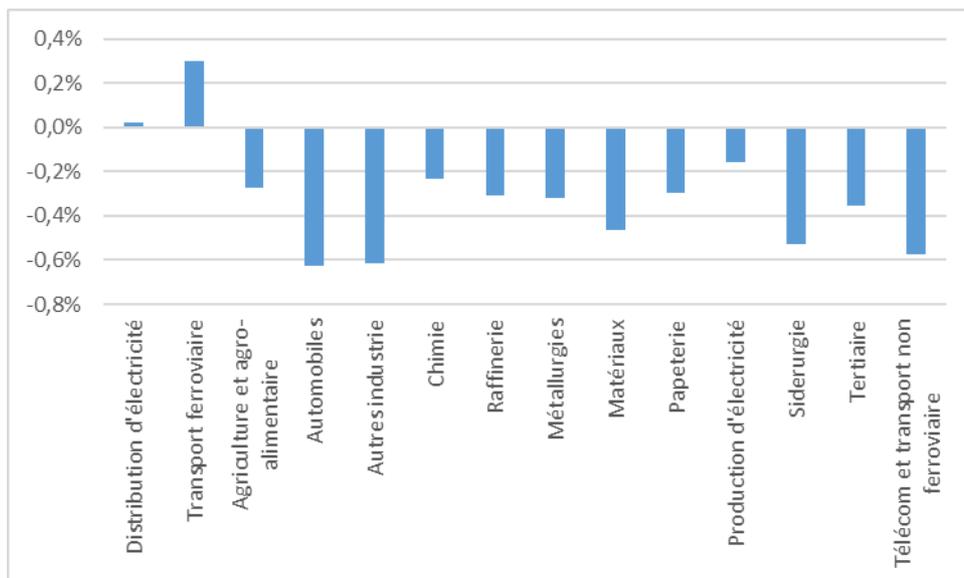


Figure 19 : Evolutions de facture HTB (intégrant l'abattement TURPE) envisagées entre TURPE 6 et TURPE 7 en fonction des secteurs d'activité des utilisateurs du réseau

Question 19 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles préliminaires HTB envisagée par la CRE ?

#### 4.3.2.HTA

En HTA, les utilisateurs en contrats CARD souscrivent directement leur option tarifaire et pour les utilisateurs en contrat unique, la souscription de leur option tarifaire est faite par leur fournisseur. Les grilles TURPE 7 HTA présentées entraineraient la répartition suivante<sup>23</sup> des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 40 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple la manutention portuaire, etc.) ;
- Longue utilisation (LU) : 60 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple activité hospitalière, fabrication papier, hôtels, etc.).

TURPE 7 - niveau 2023					
HTA					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,53	12,53	12,53	11,67	9,88
LU €/kW	31,04	28,91	20,12	13,75	10,23
CU c€/kWh	4,80	3,68	2,02	0,92	0,61
LU c€/kWh	2,44	1,97	1,29	0,81	0,59

TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2023					
HTA					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51
LU €/kW	30,54	27,46	16,49	13,45	12,57
CU c€/kWh	5,99	4,29	2,51	0,73	0,48
LU c€/kWh	2,47	2,13	1,62	0,62	0,47

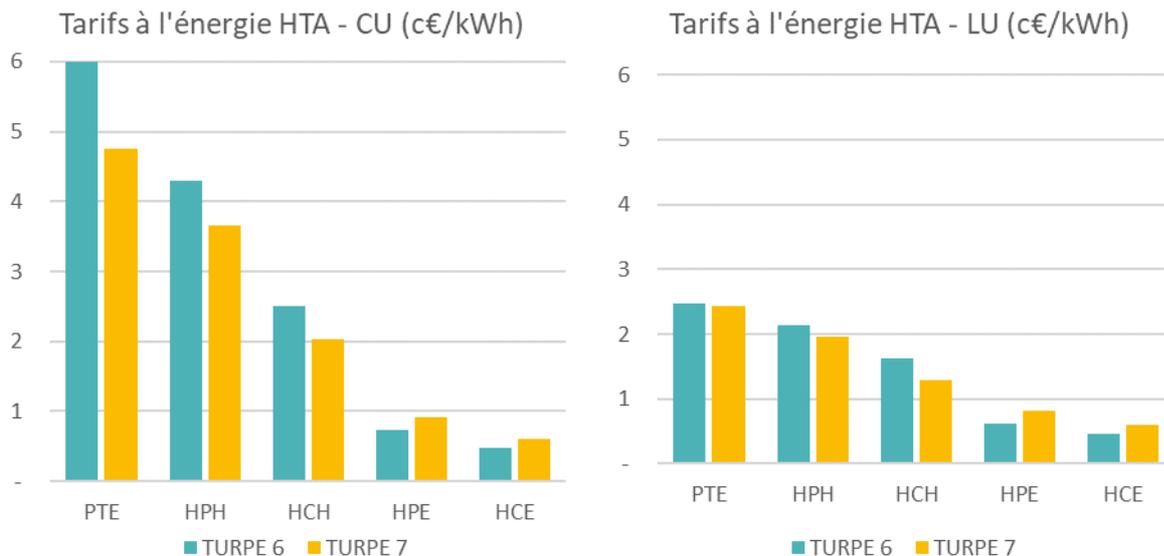
Tableau 5 : Proposition d'évolution de la composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTA

Les évolutions de facture TURPE induites par la méthode envisagée et la mise à jour des données d'entrée sont maîtrisées. Elles montrent une baisse de facture pour la majorité des clients en option CU.

Concernant la part énergie, la CRE observe une différenciation saisonnière plus faible, notamment pour l'option courte utilisation pour laquelle le ratio de prix hiver/été est réduit de 34 %. Ceci s'explique par une augmentation du nombre de pointes dimensionnantes intervenant en été par rapport aux données utilisées pour l'élaboration du TURPE 6. La différenciation horaire est en revanche conservée, le ratio HP/HC augmente en hiver pour l'option LU de 21 %.

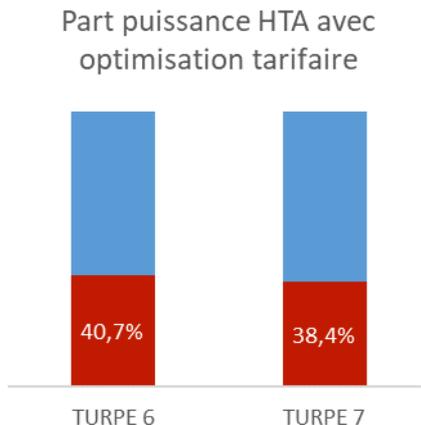
Les hausses de facture TURPE les plus importantes ne concerneraient ainsi que des clients ayant une consommation fortement estivale. Seul 1,37 % des points de livraison connaîtraient une augmentation de facture de plus de 7 % : la part été de la consommation annuelle de ces consommateurs serait supérieure à 84 %.

<sup>23</sup> Analyse de la CRE sur les données des consommateurs

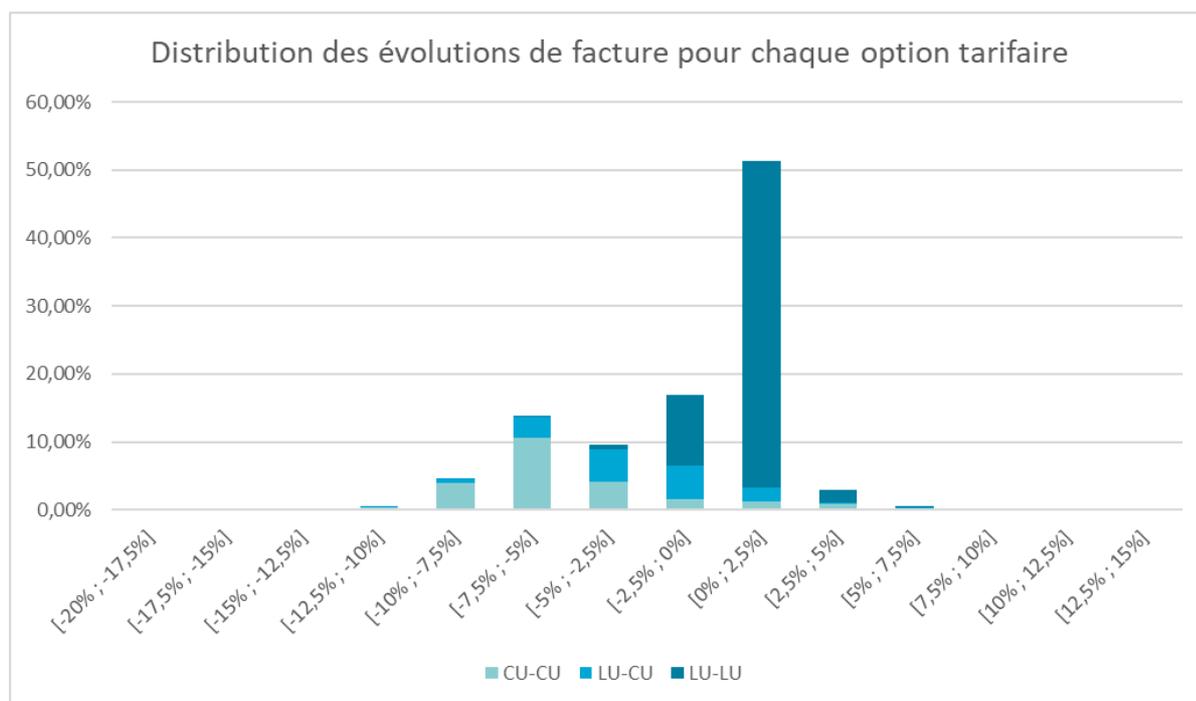


Cette grille résulte par ailleurs en une faible évolution de la part puissance, qui représente 38,4 % des recettes, contre 40,7 % en fin de TURPE 6. A noter que cette évolution de la part puissance est calculée ici en considérant une optimisation parfaite des utilisateurs. A options tarifaires inchangées, la part puissance augmente pour représenter 41,1 % des factures de la composante de soutirage.

En effet, les nouvelles grilles induisent un changement de l'option optimale pour certains clients. Alors qu'ils étaient 24 % à être optimisés en option CU dans le TURPE 6, 40 % des clients auront intérêt à choisir l'option CU en cas d'application de la grille envisagée.



