

ANNEXE A

Méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA en France métropolitaine continentale.

Table des matières

1. Cadre juridique et réglementaire	3
2. Principes et objectifs de la tarification par empilement	3
2.1. Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des TRVE	3
2.2. Les coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité sont établis selon les profils de consommation	4
2.2.1. Détermination des profils déterministes à température normale et des gradients prévisionnels associés	5
3. Méthodologie de la tarification par empilement	6
3.1. Coût de l'approvisionnement à l'ARENH	6
3.2. Coût du complément d'approvisionnement au marché	7
3.2.1. Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché	7
3.2.2. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché	8
3.2.3. Coût du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH	8
3.2.4. Coûts des écarts au périmètre d'équilibre	9
3.2.5. Frais liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité	10
3.3. Coûts d'acheminement (TURPE)	11
3.4. Coûts de commercialisation	12
3.5. Rémunération normale	13
3.5.1. Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs	14
3.5.2. Risque de consommation « macro-économique »	15
3.5.3. Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille	16
3.5.4. Risques liés à l'approvisionnement en capacité	16

1. Cadre juridique et réglementaire

En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont maintenus, en France métropolitaine continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et une partie des clients professionnels¹.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a pour mission de proposer les TRVE aux ministres de l'énergie et de l'économie.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2. »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE².

Dans la décision n° 413688 du 18 mai 2018, le Conseil d'État considère que, « sans qu'il soit besoin d'examiner les autres objectifs d'intérêt économique général invoqués, [...] l'entrave à la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée peut être regardée comme poursuivant l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix. »

Le Conseil d'État admet ainsi l'existence des TRVE au motif qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix. Il conditionne toutefois dans sa décision le maintien des TRVE à une modification du cadre d'application s'agissant du périmètre des bénéficiaires.

Par ailleurs, dans les décisions n° 424573 et n° 431902 du 6 novembre 2019, le Conseil d'État confirme les choix méthodologiques de la CRE pour la construction des TRVE.

Comme indiqué dans son exposé des motifs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat permet « d'assurer la mise en compatibilité des tarifs réglementés de vente de l'électricité avec la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 ».

Ainsi, l'article 64 de cette loi prévoit qu'à partir du 1^{er} janvier 2020, l'article L. 337-7 du code de l'énergie est rédigé de la manière suivante : « Les tarifs réglementés de vente d'électricité mentionnés à l'article L. 337-1 bénéficient, à leur demande, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères :

« 1° Aux consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;

« 2° Aux consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros. »

L'article 2 de la loi n°2024-330 du 11 avril 2024 sur les TRVE prévoit la suppression de la limite de puissance de 36 kilovoltampères.

2. Principes et objectifs de la tarification par empilement

2.1. Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des TRVE

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés³ ».

¹ Article L. 337-7 du code de l'énergie

² Voir en ce sens l'avis de la CRE du 3 décembre 2015 qui indique que : « en application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, la CRE élaborera désormais ses propositions tarifaires sur la base d'une tarification par empilement en niveau et en structure. »

³ Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

La CRE applique les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs (abonnement et parts variables de chaque poste horosaisonnier) pour chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permet de :

- rendre le TRVE applicable à chaque client concerné contestable par les fournisseurs alternatifs ;
- facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère ;
- maîtriser l'équilibre financier du tarif, en assurant la meilleure couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

Les acteurs de marché se sont majoritairement déclarés favorables au calcul de l'empilement à cette maille tarifaire dans leur réponse à la consultation publique lancée par la CRE le 18 février 2016.

À titre d'exemple, le calcul de la grille tarifaire de l'option du TRVE « Heures Pleines - Heures Creuses » se fait par addition des composantes présentées ci-dessous, pour chaque niveau de puissance souscrite.

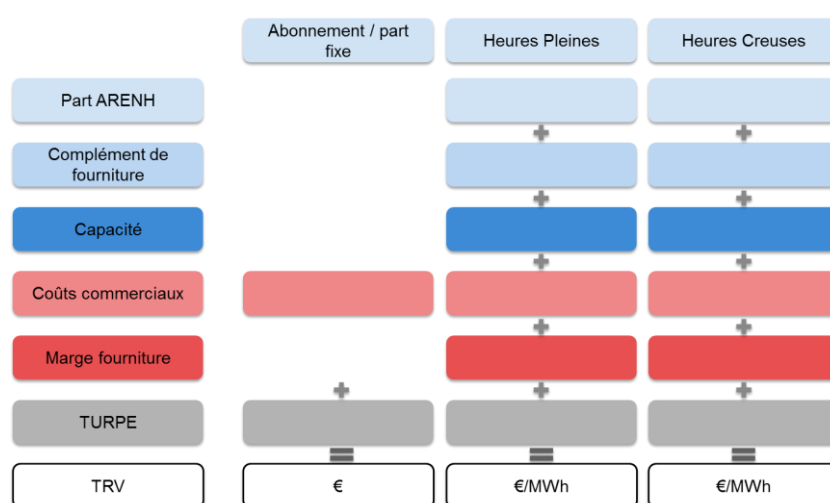


Figure 1 Principe de la construction des TRVE par empilement - Exemple de l'option Heures Pleines-Heures Creuses

Lorsque le prix de marché (prix calendaire Base lissé sur 2 ans et prix de la capacité) est supérieur à l'ARENH, la CRE retient la structure correspondant aux coûts pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché.