Le graphique ci-dessous présente la distribution des clients en fonction de leurs évolutions de facture par option tarifaire. La catégorie « LU-CU » représente les clients anciennement en option LU qui basculent en option CU.



**Question 20 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles préliminaires HTA envisagée par la CRE ?**

#### 4.3.3. BT > 36 kVA

En BT > 36 kVA, les utilisateurs en contrat CARD souscrivent directement leur option tarifaire (ils sont une très petite minorité) et pour les utilisateurs en contrat unique, la souscription de leur option tarifaire est faite par leur fournisseur. Les grilles TURPE 7 BT > 36 kVA présentées entraineraient la répartition suivante<sup>24</sup> des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 93,3 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple l'enseignement secondaire, la restauration, etc.) ;
- Longue utilisation (LU) : 6,7 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple certains supermarchés, etc.).

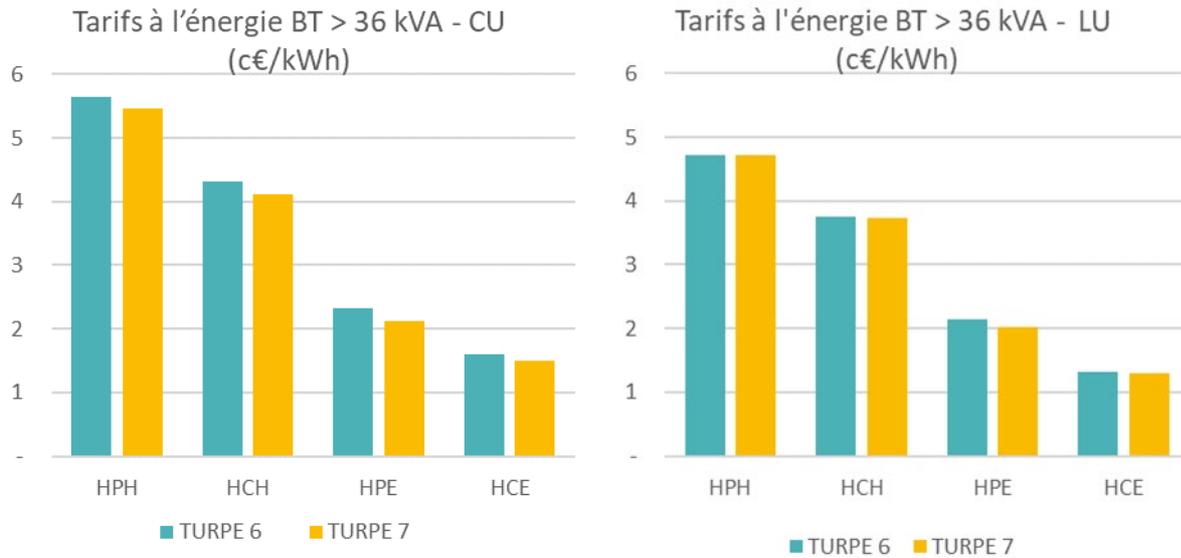
TURPE 7 - niveau 2023				
BT > 36 kVA				
	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kVA	17,55	10,79	10,17	9,36
LU €/kVA	28,08	14,46	12,78	11,18
CU c€/kWh	5,46	4,12	2,12	1,49
LU c€/kWh	4,72	3,74	2,02	1,29

T6 - Structure 2024 avec niveau 2023				
BT > 36 kVA				
	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kVA	15,68	13,07	12,67	12,33
LU €/kVA	25,62	16,37	14,44	12,97
CU c€/kWh	5,64	4,32	2,32	1,60
LU c€/kWh	4,72	3,75	2,15	1,32

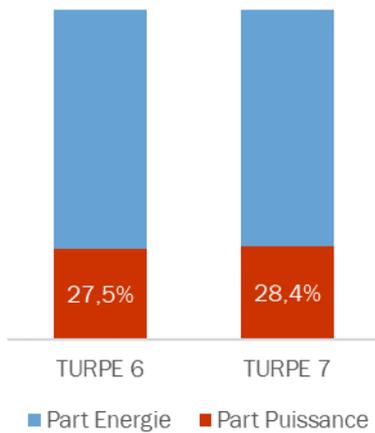
<sup>24</sup> Analyse basée sur un échantillon de consommateur



**Tableau 6 : Proposition d'évolution de la composante annuelle de soutirage – domaine de tension BT > 36 kVA**



**Part Puissance BT>36**



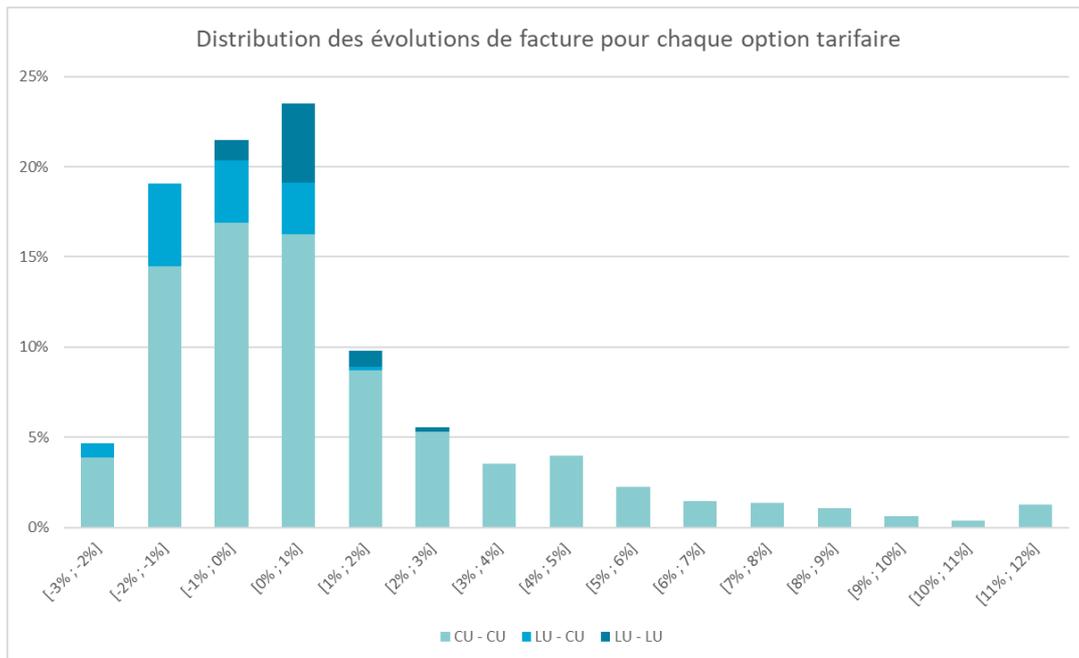
En basse tension, pour les points de livraison dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, les nouvelles grilles se traduisent par une hausse du coût à la puissance en heures pleines hivernales, quelle que soit l'option choisie. Le seuil entre les options CU et LU est quant à lui modifié. Ainsi sur 1 000 clients d'un fournisseur, celui-ci aura intérêt à modifier l'option TURPE de 118 clients parmi les 186 anciennement en option longue utilisation pour une option courte utilisation.

Par ailleurs, les coefficients à la puissance souscrite étant plus fortement différenciés entre les heures pleines hivernales et les autres périodes, les consommateurs seront incités à recourir au dénivelé de puissance<sup>25</sup> lorsqu'ils peuvent souscrire une puissance plus faible en heures pleines hivernales que le reste de l'année. La différenciation horaire et saisonnière du tarif à l'énergie reste quant à elle très stable.

Hors mise en œuvre du dénivelé de puissance, la part coûts à la puissance dans les recettes de l'opérateur passe de 27,5 % à 28,4 %.

<sup>25</sup> Fonctionnalité permettant de souscrire une puissance différenciée pour chaque plage temporelle, en respectant la règle selon laquelle la puissance souscrite d'une plage temporelle moins chère ne peut être inférieure à la puissance souscrite d'une plage temporelle plus chère. En effet, le tarif affiché dans la grille est appliqué à la différence de puissance entre les plages temporelles.





Le graphique ci-dessus illustre la distribution des évolutions de factures parmi les clients BT > 36 kVA. La catégorie « LU - CU » représente les clients anciennement en option LU qui auront intérêt à basculer en option CU. A comportement inchangé, la CRE observe de faibles écarts de facture, à l'exception des clients ayant un usage très ponctuel du réseau en hiver, davantage sensibles à l'augmentation du tarif à la puissance.

#### 4.3.4. BT ≤ 36 kVA

En BT ≤ 36 kVA, pour l'ensemble des utilisateurs en contrat unique, la souscription de leur option tarifaire est faite par leur fournisseur. Les grilles TURPE 7 BT > 36 kVA présentées entraîneraient la répartition suivante<sup>26</sup> des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 80 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (pour les clients professionnels cela peut représenter des commerces de rues par exemple ou pour les clients résidentiels des clients courts) ;
- moyenne utilisation (MU) : 19 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (pour les clients professionnels cela peut représenter des boulangeries ou des agriculteurs par exemple et des clients qui utilisent une part importante de leur puissance souscrite pour les clients résidentiels) ;
- Longue utilisation (LU) : 1 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (éclairage public en très large majorité).

TURPE 7 - niveau 2023				
BT ≤ 36 kVA				
	HPH	HCH	HPE	HCE
CU 4 €/kVA	9,26			
MU 4 €/kVA	12,04			
LU €/kVA	83,52			
CU 4 c€/kWh	6,49	4,09	1,48	0,97
MU 4 c€/kWh	5,83	3,93	1,41	0,97
LU c€/kWh	1,07			

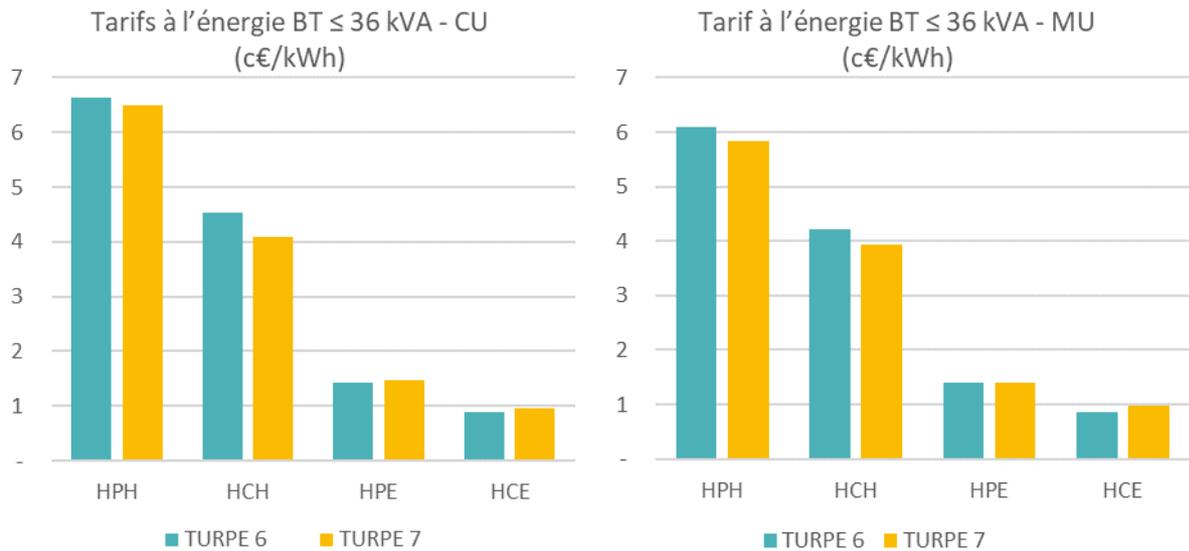
TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2023				
BT ≤ 36 kVA				
	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kVA	8,94			

<sup>26</sup> Analyse de la CRE basée sur un échantillon de consommateurs

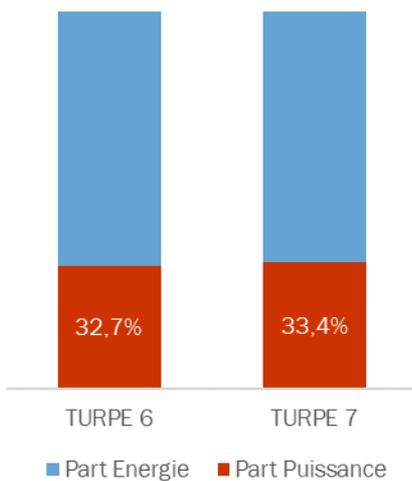


MU €/kVA	10,52			
LU €/kVA	81,03			
CU c€/kWh	6,64	4,54	1,42	0,88
MU c€/kWh	6,10	4,23	1,39	0,87
LU c€/kWh	1,10			

Tableau 7 : Proposition d'évolution de la composante annuelle de soutirage – domaine de tension BT ≤ 36 kVA



Part Puissance BT≤36

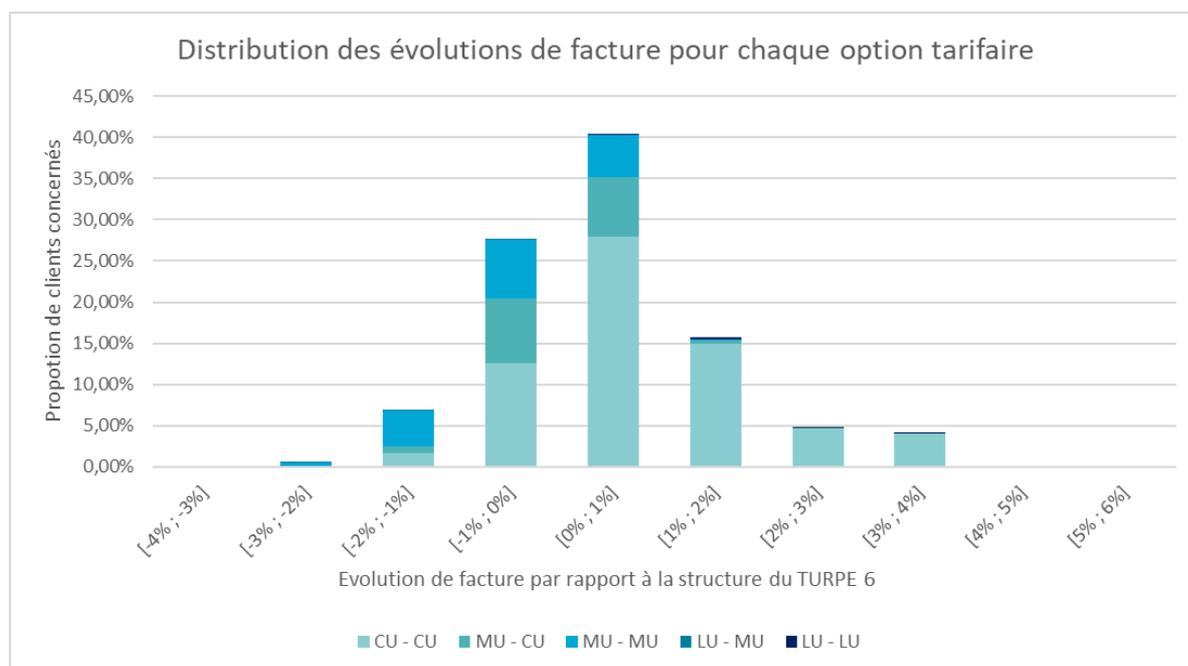


En BT ≤ 36 kVA, les grilles évoluent relativement peu. On observe une légère hausse de la part puissance et une légère baisse de la différenciation saisonnière. Le ratio entre les saisons diminue en effet de 9 %. La différenciation horaire est globalement préservée, tout en étant davantage marquée en hiver (augmentation du ratio de 8 % pour l'option CU). La part liée à la puissance souscrite dans les recettes de l'opérateur passe quant à elle de 32,7 % à 33,4 %.

99 % des profils de clients devraient générer une évolution de la composante de soutirage du TURPE inférieure à 3,6 % pour les fournisseurs. Compte tenu de la plus faible différenciation saisonnière, les clients consommant exclusivement en été (lorsque le tarif est faible) sont les plus susceptibles de générer une hausse de facture.

Le changement de structure se traduit enfin par un changement du seuil entre les options CU et MU : avec l'optimisation des formules tarifaires, la proportion de clients pour lesquels le fournisseur a intérêt à choisir l'option CU, de 65% en TURPE 6, passerait à 81 % en TURPE 7. Le graphique ci-dessous illustre la distribution des évolutions de factures par option tarifaire. Les catégories « MU-CU » et « LU-MU » représentent les clients ayant intérêt à changer d'option tarifaire en TURPE 7, de MU à CU et de LU à MU.





D'après les simulations réalisées par la CRE, cette évolution de structure du TURPE pourrait se traduire par une évolution très marginale du TRVE moyen, en faveur de l'option HP/HC (augmentation moyenne de 0,5 €/MWh de la différence entre les factures des options base et HP/HC, soit de l'ordre de 0,2 % de la facture).

**Question 21 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles préliminaires BT envisagée par la CRE ?**

## 5. INTRODUCTION D'UNE TARIFICATION OPTIONNELLE INJECTION - SOUTIRAGE

### 5.1 Réflexion sur la mise en place d'une nouvelle composante injection – soutirage pour les batteries

#### 5.1.1. Le développement d'une nouvelle catégorie d'utilisateurs des réseaux à potentiel contracyclique

Comme illustré dans la première partie de la présente consultation publique, le stockage par batteries est en plein essor, tant sur le réseau de transport que sur les réseaux de distribution.

Ces utilisateurs du réseau diffèrent assez largement des catégories classiques d'utilisateurs pour lesquelles les grilles tarifaires sont construites, notamment les consommateurs. En effet, les capacités de stockage ont la particularité de ne pas avoir d'usage (i.e mode de fonctionnement) prédéfini et de pouvoir injecter et soutirer dans des proportions relativement équivalentes. Par ailleurs, leur modèle économique est fondé sur leur capacité à répondre aux signaux économiques qu'elles perçoivent et à injecter/soutirer en conséquence. Ces signaux économiques sont aujourd'hui de plusieurs ordres :

- signaux de prix de gros : les batteries peuvent choisir de bénéficier des prix élevés pour injecter et bas pour soutirer ;
- signaux d'autres mécanismes : les capacités de stockage peuvent également être valorisées sur les mécanismes tels que les services systèmes, le mécanisme de capacité, etc.

La structure tarifaire en vigueur pourrait évoluer pour envoyer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités du stockage au bénéfice des réseaux. En effet, la composante de soutirage est conçue pour s'appliquer à un client consommateur. Ainsi, lors d'une période de pointe de soutirage, le tarif en vigueur prévoit une incitation à ne pas consommer (pour ne pas payer un tarif plus élevé), mais n'incite pas les stockages à injecter ; de même, lors des pointes d'injection, aucun signal n'est adressé au stockage pour qu'il soutire ou reporte son injection. Le stockage n'a donc quasiment aucune incitation à :

- injecter lors des pointes de consommations locales ;
- ne pas injecter, voire même soutirer lors des pointes d'injection locales.

La CRE considère, à ce stade, que l'envoi de tels signaux à travers une nouvelle composante tarifaire destinée à ces capacités spécifiques qui peuvent adapter symétriquement leur comportement pourrait permettre une réduction plus importante des pointes de soutirage et d'injection et participer ainsi à l'optimisation des coûts des réseaux. Une telle composante permettrait également de mieux refléter les coûts de ces utilisateurs pour le réseau en envoyant l'ensemble des signaux tarifaires aux utilisateurs.

**Question 22 : Etes-vous en accord avec le principe d'introduction d'une tarification spécifique pour les capacités de stockage ?**

## 5.2 Présentation des modalités envisagées

### 5.2.1. Méthodologie envisagée pour la construction de la composante

#### 5.2.1.1. Différenciation tarifaire selon le dimensionnement du réseau

L'objectif de l'introduction d'une nouvelle composante injection - soutirage envisagée par la CRE est, d'une part, de permettre la mobilisation des flexibilités offertes par les utilisateurs disposant d'une capacité de soutirage et d'injection symétrique au bénéfice du réseau et, d'autre part, de permettre un meilleur reflet des coûts générés par ces utilisateurs. En fonction de la configuration de la poche de réseau qui peut être dimensionnée par les pointes d'injection ou par les pointes de soutirage, le comportement utile du site de stockage pour le réseau est différent. Il est donc nécessaire que cette nouvelle composante tarifaire distingue deux types de poches de réseau en fonction de leur dimensionnement :

- **dans les poches dimensionnées en soutirage** (disposant d'une part de dimensionnement en soutirage de la de pointe supérieure à 50%<sup>27</sup>), le signal tarifaire inciterait à **réduire la pointe de soutirage, c'est-à-dire à injecter** pendant les périodes de pointes de soutirage dimensionnantes. La composante de soutirage actuellement en vigueur envoie un signal de non-consommation aux consommateurs, mais n'incite pas à l'injection ;
- **dans les poches dimensionnées en injection** (disposant d'une part de dimensionnement en injection de la de pointe supérieure à 50 %), le signal tarifaire inciterait les stockages à **soutirer lors des pointes d'injection**. Un tel signal n'existe pas aujourd'hui.