A l'inverse, lorsque le prix de marché est inférieur au prix de l'ARENH, la CRE retient une structure correspondant aux coûts pour un fournisseur s'approvisionnant au marché uniquement, recalée sur le niveau de coûts pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché.

La CRE a mené du 10 juillet au 27 septembre 2024 une consultation publique sur le niveau et la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité⁴.

2.2. Les coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité sont établis selon les profils de consommation

La CRE se fonde sur les profils de consommation définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre ». Les évolutions de profils sont décidées au sein du Comité de Gouvernance du Profilage.

À chaque option du TRVE est associé un profil de consommation, selon les correspondances du tableau ci-dessous :

⁴ Consultation publique n° 2024-10 du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

COULEUR TARIFAIRE	OPTION TARIFAIRE	PROFIL CORRESPONDANT
JAUNE (PLUS DE 36 KVA)	Base	ENT 1
VERT (PLUS DE 36 KVA)	Base	ENT 3

Figure 2 Correspondance entre option du tarif réglementé de vente et profil de consommation

Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonnnières du tarif considéré. Par exemple pour le tarif jaune qui comporte 4 postes, il existe un sous-profil ENT1-P1 pour les heures pleines saison haute, un sous-profil ENT1-P4 pour les heures creuses saison basse.

Il existe aujourd'hui deux catégories de profils :

- Profils dits « statiques » appliqués depuis le 1er janvier 2004. La grande majorité de ces profils ont disparu le 4 juillet 2020 ;
- Profils dits « dynamiques » qui seront généralisés en remplacement des profils « statiques ».

Les profils ENT1 et ENT 3 sont des profils statiques.

Qu'ils soient statiques ou dynamiques, les profils sont définis selon quatre coefficients (demi-horaires) permettant d'une part de caractériser les fluctuations moyennes de consommation sur l'année (hebdomadaires, journalières et horaires) et, d'autre part, la sensibilité de la consommation à la température (via l'application de gradients).

Les coefficients des profils statiques sont définis ex ante. A l'inverse, les profils dynamiques sont connus ex post sur le fondement des consommations réalisées évaluées grâce à des panels de consommateurs équipés de compteurs communicants. Les coefficients et gradients de profils dynamiques sont publiés en J+1 par Enedis.

Ces évolutions ont des effets sur la construction des offres de fourniture. Par conséquent, à compter de sa proposition tarifaire du 18 janvier 2021 et conformément à la consultation publique du 7 octobre 2020, la CRE fait évoluer sa méthode de construction des TRVE.

2.2.1. Détermination des profils déterministes à température normale et des gradients prévisionnels associés

Pour chaque sous-profil correspondant à une option du TRVE, ou, plus généralement, pour une courbe de charge quelconque, la construction des profils déterministes repose sur deux étapes.

La première étape consiste à calculer les coefficients d'aléas météorologiques tels que définis dans le chapitre F de la section 2 des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre. Ces coefficients sont calculés par profil de consommation à partir des données historiques de sous-profils dynamiques publiés par Enedis.

La seconde étape consiste à retraiter les sous-profils dynamiques historiques pour les ramener à température normale et estimer ainsi les paramètres de chaque « sous profil déterministe » à température normale.

Le calcul des profils déterministes à température normale est réalisé indépendamment pour chaque sous-profil. Les gradients associés seront quant à eux calculés par profil de consommation.

La détermination des paramètres s'appuie sur trois années de données historiques réalisées ou reconstituées par Enedis sans pondération d'une année à l'autre. Les données historiques utilisées ne sont pas retraitées d'événements particuliers. Plus spécifiquement, la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19 a entraîné des modifications de consommation dont les effets à moyen et long terme sont difficilement mesurables et par suite complexes à prendre en compte dans de potentiels retraitements, dont la pertinence serait très incertaine.

Calcul des gradients de profils et des coefficients d'aléas météorologiques

Les coefficients d'aléas météorologiques sont calculés par profil de consommation. Afin de reconstruire les profils de consommation à partir des sous-profils publiés par Enedis, la CRE utilise des clés

d'agrégation calculée comme le poids de la consommation annuelle de chaque sous-profil dans la consommation totale du profil concerné.

Conformément à la méthodologie proposée dans le chapitre F des règles du mécanisme RE-MA, les coefficients d'aléas météorologiques sont calculés à partir des gradients par delta, corrigés de la saisonnalité par les coefficients de semaine pour obtenir les gradients du profil.

Les gradients « par delta » de chaque profil de consommation sont calculés conformément à la méthodologie utilisée par RTE dans le cadre du mécanisme de capacité. Cette méthodologie est détaillée dans l'annexe E des règles du mécanisme de capacité.

Pour calculer les gradients « par delta », la CRE ne conserve que les jours « représentatifs » c'est-à-dire ceux qui ne sont pas :

- des jours fériés,
- sept jours après un jour férié,
- pendant les vacances de Noël,
- 7 jours après un jour de vacances de Noël.

Par ailleurs, les chroniques de température utilisées sont seuillées à 15°C de manière cohérente avec les règles du mécanisme de capacité et les règles RE-MA.

Calcul des coefficients $C_{h,j,s}$

Une fois les coefficients d'aléas météorologiques calculés, les sous-profils dynamiques des trois années d'historique sont retraités afin d'obtenir des courbes de charge à température normale.

Ces courbes de charge à température normale permettent de calculer les coefficients de semaine C_s pour une semaine s , comme la moyenne de l'ensemble des points de la courbe correspondant à la semaine s considérée.