Les analyses de la CRE montrent aujourd'hui la répartition suivante entre poches dimensionnées en injection et poches dimensionnées en soutirage :

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

La typologie des poches (dimensionnement en soutirage ou en injection) est amenée à évoluer au cours du temps, la transition énergétique, l'intégration des renouvelables et des nouveaux usages ayant un impact important sur le dimensionnement du réseau. Pour s'adapter à ces évolutions, la CRE propose de mettre à jour à chaque nouvelle période tarifaire la typologie des poches de réseaux. Ainsi, chaque poche de réseau serait classée comme poche dimensionnée en soutirage ou en injection en début de période tarifaire, puis cette classification serait réévaluée en début de période tarifaire suivante au regard des évolutions de l'usage local du réseau. Cette fréquence de mise à jour permettrait alors de donner une visibilité suffisante aux acteurs tout en étant adaptée au rythme d'évolution des réseaux et de leur dimensionnement.

Le principe du signal tarifaire permettant d'inciter les utilisateurs à réduire les pointes consisterait en :

- un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur aggrave la pointe ;

<sup>27</sup> Le calcul de la répartition du dimensionnement de la pointe dimensionnante entre injection et soutirage prend en compte le poids relatif des heures d'injection et de soutirage.

- un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût), et opposé au coefficient positif lié à la pointe dimensionnante<sup>28</sup> permettant de refléter le comportement symétrique de l'utilisateur pour le réseau, si l'utilisateur réduit la pointe.

Les grilles tarifaires et les impacts de ces grilles sur les factures du TURPE sont présentés en partie 4.3.

La différenciation de ces deux types de poches associée à des grilles tarifaires distinctes impliquerait un besoin de visibilité pour les acteurs afin de savoir dans quel type de poche les actifs d'injection-soutirage sont localisés ou sont amenés à se raccorder. La CRE considère que les gestionnaires de réseaux sont les plus à même de transmettre ces informations aux acteurs : à ce titre, elle envisage de demander aux gestionnaires de réseaux de mettre à disposition, sur leur site internet, la typologie des différentes poches de réseaux.

**Question 23 : Etes-vous en accord avec la différenciation des poches de soutirage et d'injection envisagée par la CRE afin d'envoyer un signal tarifaire adapté au dimensionnement du réseau ?**

**Question 24 : Etes-vous favorable à la mise à jour de la typologie des poches à chaque période tarifaire ?**

**Question 25 : Etes-vous favorable à la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux des informations sur la typologie des poches de réseaux envisagée par la CRE ?**

### 5.2.1.2. Plages tarifaires applicables

Les sites de stockage ont la capacité d'adopter un comportement contra-cyclique dès lors qu'ils reçoivent un signal tarifaire leur indiquant les contraintes à résorber et que leur capacité de stock, dans la plupart des cas limitée à quelques heures, est suffisante.

La CRE estime qu'un signal tarifaire localisé à la pointe, similaire à la plage temporelle "Pointe" existant en HTA et HTB1&2, serait le plus adapté pour maximiser un comportement contra-cyclique des utilisateurs. Cela permettrait une compatibilité à la fois avec des capacités de stock limitées des sites de stockage, mais aussi avec les autres signaux tarifaires auxquels ces utilisateurs sont soumis (prix de marché et mécanismes de réserve notamment).

Par cohérence et dans un souci de lisibilité du signal par les acteurs, la CRE propose que la durée de la période de pointe soit cohérente dans les poches de soutirage et d'injection. Cette durée serait de 252 h/an en HTB soit 4h/jour pendant 63 jours, et de 312 h/an en HTA soit 4h/jour pendant 78 jours. Ce signal serait donc de 4h maximales par jour (consécutives ou réparties en deux plages non consécutives de 2h).

La CRE propose que ces plages temporelles de pointe soient placées de la manière suivante :

- **dans les poches dimensionnées en soutirage** : le placement de la période de pointe resterait identique à celui qui existe pour le tarif de soutirage. Cette plage étant déjà définie pour signaler, au mieux, les périodes de plus fortes pointes dimensionnantes de soutirage, il paraît cohérent de conserver leur positionnement. Les autres plages temporelles de la grille de soutirage seraient également conservées pour les coefficients à l'énergie soutirée ;

Poche de soutirage	Pointes fixes soutirage
HTB	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	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.

<sup>28</sup> L'injection pendant la pointe locale de consommation permet de réduire cette pointe et donc les coûts associés. Les coûts de desserte, de pertes et de réserve ne sont pas pris en compte.

- **dans les poches dimensionnées en injection** : la période de pointe du tarif de soutirage serait supprimée et remplacée par une période de pointe d'injection. La CRE envisage dans un premier temps, et pour des questions de simplicité dans le cadre de la mise en place d'un nouveau dispositif, de retenir une option de placement fixe de la période de pointe d'injection. La fixation des plages horaires de pointes d'injection serait adaptée pour chacune des poches et ces heures pourraient être positionnées sur des créneaux horaires différents sur les 63 jours (HTB) ou 78 jours (HTA) concernés. Ce placement serait effectué par les gestionnaires de réseaux en fonction de la probabilité d'occurrence de pointes d'injection et de sa concomitance avec un creux de consommation. Le placement de cette plage temporelle, fondé sur une approche statistique, ne devrait donc pas inclure l'ensemble des pointes d'injection.

Poche d'injection	Pointes fixes injection
HTB	63 jours définis par le gestionnaire de réseau en fonction des contraintes locales sans restriction de placement dans l'année. Pour chacun des jours de pointes une plage de 4h ou deux plages de 2h sont définies.
HTA	78 jours définis par le gestionnaire de réseau en fonction des contraintes locales sans restriction de placement dans l'année. Pour chacun des jours de pointes une plage de 4h ou deux plages de 2h sont définies.

**Question 26 : Etes-vous en accord avec la définition envisagée par la CRE des périodes de pointe fixe pour envoyer le signal tarifaire aux capacités de stockages ?**

**Question 27 : Etes-vous en accord avec ce qu'envisage la CRE sur le nombre d'heures de pointe et les principes de positionnement ?**

### 5.2.1.3. Cascade des coûts pour la composante optionnelle stockage

La méthodologie tarifaire pour la construction de la composante de soutirage repose sur un principe de cascade des coûts afin de répercuter les coûts des niveaux de tension amont sur les niveaux aval. L'introduction d'une tarification adaptée au dimensionnement (soutirage ou injection) du réseau nécessite d'adapter ce principe de cascade. En effet, dans un modèle où l'on considère que toutes les poches sont dimensionnées en soutirage, l'ensemble des poches amont sont nécessairement dimensionnées en soutirage. Dès lors que l'on prend en compte l'existence de poches dimensionnées en injection, la question se pose sur le dimensionnement des poches amont (dites « poches parentes ») et leur participation effective aux flux sur le niveau de tension considéré.

Les analyses menées par la CRE sur les données disponibles montrent que pour une poche de réseau (dimensionnée en soutirage ou injection) d'un niveau de tension donné, les poches parentes sont dans plus de 90 % des cas dimensionnées en soutirage.

La CRE envisage de considérer, dans un souci de simplification, que les poches parentes sont dimensionnées en soutirage.

L'application de ce principe méthodologique reste donc le même pour la construction des grilles de soutirage et implique que pour les poches d'injection, les grilles tarifaires pour les utilisateurs en soutirage-injection disposent de coefficients tarifaires positifs :

- à l'énergie injectée, reflétant les coûts de la poche à laquelle est raccordé l'utilisateur ;
- à l'énergie soutirée (hors période de pointe d'injection), reflétant les coûts cascades des poches amonts.

Inversement, les grilles tarifaires dans les poches en soutirage ne disposeraient pas de coefficients positifs tarifant l'énergie injectée, le principe de cascade des coûts serait le même que celui appliqué pour la construction de la composante de soutirage.

Question 28 : Partagez-vous le principe de cascade des coûts proposé par la CRE ?

## 5.2.2. Critères d'éligibilité à la composante

### 5.2.2.1. France métropolitaine continentale

La composante tarifaire envisagée par la CRE est construite pour envoyer un signal aux utilisateurs ayant la capacité d'avoir un comportement contra-cyclique et symétrique, pouvant rendre un service similaire, hors pertes, d'injection en période de pointe de soutirage ou de soutirage en période de pointe d'injection, et donc sans usage prédéfini en majorité au soutirage ou à l'injection. Cette symétrie se matérialise par l'introduction d'un coefficient à l'énergie négatif égal au coefficient à l'énergie de pointe (hors pertes et coûts annexes).

Si cette condition de symétrie n'était pas satisfaite, la construction tarifaire de cette composante entraînerait des transferts de coûts entre les utilisateurs. En effet, un utilisateur ayant un comportement majoritairement en soutirage ou en injection n'aurait pas la même capacité à résoudre les pointes d'injection que les pointes de soutirage en fonction du dimensionnement du réseau et donc à réduire les coûts du système, la symétrisation du tarif ne serait donc pas adaptée.

La CRE envisage donc que cette composante **ne soit accessible qu'aux utilisateurs disposant d'une capacité leur permettant d'injecter et de soutirer de manière symétrique** : ceci pourrait se manifester par un ratio : volume d'injection/ volume total (soutirage et injection) à respecter qui serait supérieur à 40 %. Ce ratio permet de garantir que les utilisateurs aient un comportement symétrique tout en prenant en compte le fait qu'il n'existe pas d'utilisateurs présentant une symétrie parfaite d'injection-soutirage. Ces utilisateurs éligibles seraient donc l'ensemble des capacités de stockage seules.

Par ailleurs, pour les raisons qui ont été précisées au paragraphe 3.2.2.1, un tel tarif ne peut pas aujourd'hui être applicable à la basse tension compte tenu du manque de données tant au niveau des utilisateurs que des postes de transformation.

Enfin, pour les niveaux de tension HTB, la CRE envisage de ne rendre accessible cette option qu'aux niveaux de tension HTB1 et HTB2, le niveau de tension HTB3 disposant d'une tarification spécifique adaptée en raison des flux spécifiques observés sur ce niveau de tension (le foisonnement des flux sur ce niveau de tension ne fait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles).

### 5.2.2.2. Le cas spécifique des zones non interconnectées (ZNI)

Dans les ZNI, le fonctionnement des capacités de stockage est encadré par un cahier des charges qui définit les prescriptions techniques auxquelles elles sont soumises. Elles sont pilotées par le gestionnaire de réseau pour participer au programme d'appel et apporter des services nécessaires à la sûreté du système électrique.

Ainsi, à la différence de la métropole continentale, une composante soutirage-injection en ZNI n'aurait pas d'intérêt, car les installations de stockage ne seraient pas en mesure de s'adapter aux signaux tarifaires.

La CRE n'envisage pas d'étendre le tarif soutirage-injection aux ZNI, les capacités de stockage étant déjà pilotées par les gestionnaires de réseaux.

Question 29 : Etes-vous favorable à ce que la composante d'injection soutirage soit envisagée sur les niveaux de tension HTA et HTB ?

Question 30 : Etes-vous favorable aux critères d'éligibilité à la composante spécifique envisagés par la CRE ?

## 5.2.3. Optionnalité de la composante

Cette nouvelle composante tarifaire a pour objectif d'envoyer les bons signaux tarifaires aux installations de stockage seules. Elle représente une forte évolution à la fois pour les utilisateurs et pour les gestionnaires de réseaux. La CRE envisage que pour des questions de visibilité, mais aussi d'intégration par les acteurs de ces nouveaux signaux tarifaires, ce tarif soit, dans un premier temps, une option pour les utilisateurs qui y sont éligibles.

Question 31 : Êtes-vous favorable à ce que cette nouvelle composante tarifaire soit optionnelle ?

## 5.3 Grilles tarifaires par niveau de tension et analyse

### 5.3.1. Grilles tarifaires

Les coefficients à la puissance souscrite présentés dans les grilles suivantes sont identiques à ceux indiqués dans les grilles tarifaires préliminaires de TURPE 7 présentées au paragraphe 3.3. Les coefficients à l'énergie soutirée sont légèrement plus élevés (hors HTB2), car les utilisateurs en injection-soutirage sont plus courts que les consommateurs moyens.

Les grilles des poches de soutirage comportent en période de pointe un coefficient à l'injection négatif pour envoyer une incitation à l'injection, afin de réduire la pointe. A l'inverse, les grilles des poches d'injection comportent en période de pointe un coefficient de soutirage négatif pour envoyer un signal tarifaire contracyclique. De plus, pour les poches d'injection, les grilles présentent un tarif à l'injection positif sur toutes les plages temporelles, et particulièrement important en période de pointe.

#### 5.3.1.1. HTB2

Les grilles injection-soutirage HTB2 sont présentées ci-dessous. La composante d'injection fixée à 0,23 €/MWh en HTB2 par le TURPE 6 est incluse dans la composante d'injection du tarif injection soutirage précisée ci-dessous.

TURPE 7 - Tarifs injection soutirage - niveau 2023					
HTB2 - Poche soutirage					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
CU Sout c€/kWh	1,05	0,95	0,77	0,57	0,45
CU Inj c€/kWh	-0,50	0,02	0,02	0,02	0,02

TURPE 7 - Tarifs injection soutirage - niveau 2023					
HTB2 - Poche injection					
	PTE_I <sup>29</sup>	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
CU Sout c€/kWh	-7,09	0,51	0,48	0,43	0,41
CU Inj c€/kWh	7,64	0,21	0,21	0,21	0,21

#### 5.3.1.2. HTB1

Les grilles injection-soutirage HTB1 sont présentées ci-dessous.

TURPE 7 - Tarifs injection soutirage - niveau 2023					
HTB1 - Poche de soutirage					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52
CU Sout c€/kWh	2,26	1,95	1,46	0,89	0,58
CU Inj c€/kWh	-1,67	0,00	0,00	0,00	0,00

TURPE 7 - Tarifs injection soutirage - niveau 2023

<sup>29</sup> PTE\_I : pointe d'injection

HTB1 - Poche injection					
	PTE_I	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52
CU Sout c€/kWh	- 8,54	1,05	0,84	0,63	0,49
CU Inj c€/kWh	9,18	0,33	0,33	0,33	0,33

### 5.3.1.3. HTA

Les grilles injection-soutirage HTA sont présentées ci-dessous.

TURPE 7 - Tarifs injection soutirage - niveau 2023					
HTA - Poche soutirage					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,53	12,53	12,53	11,44	9,71
CU Sout c€/kWh	4,84	3,73	2,03	0,92	0,62
CU Inj c€/kWh	- 3,97	0,00	0,00	0,00	0,00

TURPE 7 - Tarifs injection soutirage - niveau 2023					
HTA - Poche injection					
	PTE_I	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,53	12,53	12,53	10,99	9,29
CU Sout c€/kWh	- 8,20	2,16	1,20	0,79	0,61
CU Inj c€/kWh	8,81	0,47	0,47	0,47	0,47

Question 32 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires soutirage-injection envisagées ?

## 5.3.2. Evaluation de l'impact des grilles tarifaires

### 5.3.2.1. Méthodologie appliquée pour évaluer l'impact des grilles tarifaires

L'évaluation de l'impact que pourraient avoir les grilles tarifaires envisagées est plus complexe à réaliser que dans le cas des grilles de soutirage « classiques ». En effet, la CRE dispose d'un nombre limité des courbes de charge de stockeurs, et la nouveauté de cette composante ne permet pas d'en apprécier l'effet sur les comportements des utilisateurs.

La CRE a donc mené une analyse d'impact au moyen de courbes de charges théoriques d'utilisateurs qui injectent et qui soutirent. Les comportements de cinq utilisateurs théoriques ont été modélisés :

- *profil 1 « contracyclique »* : un utilisateur injectant et soutirant en bandeau (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur aide systématiquement le réseau, en injectant en cas de pointe de soutirage ou en soutirant en cas de pointe d'injection. Cette modélisation correspond au comportement théorique d'un stockage participant à la réserve primaire (il a été considéré que les variations de fréquence étaient symétriques et non dépendantes des plages temporelles, ce qui explique le profil en bandeau) en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il adopte un comportement contracyclique ;
- *profil 2 « pas de participation en pointe »* : un utilisateur injectant et soutirant en bandeau (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur n'injecte et ne soutire pas. Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il n'agit plus ;

- *profil 3 « réserve primaire » : un utilisateur injectant et soutirant en bandeau en permanence (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %). Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire et qui n'adapterait pas son comportement ;*
- *profil 4 « aggravation de la pointe » : un utilisateur injectant et soutirant en bandeau (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur aggrave systématiquement la pointe locale sur le réseau en injectant en cas de pointe d'injection ou en soutirant en cas de pointe de soutirage. Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il adopte un comportement procyclique ;*
- *profil 5 « arbitrage signal TURPE » : un utilisateur répondant exclusivement au signal tarifaire envoyé par la nouvelle composante spécifique du TURPE injection-soutirage en adoptant un comportement contracty-clique en pointe et en reconstituant ses capacités d'injection ou de soutirage pendant les heures les moins chères. Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage faisant de l'arbitrage sur les marchés, en supposant un alignement sur les plages de pointe du TURPE, et reste donc très théorique.*

Concernant les profils 1 à 4, afin de chiffrer les conséquences de la souscription de la composante injection-soutirage sur la facture TURPE du site, la CRE a comparé, à comportement inchangé, la facture TURPE issue de l'application des grilles tarifaires préliminaires de TURPE 7 à celle qui résulterait d'une souscription de l'option injection-soutirage

La CRE a complété cette analyse par une étude d'impact de la modification de la courbe de charge d'un stockage théorique en réponse au signal tarifaire afin de confirmer le caractère incitatif de la composante injection-soutirage. Il s'agit de s'assurer qu'un utilisateur qui modifie son comportement en réponse au signal tarifaire bénéficie d'une baisse de facture théorique par rapport au tarif de soutirage. Les profils 1 et 5 ayant souscrit un TURPE injection soutirage sont comparés à un profil de référence, le profil 3, s'acquittant du TURPE soutirage.

Question 33 : La méthodologie utilisée par le CRE pour évaluer l'impact des grilles tarifaires vous semble-t-elle pertinente ? Identifiez-vous d'autres cas théoriques à simuler qui pourraient compléter l'évaluation ?

### 5.3.3. Analyse de l'impact des grilles injection - soutirage

#### Poche de soutirage

Le graphique ci-dessous présente les évolutions de facture pour les profils 1 à 4 en conséquence de la souscription d'une composante injection soutirage à comportement inchangé par rapport à la souscription d'une composante soutirage, dans une poche de soutirage.