Les courbes de charge sont ensuite normalisées sur l'ensemble des couples (semaines, années) de manière que leur moyenne soit égale à 1 pour chaque semaine de chaque année d'historique.

Le profil horaire infrahebdomadaire historique pour chaque semaine s , jour de la semaine j et demi-heure h est donné par la moyenne des points de la courbe de charge normalisée correspondant à la semaine s , le jour de la semaine j et la demi-heure h considérés.

Les coefficients de profils $C_{s,j,h}$ sont alors donnés par le produit de ce profil horaire infrahebdomadaire historique par les coefficients C_s calculés précédemment.

Dans les calculs des coefficients de profils $C_{s,j,h}$, la CRE compte les jours de pont comme des samedis et les jours fériés comme des dimanches selon la même méthodologie que dans les règles RE-MA.

3. Méthodologie de la tarification par empiement

3.1. Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

Le droit ARENH théorique attribué à un consommateur final est fondé sur sa consommation prévisionnelle pendant certaines heures de l'année définies par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Dans la construction des TRVE, la consommation prévisionnelle est donnée par les profils de consommation à température normale, c'est-à-dire sans déformation liée aux variations de température.

L'arrêté du 27 juillet 2023 portant modification de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique modifie le coefficient de bouclage pour les demandes d'ARENH effectuées pour les périodes de livraison commençant à compter du 1er janvier 2024 à 0,844 contre 0,964 précédemment.

En régime établi, ces volumes sont approvisionnés sous forme de produits à terme annuels de manière lissée sur 24 mois, en application de la méthodologie en vigueur. La modification du coefficient de bouclage ayant eu lieu après le début de la période de lissage de l'approvisionnement pour l'année 2025, un tel lissage sur 24 mois n'est pas possible pour les volumes supplémentaires à approvisionner.

Conformément à sa délibération du 20 juillet 2023 portant décision sur les modalités de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité, et sa communication du 28 août 2023, la CRE utilise, pour l'approvisionnement des volumes supplémentaires lié à la baisse du coefficient de bouclage dans le calcul des TRVE 2024, les cotations des produits de marché observées à partir du 31 août 2023 inclus jusqu'au 27 décembre 2024. Le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les TRVE.

L'arrêté du 28 avril 2011 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par EDF au titre de l'ARENH fixe le plafond de l'ARENH à 100 TWh. Ainsi, si la somme des demandes des fournisseurs dépasse ce plafond, leurs demandes se voient écrêtées.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi relative à l'énergie et au climat dispose que le coût du complément d'approvisionnement au marché est établi en « tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2 ».

En conséquence, la CRE réplique les effets de cet écrêtement en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes. La méthodologie de détermination du coût de l'approvisionnement des volumes écrêtés est détaillée dans la partie 3.2.3.

Cette interprétation ainsi que la méthodologie retenue par la CRE ont été validées par le Conseil d'État dans sa décision n° 431902 du 6 novembre 2019.

3.2. Coût du complément d'approvisionnement au marché

3.2.1. Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Le complément d'approvisionnement au marché correspond au coût d'approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH (avant écrêtement lié à l'atteinte du plafond ARENH). Le calcul du complément d'approvisionnement au marché lié à l'écrêtement ARENH est traité dans un deuxième temps dans la partie 3.2.3.

Le complément d'approvisionnement au marché est réalisé par des achats ou reventes à chaque heure des volumes associés sur le marché de gros à terme. La délibération n° 2024-77 du 3 mai 2024 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des TRVE sup 36 a fixé les périodes de lissage du complément d'approvisionnement en énergie. Cette décision porte sur la période de lissage des rubans calendaires ainsi que de la « forme de la courbe de charge » pour les années 2025 et 2026.

La valorisation des rubans calendaires d'énergie⁵ est réalisée de manière lissée sur les 24 mois précédant le début de l'année de livraison selon les cotations des produits calendaires Base et Peak. La « forme de la courbe de charge » est ensuite valorisée selon une référence de prix correspondant à la « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC) de manière lissée sur les 12 mois précédant l'année de livraison (cf. encadré ci-dessous).

La « forme de la courbe de charge » correspond au complément d'approvisionnement en énergie net des rubans calendaires. En particulier, la forme de la courbe de charge est de moyenne nulle en volume d'énergie. La valorisation de la forme de la courbe de charge est réalisée sur la deuxième année de lissage via des achats et des reventes selon une référence de prix correspondant à la « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC).

Rappel sur la construction de la Hourly Price Forward Curve (PFC)

La PFC est une vision à date des prix horaires prévisionnels pour une année de livraison à venir. La méthode en vigueur en 2025 prévoit que, pour chacun des N jours de cotation sur l'année précédant l'année de livraison, un N-ième de la courbe de charge (nette de l'ARENH avant écrêtement) est considéré comme couvert aux prix donnés par la PFC évaluée pour le jour de cotation considéré.

La PFC correspond à une courbe de prix horaire établie à partir des prix relevés sur les marchés à terme lorsque les produits sont disponibles (c'est-à-dire cotés) et liquides⁶ sur le jour de cotation considéré, ou, sinon, à partir de la relativité des prix historiques.

⁵ Le « ruban » correspond à un approvisionnement constant toute l'année de livraison correspondant à la puissance moyenne du portefeuille sur chaque heure de l'année nette du droit ARENH.

⁶ Pour rappel, les produits cotés sur EEX sont notamment les 6 prochains mois, les 11 prochains trimestres et les 6 prochaines années mais seuls les trois prochains mois, les quatre prochains trimestres et les deux prochaines années sont suffisamment liquides et la CRE ne tient donc pas compte des autres produits.