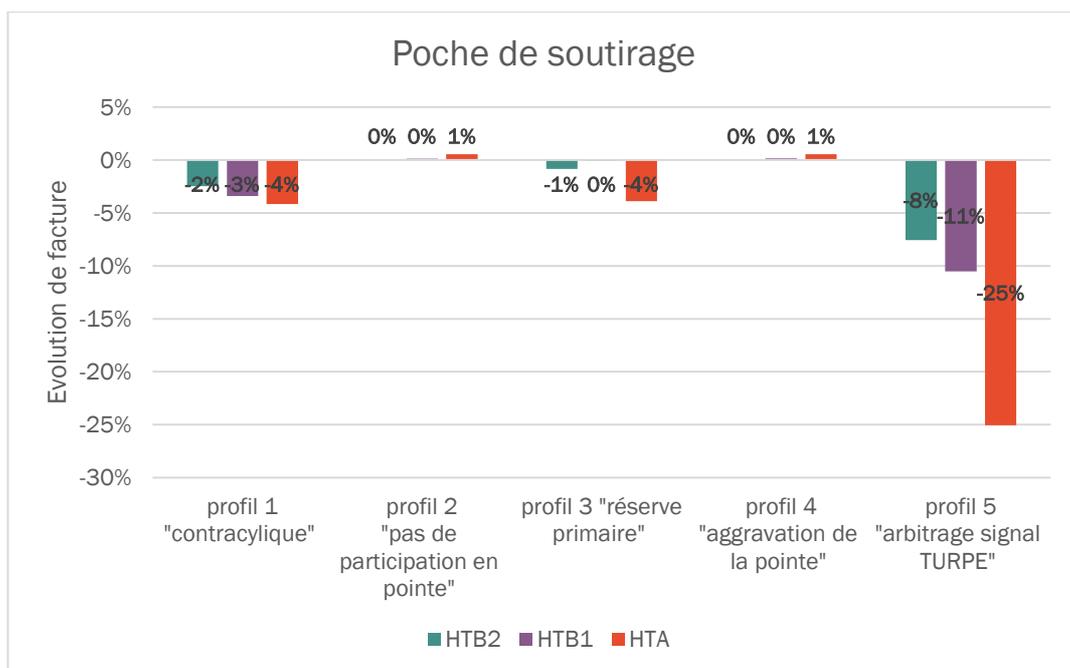
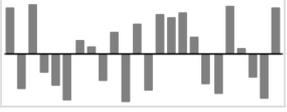
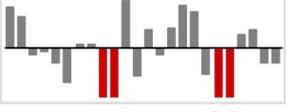
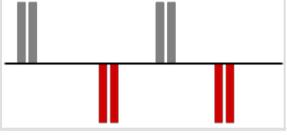


Figure 20 : Evolution de facture par niveau de tension à la suite de la souscription du tarif soutirage-injection par rapport à un tarif de soutirage classique à comportement inchangé



Le tableau ci-dessous présente les évolutions de facture théorique des profils 1, 3 et 5 après souscription d'un tarif injection-soutirage, par rapport au profil 3 s'acquittant d'une composante soutirage (référence), dans une poche de soutirage. Ces modélisations supposent la souscription d'un tarif injection-soutirage pour tous les profils, et pour les profils 1 et 5 d'un changement de comportement en réponse au signal tarifaire. Pour les rendre comparables, les profils 1, 3 et 5 ont un volume total de soutirage et d'injection identique, ce qui n'est pas le cas des autres profils qui ne sont donc pas comparables entre eux.

Poche de soutirage		HTB2	HTB1	HTA
	Profil 3 : participation à la réserve primaire	-0,8%	-0,1%	-3,5%
	Profil 1 : participation à la réserve primaire et comportement contracyclique en pointe	-3,2%	-2,8%	-6,9%
	Profil 5 : arbitrage sur le signal tarifaire envoyé par le TURPE	-9,0%	-12,4%	-28,6%

L'analyse d'impact montre qu'en poche de soutirage, l'opportunité de gain ou de pénalité est plus élevée en HTA par rapport aux autres niveaux de tension. Cela est dû à des coefficients de soutirage plus élevés à ce niveau de tension résultant d'un cascading des coûts. Ainsi, un utilisateur qui adopte un comportement contracyclique en réponse au signal tarifaire réalise des économies de coûts plus importantes et inversement s'il aggrave la pointe.

**Poche d'injection**

Le graphique ci-dessous présente les évolutions de facture pour les profils 1 à 4 en conséquence de la souscription d'une composante injection-soutirage à comportement inchangé, dans une poche d'injection.

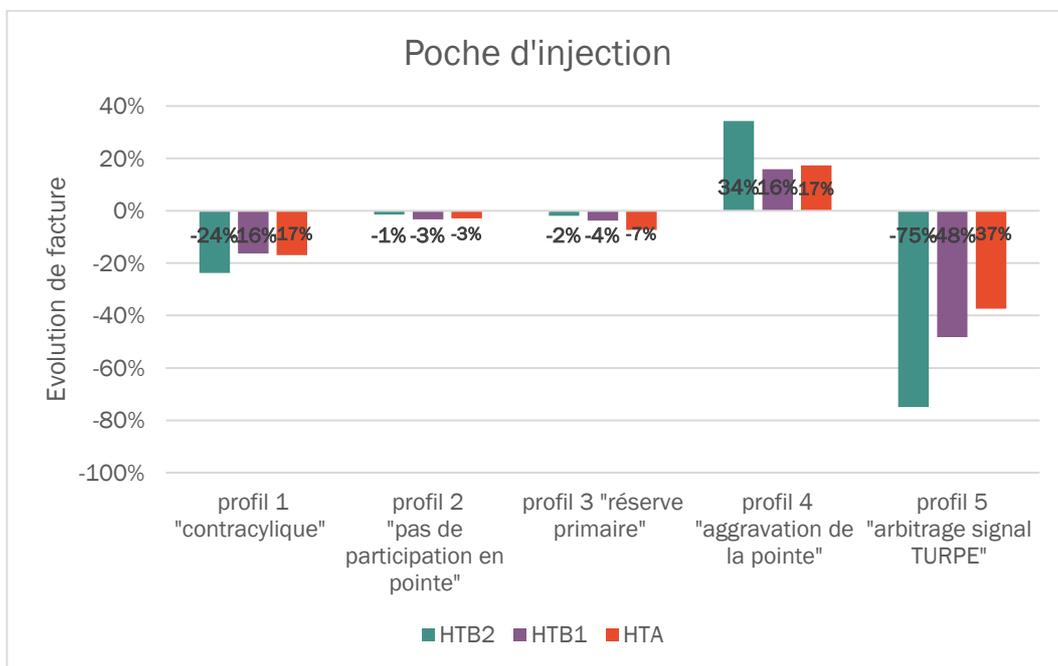
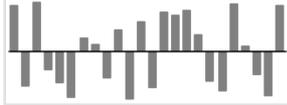
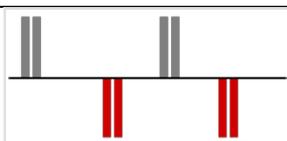


Figure 21 : Evolution de facture par niveau de tension à la suite de la souscription du tarif soutirage injection par rapport à un tarif de soutirage classique à comportement inchangé

Le tableau ci-dessous présente les évolutions de facture théorique des profils 1, 3 et 5 après souscription d'un tarif soutirage-injection, par rapport au profil de référence (profil 3) s'acquittant d'une composante soutirage, dans une poche d'injection. Ces modélisations supposent la souscription d'un tarif injection-soutirage pour tous les profils, et pour les profils 1 et 5 d'un changement de comportement en réponse au signal tarifaire. Pour les rendre comparables, les profils 1,3 et 5 ont un volume total de soutirage et d'injection identique, ce qui n'est pas le cas des autres profils qui ne sont donc pas comparables entre eux.



Poche d'injection		HTB2	HTB1	HTA
	Profil 3 : participation à la réserve primaire	-1,0%	-2,4%	-3,9%
	Profil 1 : participation à la réserve primaire et comportement contracyclique en pointe	-25,1%	-16,4%	-12,4%
	Profil 5 : arbitrage sur le signal tarifaire envoyé par le TURPE	-74,4%	-46,8%	-32,8%

L'analyse d'impact montre qu'en poche d'injection, l'opportunité de gain ou de pénalité est plus élevée en HTB2 par rapport aux autres niveaux de tension. Cela est dû à des coûts d'injection plus élevés à ce niveau de tension. Ainsi, un utilisateur qui adopte un comportement contracyclique en réponse au signal tarifaire réalise des économies de coûts plus importantes et inversement s'il aggrave la pointe.

Question 34 : Pensez-vous que les incitations transmises par ces nouvelles grilles aux installations de stockage sont pertinentes ?

## ANNEXE 1 : RAPPEL DE LA METHODE TURPE 6

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux aux différents utilisateurs, afin que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité de l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux, au bénéfice des consommateurs.

Cette allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension situés en amont (cascade des coûts). Cette allocation est réalisée à partir d'un « découpage » du réseau par poche. Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au poste le plus proche selon la distance électrique<sup>30</sup>. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches au sein de chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre différents niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

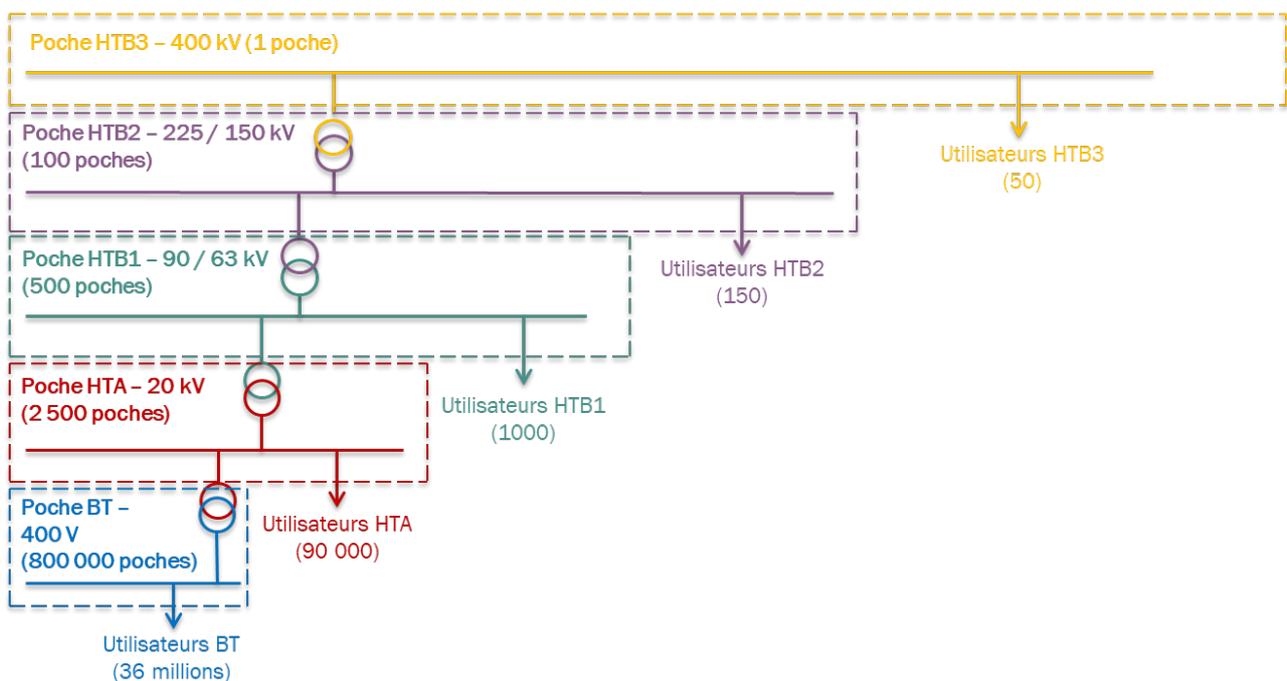


Figure 22 : Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur, périmètre RTE et Enedis).