Plus précisément, la forme infra-annuelle de la PFC, qui fait référence ici au niveau relatif des trimestres et des mois par rapport au niveau du prix moyen annuel (prix calendaire), est déterminée par la forme des produits trimestriels et mensuels lorsqu'ils sont disponibles et liquides sur le jour de cotation considéré.

A l'inverse, lorsqu'un produit trimestriel ou mensuel n'est pas encore disponible ou assez liquide, le prix relatif de ce produit par rapport au produit calendaire est estimé à partir d'une moyenne pondérée des cotations historiques des 5 dernières années. L'utilisation du rapport entre le prix du produit en question et le prix du produit calendaire pour chaque année d'historique considérée permet de s'affranchir des différences de prix moyen annuel d'une année à l'autre.

La forme inframensuelle horaire de la PFC, c'est-à-dire le niveau relatif des prix des différentes heures de chaque mois, est déterminée à partir des historiques pondérés de prix spot.

3.2.2. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit qu'en addition du coût d'approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d'acquisition des garanties de capacité. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter la totalité de ce coût aux parts variables du tarif (en c€/kWh).

Le calcul de l'obligation de capacité de chaque consommateur est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie et celles des règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie. L'obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation à température extrême⁷ de ces sous-profils lors des heures « PP1 ». Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l'année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Celles-ci étant connues ex post, la puissance de référence pour la construction des TRVE est calculée sur la base d'une répartition statistique ex ante des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue a été présentée dans la consultation publique du 18 février 2016⁸ et tient compte le cas échéant, en déduction de l'obligation de chaque sous-profil, des garanties de capacité intégrées dans le produit ARENH (cf. partie 3.1).

Le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité correspond à la moyenne des enchères de capacité pour livraison en 2025 entre la date de publication de la délibération du 21 novembre 2024 portant orientations sur la méthode de construction des TRVE sup 36 et le 31 décembre 2024. Une seule enchère a eu lieu sur cette période et le prix de la capacité s'est établi à 0 €/MW.

3.2.3. Coût du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écèlement de l'ARENH

Comme évoqué précédemment, l'article L. 337-6 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi relative à l'énergie et au climat dispose que le coût du complément d'approvisionnement au marché est établi en « *tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2* ».

En conséquence, la CRE réplique les effets de cet écèlement éventuel en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écèlement des volumes. S'agissant des volumes écèles, la CRE a fait évoluer la méthode de calcul du coût d'approvisionnement des volumes d'ARENH écèles dans sa délibération n°2022-236. L'approvisionnement des volumes écèles à la suite de l'atteinte du plafond ARENH est lissé sur 3 mois, du 1er octobre de l'année N-1 au 23 décembre de l'année N-1 inclus pour l'année de livraison, afin d'améliorer la stabilité des TRVE et de limiter la dépendance du coût de l'écèlement ARENH à la volatilité des cotations du mois de décembre.

Dans ces conditions, l'approvisionnement débutant en amont du guichet ARENH pour l'année N, la CRE publie avant le 15 septembre de l'année N-1 un taux d'attribution prévisionnel estimé par extrapolation du taux d'attribution du guichet de l'année N-1 et des parts de marché des fournisseurs alternatifs.

⁷ Définie dans les règles du mécanisme de capacité

⁸ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_h présentés dans la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision concernant la prise en compte de la valeur des garanties de capacité dans le complément de prix ARENH en application du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 (Annexe 1).

L'approvisionnement des volumes est ensuite ajusté une fois le taux d'attribution réalisé connu à l'issue du guichet.

Pour l'approvisionnement en énergie liée à l'atteinte du plafond ARENH, la formule retenue est la suivante :

$$\begin{aligned} \text{Coût écrêtement (en €/MWh)} \\ &= \text{Droit}_{\text{ARENH}} \\ &\times \left[(1 - \text{taux}_{\text{attribution prévisionnel}}) \times \frac{\sum_{j \in \{\text{période de lissage prévisionnelle}\}} P_{\text{CAL}}(j)}{N_{\text{jours cotés période lissage prévisionnel}}} \right. \\ &\quad \left. + (\text{taux}_{\text{attribution prévisionnel}} - \text{taux}_{\text{attribution réalisé}}) \times \frac{\sum_{j \in \{\text{période de lissage de décembre}\}} P_{\text{CAL}}(j)}{N_{\text{jours cotés décembre}}} \right] \end{aligned}$$

Pour l'approvisionnement en garanties de capacité liée à l'atteinte du plafond ARENH, la formule retenue est la suivante :

- $\frac{\text{Droit}_{\text{ARENH}}}{8760} \times (1 - \text{taux d'attribution pour lissage prévisionnel}_{2025})$: Valorisé au prix des enchères de garanties de capacité réalisées sur la *période de lissage prévisionnelle* selon une moyenne arithmétique ;
- $\frac{\text{Droit}_{\text{ARENH}}}{8760} \times (\text{taux d'attribution pour lissage prévisionnel}_{2025} - \text{taux}_{\text{attribution réalisé}})$: Valorisé au prix des enchères réalisées entre le guichet de fin d'année et la date de début de la période de livraison selon une moyenne arithmétique.

Pour l'année 2025, l'approvisionnement des volumes écrêtés à la suite de l'atteinte du plafond ARENH a été lissé sur 3 mois, du 1er octobre 2024 au 23 décembre 2024 inclus. La CRE a retenu un taux d'attribution prévisionnel de 74,68 % (publié le 25 septembre 2024) et a ensuite tenu compte du taux d'attribution réalisé de 74,12%.

3.2.4. Coûts des écarts au périmètre d'équilibre

Les fournisseurs sont redevables des coûts associés aux écarts de leur portefeuille de clients et sont ainsi incités à prévoir au mieux la consommation de leurs clients. Les écarts de consommation résiduels sur le périmètre d'équilibre des fournisseurs entraînent des coûts qui doivent être couverts dans les TRVE.

Pour rappel, lors de la proposition tarifaire de 2016, la CRE avait évalué à 0,3 €/MWh le coût des écarts d'un fournisseur efficace. Le niveau de cette brique avait été maintenu inchangé par la suite.

Dans sa délibération °2023-03, la CRE fait évoluer la prise en compte de ces coûts dans les TRVE, en indexant la référence de coût de 0,3 €/MWh sur une estimation des prix spot portant sur l'année de livraison considérée.

Pour le calcul du coût des écarts pour l'année de livraison N, le coût des écarts au périmètre d'équilibre était estimé comme suit :

$$\text{Coûts écarts } N = 0,3 \text{ €/MWh} \times \frac{\text{Référence de prix pour l'année } N}{\text{Moyenne de la référence de prix entre 2018 et 2020}}$$

La CRE retient comme prix de référence, la moyenne des cotations des produits Calendaire Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1er décembre et le 31 décembre inclus.

Dans cette méthode, la CRE retenait comme prix de référence la moyenne des cotations des produits calendaires Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1^{er} décembre et le 31 décembre inclus. Cette méthode permettait de conserver la référence au niveau de coût atteignable par un fournisseur efficace de 0,30 €/MWh et d'indexer ce niveau à l'évolution des prix de gros. Lors de chaque exercice tarifaire, la CRE vérifiait que le niveau du coût des écarts appliqué permettait de couvrir les frais d'un fournisseur efficace.

À la suite d'une consultation publique menée en 2024 afin d'améliorer la transparence de l'évaluation du coût des écarts et répliquer les pratiques commerciales des agrégateurs, la CRE a fait évoluer dans

sa délibération n°2025-10 du 15 janvier 2025 la définition du coût des écarts pour la baser sur une référence explicite au prix de référence pour l'année N :

$$\text{Coûts des écarts } N = 1 \% \times \text{Référence de prix pour l'année } N$$

L'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique est entrée en vigueur le 21 novembre 2023. Dans ce nouveau fonctionnement, les entités de réserve ne sont plus activées au prorata du besoin de RTE et rémunérées au prix spot, mais mises en concurrence selon le prix de leurs offres en énergie pour chaque pas 15 minutes. En 2024, la CRE a observé que le ratio prix de règlement des écarts/Spot a augmenté par rapport à l'année précédente. Dans sa délibération du 15 janvier 2025, la CRE a donc considéré qu'il était cohérent de revoir le coût des écarts à la hausse de retenir pour le calcul du coût des écarts un niveau de 1 % du prix moyen du calendrier base sur le mois de décembre.

3.2.5. Frais liés à l’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

3.2.5.1. Frais d'accès au marché de l'énergie et de la capacité

L'approvisionnement au marché en énergie et en garanties de capacité intègre des frais spécifiques pris en compte dans les TRVE. La CRE a fait évoluer ces frais dans sa délibération n°2023-03. Ils sont listés dans les tableaux ci-dessous :

Frais d'accès aux produits à terme	Futures total trading and clearing fees	0,0375 €/MWh échangé*
	Futures delivery fees	0,01 €/MWh livré
Frais d'accès au marché Spot	Day-ahead total trading and clearing fees	0,085 €/MWh échangé
Frais d'accès au marché de capacité	Day-ahead trading and clearing fees	4,0 €/Garantie échangée

Figure 3 Frais d'accès au marché EEX⁹

*Conformément à sa délibération n°2023-03, les frais ont été augmentés afin de tenir compte des achats/reventes réalisés sur le marché par les fournisseurs.

3.2.5.2. Autres éléments de coûts intégrés à la part approvisionnement du TRVE

Conformément à la délibération n°2024-05, l'espérance des coûts liés aux risques quantifiables (risques de thermosensibilité, consommation, capacité et portefeuille) est intégrée à la part approvisionnement du TRVE.

Les éléments de coûts suivants sont également pris en compte dans les TRVE :

Garanties liées aux approvisionnements au marché et à l'ARENH	L'immobilisation de capital associée à ces garanties est considérée comme étant prise en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5
Frais de soutirage RTE	0 €/MWh ¹⁰
Contribution sociale de solidarité des sociétés pour 2023	0,33 €/MWh ¹¹

Figure 4 Autres éléments de coûts pris en compte dans les TRVE

⁹ Ces frais sont détaillés dans la « price list » publiée par EEX.
¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant approbation de la révision du « coefficient c », proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre
¹¹ Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale

La CRE prend également en compte les effets des appels d'offres sur le prix de la capacité consécutifs aux appels d'offres lancés par le ministère de la transition écologique et solidaire le 12 juin 2019 portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2028.

3.3. Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en vigueur.

Le mouvement du TURPE 6 en niveau étant réalisé exceptionnellement au 1er février pour le mouvement tarifaire de 2025, le calcul de TURPE optimisé intégré dans la délibération n° 2025-10 n'est donc pas strictement représentatif des coûts d'acheminement sur la période 1er février 2025 – 1er août 2026.