Pour rappel, la méthode appliquée dans le TURPE 6 est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1 : étude économétrique des coûts d'infrastructure. Cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données (flux réalisés passés et infrastructures de réseau existantes) de chaque poche de réseau, à :
  - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
  - déterminer les variables étant les plus à même d'expliquer ces coûts ;
  - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts.

<sup>30</sup> Les poches regroupent les ouvrages de réseau par leur proximité en termes d'impédance.

- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts retenus par la CRE (nombre d'utilisateurs et puissance dimensionnante<sup>31</sup> transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux (i.e. le coût d'un consommateur supplémentaire à puissance dimensionnante constante, et le coût d'un kW de puissance dimensionnante supplémentaire à nombre de consommateurs constant) en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue. Les différentes options tarifaires sont construites sur un principe de versionnage par durée d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation). Le coût marginal d'un nouveau client vient alimenter la part puissance (exprimée en €/kW), tandis que le coût marginal de la puissance foisonnée est réparti entre la part puissance et la part énergie (en €/kWh).
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe 11 dans la délibération TURPE 6 HTA-BT. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

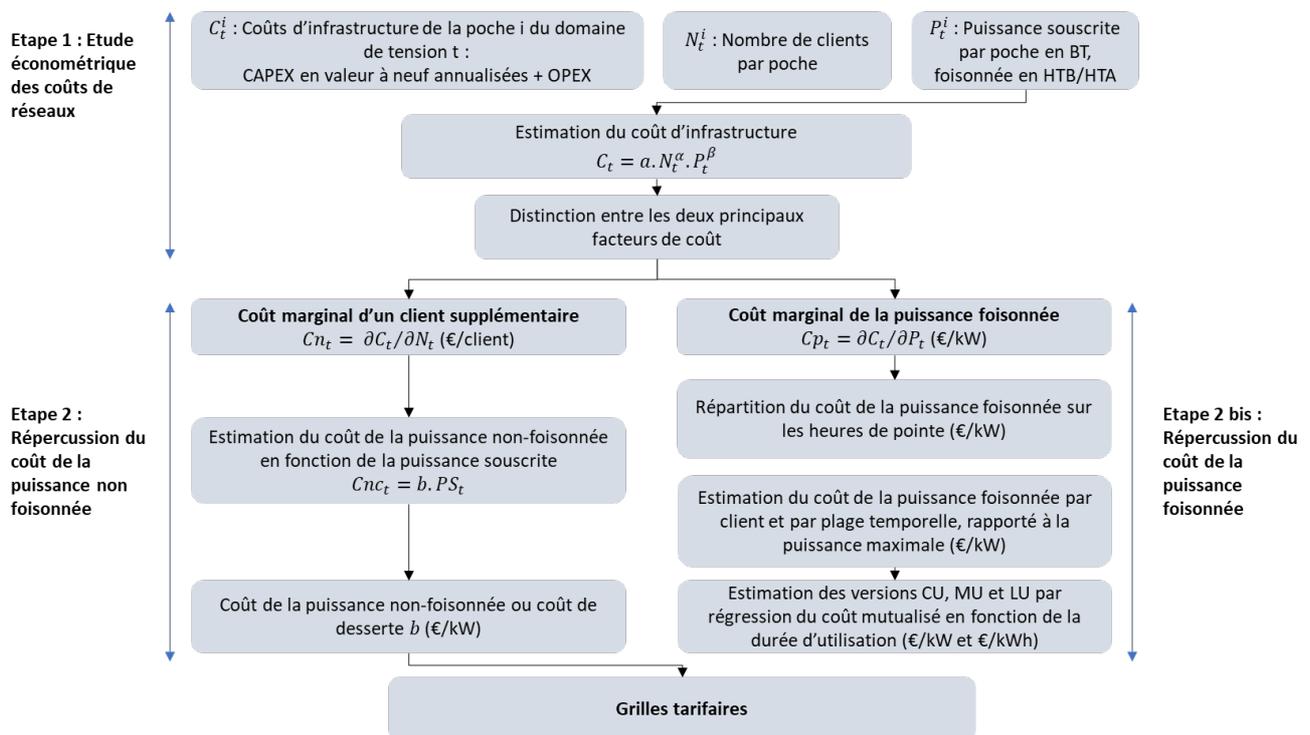


Figure 23 : Etapes de la méthode TURPE 6

<sup>31</sup> Dans le TURPE 6, la puissance dimensionnante correspond à la puissance « foisonnée ». Il s'agit de la puissance souscrite en BT et de la puissance foisonnée en HTA et HTB (voir 2.2.2.2).



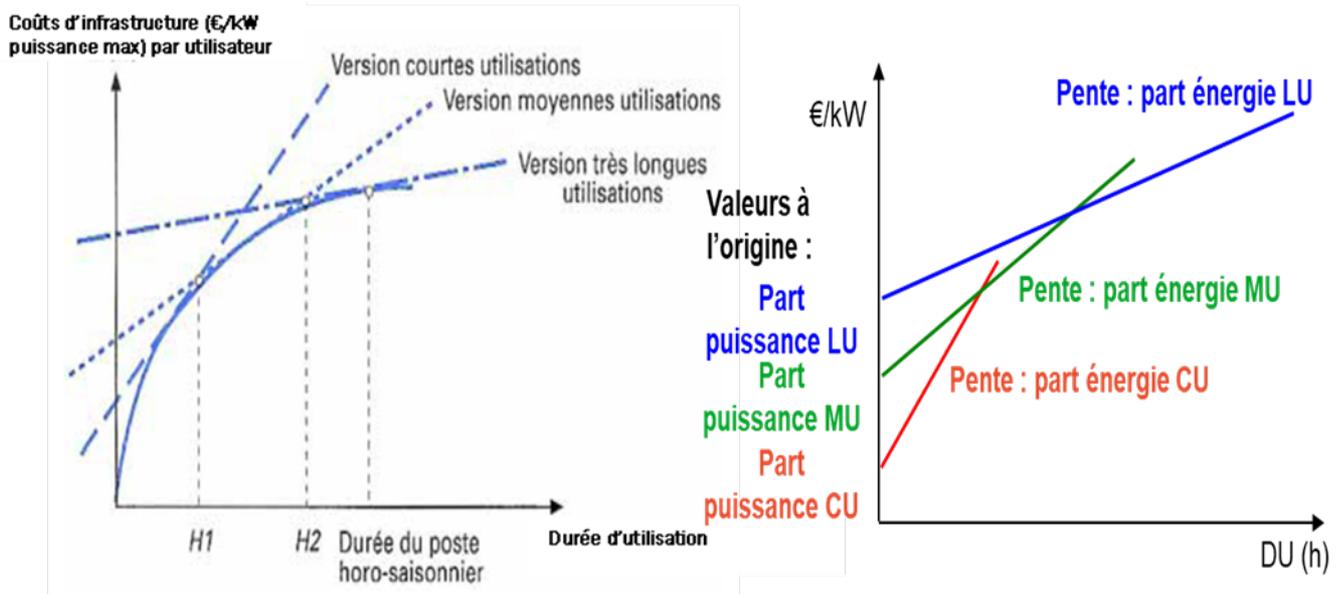


Figure 23 : Principe de versionnage basé sur les coûts à la puissance dimensionnante : approximation des tangentes pour estimer les coefficients tarifaires (source : Principes de tarification de l'électricité en France par Frédérique Decré et Hervé Chefdeville)

- Principe de la cascade des coûts

L'application de ce principe permet de prendre en compte le fait que soutirer de l'énergie sur les niveaux de tension avals induit des flux et donc des coûts sur les niveaux de tension amonts. Le schéma suivant permet d'illustrer la cascade des flux telle qu'elle est appliquée dans le TURPE 6 afin de cascader les coûts :

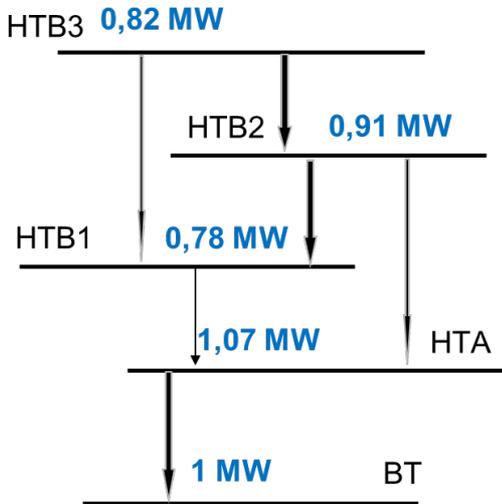


Figure 24 : Illustration de la cascade des flux  
 Par exemple, un soutirage de 1MW d'un consommateur BT engendrera en moyenne un transit de 0,82 MW en HTB3, 0,91 MW en HTB2, 0,78 MW en HTB1 et 1,07MW en HTA.