Cependant, au vu des incertitudes sur les évolutions de consommation sur la période, la CRE estime que ce décalage minime de recettes lié aux effets de saisonnalité sur les coûts d'acheminements pourra faire l'objet d'un rattrapage lors du prochain mouvement tarifaire.

Les coûts d'acheminement intégrés dans les TRVE couvrent exclusivement les composantes du TURPE suivantes :

- composante annuelle de gestion ;
- composante annuelle de soutirage ;
- composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (TRVE BT sup 36 et haute tension sup 36) ;
- composante annuelle de l'énergie réactive pour la partie soutirage (TRVE haute tension sup 36 uniquement) ;

Les autres composantes du TURPE ne sont pas couvertes par les TRVE et sont facturées en sus le cas échéant.

La méthodologie de calcul des dépassements de puissance souscrite dans les barèmes des TRVE est précisée en annexe B.

Cas des autoconsommateurs

Depuis le 1^{er} août 2019, les barèmes de prix du TURPE applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective comportent :

- d'une part, la composante de gestion spécifique appliquée aux autoconsommateurs ;
- d'autre part, la composante de soutirage pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, qui présente de nouvelles options/versiones spécifiques - mais non obligatoires.

Les consommateurs bénéficiant des TRVE en application des dispositions des articles L. 337-7 et L. 337-8 du code de l'énergie et participant à une opération d'autoconsommation peuvent souscrire aux mêmes options du TRVE que l'ensemble des consommateurs.

S'agissant des autoconsommateurs individuels, le TRVE intègre une composante de gestion spécifique.

Par ailleurs, les TRVE en vigueur intègrent deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Les autoconsommateurs peuvent ainsi choisir entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction collective »¹² :

¹² Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Remarque sur l'autoconsommation collective étendue

L'article L.315-2 du code de l'énergie¹³ distingue (i) l'opération d'autoconsommation collective (producteurs et consommateurs situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels) et (ii) l'opération d'autoconsommation collective étendue (producteurs et consommateurs situés sur le réseau basse tension et respectant les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté).

L'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue prévoit en son article 1er que :

« Pour l'application de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation collective est qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et qui respectent les critères suivants :

1° Ils sont raccordés au réseau basse tension d'un unique gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité et la distance séparant les deux participants les plus éloignés n'excède pas deux kilomètres. La distance entre les sites participant à l'opération d'autoconsommation collective étendue s'apprécie à partir :

- du point de livraison pour les sites de consommation ;*
- du point d'injection pour les sites de production.*

2° La puissance cumulée des installations de production est inférieure à :

- 3 MW sur le territoire métropolitain continental ;*
- 0,5 MW dans les zones non interconnectées.*

Pour l'énergie solaire, la puissance considérée est la puissance crête. »

Il résulte de cet arrêté que des consommateurs et des producteurs peuvent participer à une même opération d'autoconsommation collective alors même qu'ils ne sont pas situés derrière le même poste de transformation HTA/BT.

Dans la délibération n° 2018-115 du 7 juin 2018 et les délibérations prises par la suite, la CRE a retenu le périmètre d'application suivant pour l'application des options à destination des consommateurs participant à une opération de consommation collective : *« (...) l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT). »*

En d'autres termes, les options spécifiques à destination des utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, introduites par la délibération du 7 juin 2018, ne peuvent s'appliquer qu'aux opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants se situe à l'aval d'un même poste HTA/BT.

En conséquence, en cohérence avec les dispositions du TURPE, la version B du TRVE n'est accessible qu'aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective pour laquelle l'ensemble des participants sont en aval d'un même poste HTA/BT.

3.4. Coûts de commercialisation

L'article R. 337-19 du code de l'énergie dispose que les « coûts de commercialisation » prévus par l'article L. 337-6 du code de l'énergie correspondent *« aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité »*.

Dans ses précédentes délibérations, la CRE a estimé que la notion de *« fournisseur au moins aussi efficace »* s'interprétait à la lumière de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant.

¹³ Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

Cette interprétation a été confirmée par le Conseil d'État dans ses décisions du 18 mai 2018, du 3 octobre 2018 ainsi que du 6 novembre 2019 où il indique que « *cette disposition doit être interprétée comme imposant de fixer la composante des tarifs correspondant aux coûts de commercialisation par référence aux coûts de la société EDF* ».

En conséquence, la CRE maintient une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

En réponse à la consultation publique du 10 juillet, certains fournisseurs alternatifs ont suggéré d'utiliser une référence établie par EDF représentative du segment de clientèle sup 36.

Dans sa délibération du 21 novembre 2024 portant orientations sur la méthode de construction des TRVE sup 36, la CRE a décidé de s'appuyer sur une référence fournie par EDF représentative de ce segment de clientèle. Comme pour les tarifs dits « Bleu », la CRE affecte la moitié de ces coûts à la part fixe (exprimée en €/kVA ou en €/KW) et l'autre à la part variable.

EDF a mis à jour les coûts commerciaux prévisionnels hors CEE de l'année 2025 représentatifs de ce segment de clientèle, transmis initialement pour la délibération du 16 janvier 2025, et qui prennent en compte les développements SI nécessaires à la proposition de ces tarifs. Ces coûts s'élèvent à 10,23 €/MWh.

La CRE prend la même hypothèse de coûts des CEE que pour les TRVE Bleus non résidentiels en €/MWh, soit 4,12 €/MWh.

La CRE prend également en compte la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Conformément à la délibération de la CRE du 15 janvier 2025 portant décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT au 1er février 2025, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 89,27 € par an et par client raccordé en BT > 36 kVA et 178,54 € par an et par client raccordé en HTA.

Les coûts commerciaux à intégrer dans les tarifs sont explicités ci-dessous :

Tarifs	Coûts commerciaux à intégrer dans les tarifs	
	€/kVA	€/MWh
Jaunes CU	15,07	13,26
Jaunes LU	14,56	13,26
Verts CU	6,80	12,17
Verts LU	5,43	12,17

Les écarts avec les coûts commerciaux qui seront effectivement constatés pour ce segment de clientèle ont vocation à être rattrapés par la suite.

3.5. Rémunération normale

La CRE a fait évoluer la méthode de calcul de la rémunération normale dans la délibération n° 2023-03. La méthode décrite ci-dessous tient compte de ces évolutions.

La méthode de construction des TRVE retenue par la CRE et issue du cadre légal et réglementaire, consiste à couvrir les coûts d'un fournisseur s'approvisionnant, hors part ARENH, sur les marchés de gros pour la consommation de son portefeuille de clients. En particulier, dans le code de l'énergie, il n'est plus fait directement référence aux coûts comptables du producteur EDF pour la construction des TRVE. Dans ce cadre, la rémunération normale n'a pas vocation à couvrir les risques supportés par les opérateurs historiques.

S'agissant du niveau de la rémunération normale, la CRE avait réalisé une analyse des marges commerciales des fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années dans le cadre de sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016.

Dans sa délibération du 12 janvier 2023, la CRE avait fait évoluer la construction de la composante de rémunération normale en intégrant la valorisation de l'espérance des risques quantifiés est intégrée aux coûts d'approvisionnements du TRVE, et en fixant le niveau de la brique de l'empilement relative à la

rémunération normale est fixé à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages. Le niveau de la rémunération normale a été fixé initialement à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs européens réalisé en 2016.

À la suite de la mise à jour de ce benchmark et d'entretiens menés par la CRE avec les acteurs de marché, la CRE a estimé dans sa délibération du 15 janvier 2025 qu'un niveau de marge de 2,5 % des TRVE hors taxes et hors rattrapage apparaissait adapté au nouvel environnement de marché caractérisé par une augmentation de la volatilité des prix de marché et de la fin du dispositif ARENH en 2026. Conformément à la délibération de la CRE du 15 janvier 2025, le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale est donc fixé à 2,5 %. Par ailleurs, la valorisation de l'espérance des risques quantifiés est intégrée aux coûts d'approvisionnements du TRVE.

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat¹⁴, la rémunération normale n'a pas vocation à couvrir les risques endurés par un fournisseur proposant un autre type d'offre que le TRVE (par exemple une offre à prix fixe) ou ne répliquant pas la méthode de construction (notamment le lissage de l'approvisionnement sur deux ans).

S'agissant de la structure de la rémunération normale, la rémunération normale est répartie entre les différentes options du TRVE en cohérence avec le coût des risques relatifs à l'activité de fourniture d'électricité des consommateurs associés.

Le niveau de risques est variable entre les différentes catégories de consommateurs, et plus précisément pour chaque sous-profil de consommation¹⁵. En conséquence, la méthode de construction tarifaire affecte à chaque sous-profil une part de la rémunération normale à proportion des risques supportés pour l'approvisionnement de ce sous-profil, selon un critère de gestion des risques quantifiables fondé sur l'analyse des *values-at-risk*, c'est-à-dire la détermination du coût de couverture des risques de fourniture.

Plus précisément, pour calculer les clés de répartition de la rémunération normale, la CRE évalue les surcoûts (ou les recettes) liés aux risques quantifiables avec une approche probabiliste (scénarios de température, de prix de gros...) et retient une clé correspondant au quantile 95%.

Les risques quantifiés sont (i) le risque de consommation lié à la thermosensibilité des consommateurs ; (ii) le risque de consommation hors thermosensibilité (aléas macroéconomiques, aléas liés aux profils dynamiques, etc.) ; (iii) le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille et (iv) le risque lié à l'approvisionnement en capacité. Le foisonnement de ces risques n'est pas pris en compte, ce qui a un effet majorant.

La différence, si elle est positive, entre le niveau de la rémunération normale et la somme des quantiles de risques liés à l'approvisionnement est attribuée aux risques non quantifiables et est reportée sur l'ensemble des options tarifaires de manière uniforme en €/MWh afin d'obtenir le niveau de rémunération normale recherché. Les risques non quantifiables sont les autres risques, liés notamment à l'évolution du contexte réglementaire. Dans le cas contraire, la composante de rémunération intégrée à chaque sous-profil de consommation comme la somme des quantiles à 95 % des risques quantifiables est recalée par homothétie pour reboucler sur le niveau de rémunération recherché.

3.5.1. Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs

La thermosensibilité, modélisée sous la forme d'un gradient spécifique à chaque profil de consommation, fait courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché de gros de court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle proche du temps réel pour satisfaire la consommation effective. Les gradients utilisés pour calculer la sensibilité des sous-profils aux variations de profils sont les gradients de profils, tels que définis dans les règles RE-MA (2.2.1).

¹⁴ Décision n°424572 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

¹⁵ Pour rappel, la CRE se fonde sur les profils de consommation définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre » pour évaluer les coûts d'approvisionnement de chaque option tarifaire. Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonnnières de l'option tarifaire considérée.