## ANNEXE 2 : DETAILS DES ADAPTATIONS A LA METHODOLOGIE TARIFAIRE POUR INTEGRER LES POINTES D'INJECTION

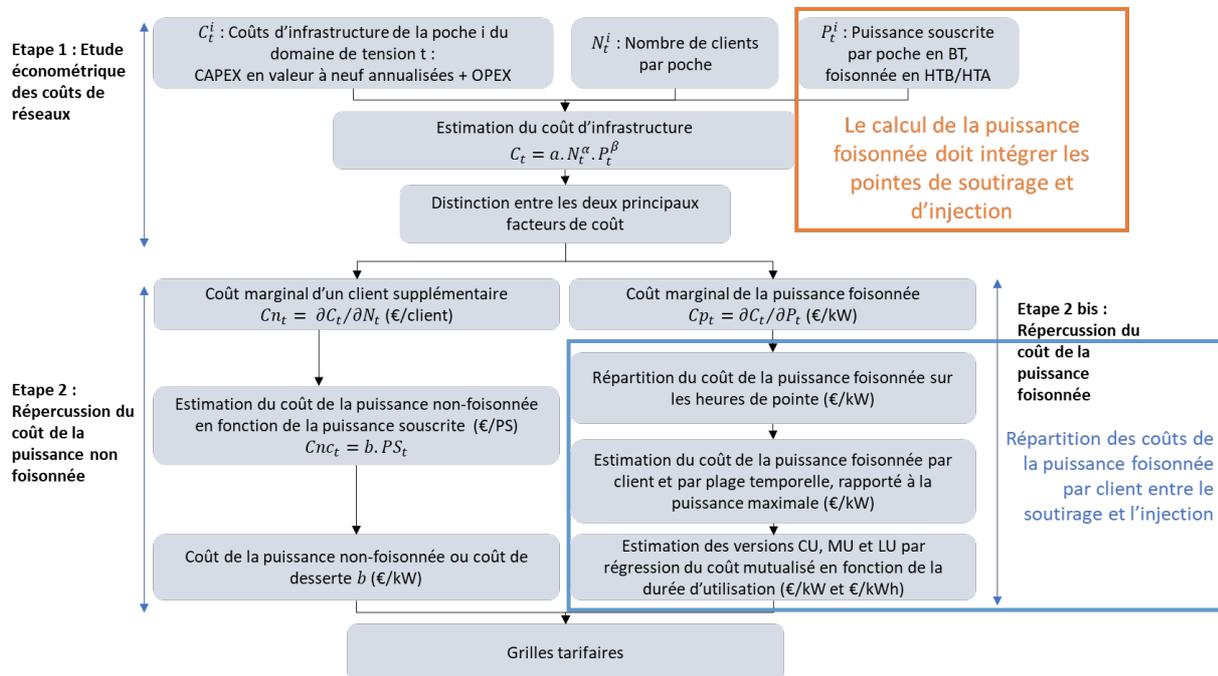


Figure 25 : Propositions de modification de la méthodologie TURPE 6 pour intégrer les pointes d'injection

L'étape 1 vise à paramétrer pour chaque niveau de tension (HTB, HTA et BT), grâce à une étude économétrique des coûts d'infrastructure, une fonction estimant le coût des différentes poches de réseau. Les changements proposés sur cette étape pour TURPE 7 concernent l'une des variables explicatives de la fonction de coût en HTB et en HTA : le calcul de la puissance dimensionnante.

Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »<sup>32</sup> d'une poche utilisée correspondait en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2 500<sup>ème</sup> heure de l'année la plus chargée **en soutirage, sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante** (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation.

La CRE propose donc, pour le TURPE 7, d'adapter le calcul de la puissance dimensionnante pour prendre également en compte les pointes d'injection dans ce calcul. Les différences de doctrine de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection nécessite de recalculer en niveau et en durée des pointes d'injection :

- **recalage en niveau : à puissance égale, les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes pour le réseau que les pointes d'injection.**

Les échanges avec RTE révèlent que le dimensionnement du réseau en injection se fait en considérant des flux correspondant à 125 % de l'Intensité Transitoire 5 minutes (IT5)<sup>33</sup>, alors que le dimensionnement du réseau en soutirage se fait en considérant des flux correspondant à l'Intensité de secours temporaire (IST)<sup>34</sup>. Les deux pointes n'ont donc pas la même conséquence sur le dimensionnement du réseau de transport, et un recalage du niveau des pointes d'injection est donc nécessaire afin de les rendre comparables avec les pointes de soutirage. L'analyse des données d'IT5 et d'IST du réseau de transport montre que le rapport entre 125 % de l'IT5 et l'IST est de 1,7. Ce coefficient est donc utilisé comme dénominateur pour le recalage en niveau des pointes d'injection.

Concernant le réseau de distribution, un recalage similaire est également nécessaire, car le réseau est dimensionné suivant un principe « N-1 » (réseau avec une perte d'ouvrage) en soutirage et en N (réseau complet) pour l'injection. A ce stade, la CRE ne dispose pas des données permettant de préciser un coefficient spécifique au niveau HTA, la CRE envisage d'utiliser le même coefficient en HTA qu'en HTB ;

<sup>32</sup> La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

<sup>33</sup> Intensité Transitoire 5 minutes, seuil d'intensité admissible au plus 5 minutes.

<sup>34</sup> Intensité de Secours Temporaire, intensité maximale admissible sans limite de temps.

- **recalage en durée** : la différence entre le coût de l'énergie non distribuée (END), correspondant à une défaillance en soutirage, et les coûts de l'énergie non évacuée ou non injectée (ENE/ENI), correspondant à une défaillance en injection, fait que le nombre d'heures dimensionnantes considéré en soutirage et en injection n'est pas le même. La CRE envisage de déterminer le nombre d'heures dimensionnantes en injection à considérer sur la base d'une égalisation des coûts de renforcement d'infrastructure permettant de résoudre une situation de défaillance en injection et en soutirage. **L'analyse de la CRE mène à  $N_{h\text{ injection}} \approx 80$  heures.**

On peut en effet écrire :

$$\text{Coût de l'END} \cdot P_{N-1} \cdot N_{h\text{ soutirage}} = \text{Coût de l'ENE} \cdot N_{h\text{ injection}} = \text{coût déclenchement de l'investissement},$$

Avec :

- $\text{Coût de l'END} = 28\,000 \text{ €/MWh}$ ,
- $P_{N-1} = \frac{1}{10\,000}$  (probabilité d'occurrence d'une situation de  $N - 1$  réseau<sup>35</sup>),
- $N_{h\text{ soutirage}} = 2500 \text{ heures}$ ,
- $\text{Coût de l'ENE} = 100 \text{ €/MWh}$

Ainsi, chaque heure de pointe d'injection compterait pour 2500/80 heures, tandis que chaque heure de pointe de soutirage compterait effectivement pour une heure. La puissance dimensionnante retenue n'est alors plus la puissance du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2 500<sup>ème</sup> heure la plus chargée en soutirage, mais la puissance de l'heure pour laquelle la somme des poids des heures classées par puissance décroissante (en incluant les pointes d'injection recalées en niveau) atteint 2 500. Ainsi, si toutes les heures dimensionnantes d'une poche sont des heures d'injection, la puissance dimensionnante de la poche sera la puissance, recalée en niveau, de la 80<sup>ème</sup> heure la plus chargée de l'année.

### 5.3.3.1. Adaptation de l'étape 2 bis : répercussion des coûts à chaque utilisateur

L'étape 2 bis, qui permet la répercussion du coût de la puissance dimensionnante à chaque utilisateur, se voit proposer des modifications de méthode par rapport à la méthode utilisée dans le TURPE 6. L'objectif est de répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection.

Pour cela, la CRE propose :

- pour chaque poche de réseau, de calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement au soutirage, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures de soutirage ;
- d'attribuer ce coût marginal lié au soutirage à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe de soutirage, et non plus sa participation globale à la pointe. Ainsi, un utilisateur injectant pendant l'ensemble des heures de pointe de soutirage de la poche se verrait attribuer un coût marginal à la puissance dimensionnante nul avant le versionnage.

Réciproquement, pour définir une composante d'injection, ou prendre en compte l'injection dans certaines options tarifaires, les mêmes étapes seraient appliquées, mais en considérant l'injection :

- pour chaque poche de réseau, calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement à l'injection, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures d'injection ;
- attribuer ce coût marginal lié à l'injection à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe d'injection.

<sup>35</sup> Probabilité calculée à partir du critère M (la durée moyenne de coupure en HTA) utilisé dans le cadre de la régulation incitative de la qualité d'alimentation.

La méthode utilisée pour la suite du versionnage reste la même que celle utilisée dans le TURPE 6, soit la méthode des tangentes appliquée à la distribution des coûts affectés à chaque utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation. La grille de soutirage est obtenue en ne considérant que le coût marginal à la puissance dimensionnante lié au soutirage.

### 5.3.3.2. Etape 3 : prise en compte des coûts annexes

La troisième étape de calcul de la composante de soutirage consiste à ajouter aux coûts d'infrastructure les coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB3, la CRE propose de maintenir la prise en compte des coûts annexes de la méthode TURPE 6 :

- **Calcul du coût des pertes :**

Le coût des pertes sur le réseau dépendant directement de l'énergie soutirée, une répercussion de ce coût dans la part énergie de la composante de soutirage (en € par MWh donc) semble être la solution naturelle. La répercussion du coût des pertes par niveau de tension et par plage temporelle se fait en multipliant le prix des pertes par un taux de pertes, tenant compte des flux sur les réseaux amonts, sur la base d'une matrice des flux calculée par les gestionnaires de réseaux et qu'il restera à mettre à jour pour TURPE 7.

Le prix des pertes est quant à lui calculé, par plage temporelle, comme la moyenne des prix spot pondérée par le volume des pertes, recalé pour correspondre au coût réel des pertes constaté pour la période, en distinguant transport et distribution.

Les prix ainsi calculés pour la période 2019-2021 (la CRE propose d'exclure l'année 2022 du fait de son caractère exceptionnel) sont :

€/MWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE	Annuel
Prix HTB	63,3	56,3	41,1	43,4	31,6	44,3
Prix HTA-BT	74,6	66,9	48,7	48,3	35,4	51,2

- **Calcul du coût des réserves :**

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence, mécanisme de réserve) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE propose de maintenir la règle définie pour TURPE 6 en attribuant les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau via une inclusion dans la part énergie de la composante de soutirage.

- **Calcul des coûts HTB3**

L'analyse des données du niveau de tension HTB3 menées pour le TURPE 6 ne faisait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport. Dans la méthodologie TURPE 6, la cascade des coûts du domaine HTB3 sur les domaines de tension aval se fait en attribuant les coûts d'infrastructure HTB3 (charges de capital et charges d'exploitation) aux niveaux de tension aval à travers une composante exprimée en € par MWh constante sur les différentes plages temporelles. Pour chaque niveau de tension aval, cette composante est calculée en faisant le ratio entre les coûts d'infrastructure HTB3 totaux et les flux HTB3 induits par les soutirages du niveau de tension aval considéré.

14 décembre 2023

La CRE propose de maintenir la règle définie pour TURPE 6. La cascade des coûts HTB3 a été mise à jour avec les dernières estimations de coûts d'infrastructures transmises par RTE.