Les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici l'hypothèse que la température heure par heure au cours d'une journée donnée est estimée la veille, de façon que les volumes d'énergie correspondants sont valorisés en J-1.

3.5.2. Risque de consommation « macro-économique »

D'autres éléments peuvent induire des écarts de consommation par rapport aux prévisions d'un fournisseur, notamment dus à des paramètres exogènes résiduels tels que la modification du contexte économique, l'évolution liée aux usages, *etc.*

La CRE modélise cet aléa de consommation à partir de l'historique des écarts mensuels entre les prévisions de consommation de RTE et les consommations réalisées à température normale. Les écarts par rapport à l'approvisionnement déterministe sont ensuite valorisés au prix spot¹⁶.

¹⁶ Dans le cas d'un approvisionnement lissé sur 2 ans, cette approche est plutôt majorante. En effet, la consommation prévisionnelle à température normale, calculée 2 ans en amont, n'est pas révisée lors du processus d'approvisionnement lissé retenu par la CRE, ce qui permettrait pourtant de couvrir les écarts éventuels sur les marchés à terme de façon également lissée, réduisant ainsi l'exposition à l'aléa prix spot.

Avec le profilage dynamique, la forme de la consommation, même à la maille inframensuelle, n'est pas connue en amont de la livraison. Cette incertitude quant au profil à approvisionner génère des surcoûts pour le fournisseur, qui doivent, dès lors, réaliser des prévisions de consommation d'une journée à l'autre. Ce risque de consommation hors thermosensibilité est pris en compte en générant des scénarios d'écarts entre le profil dynamique réalisé à température normale et le profil déterministe à température normale estimé (2.2.1). La CRE propose d'évaluer ces surcoûts à partir d'une valorisation au prix spot.

Les modèles utilisés pour estimer ces risques sont détaillés dans la consultation publique n°2020-016 du 7 octobre 2020.

3.5.3. Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille

Selon la méthodologie définie par la CRE, le coût retenu pour le complément d'achat sur les marchés qui est inclus dans les TRVE correspond à la moyenne arithmétique des prix des 24 mois précédant l'année de livraison, le portefeuille étant considéré comme étant parfaitement connu a priori. En réalité, le fournisseur ne peut réaliser qu'une prévision de son portefeuille, 24 mois avant l'année de livraison. Cette prévision est affinée ensuite tout au long de la période d'approvisionnement. Le coût d'approvisionnement réel du fournisseur ne peut donc être une simple moyenne arithmétique mais reflète l'adaptation de ses achats au fur et à mesure de ses reprévisions. C'est sur le fondement de ces écarts de coûts par rapport à la moyenne arithmétique qu'est déterminé le niveau de couverture du risque selon la politique de couverture prudentielle où 95% des scénarios sont couverts.

Par ailleurs, le fournisseur est soumis à un risque durant la période de livraison, le portefeuille du fournisseur continuant à évoluer durant cette période. Le fournisseur doit dès lors acheter ou revendre de l'énergie sur les marchés de gros.

Pour ce faire, la CRE a estimé à partir des données à sa disposition dans le cadre de la surveillance des marchés de détail de l'électricité que, hors fournisseur nouvel entrant, le portefeuille évolue autour de sa tendance moyenne avec un écart type de 3%/an. Par ailleurs, la CRE estime que les prix de marché *forward* pour une année de livraison donnée évoluent avec une volatilité de 20 %/an.

Ce risque est réputé égal pour tous les sous-profils.

3.5.4. Risques liés à l'approvisionnement en capacité

Depuis le 1er janvier 2017, les fournisseurs doivent s'approvisionner en garanties de capacité pour les clients de leur portefeuille. Dans la méthodologie de construction de la part capacité des TRVE, la CRE retient un approvisionnement lissé sur l'ensemble des enchères pendant les deux ans précédant la livraison.

Les fournisseurs portent alors avant la livraison un risque lié aux erreurs de prévision de leur portefeuille, semblable à celui porté pour l'énergie et détaillé dans le paragraphe précédent. Ce risque est dû à la différence entre le coût d'un approvisionnement en capacité au Prm^{17} inclus dans les TRVE et le coût d'approvisionnement du fournisseur qui est la moyenne des prix révélés par les enchères pondérées de ses reprévisions successives de portefeuille.

Par ailleurs, pendant la période de livraison, l'obligation effective du fournisseur dépend des éléments suivants, qui augmentent le risque porté par le fournisseur au titre de son approvisionnement en capacité :

- Evolution mensuelle du portefeuille ;
- Choix du gradient CGP et des jours PP1 ;
- Aléa de consommation « macroéconomique ».

Enfin, après les dernières enchères d'équilibrage, dans le cas où le fournisseur n'a pas pu couvrir exactement son approvisionnement en capacité, il doit acheter le complément de garanties de capacité au prix majoré de $(1 + k)prm$ ou revendre le surplus au prix minoré $(1 - k)prm$ où k est le coefficient de règlement des écarts fixé à 0,2 par RTE.

¹⁷ Prix de référence du marché de capacité qui correspond à la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères

La capacité est facturée intégralement sur la part variable des TRVE en €/MWh. Le fournisseur peut ainsi avoir moins de recettes que prévu dans le cas d'une année où la consommation est inférieure à la moyenne. Ses recettes ne couvrent alors pas les coûts qu'il a engagés pour acheter les certificats de capacité.

Ce risque est différencié d'un sous-profil à l'autre et influe dès lors sur la structure des TRVE.