

DELIBERATION N° 2023-03

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Anthony CELLIER, commissaires.

La méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) a été établie par la CRE en 2016 après consultation publique. Depuis, la CRE y a apporté plusieurs modifications, également après consultation publique.

Cette méthode a permis de répondre aux objectifs fixés par la loi, notamment celui de refléter les coûts de fourniture d'électricité d'un fournisseur efficace. Le Conseil d'Etat a confirmé la validité de la méthode utilisée par la CRE dans ses propositions tarifaires¹.

Le Conseil d'Etat a également reconnu que les TRVE pouvaient être regardés comme poursuivant l'objectif général d'intérêt économique général de stabilité des prix². La stabilité des TRVE constitue le principal vecteur de protection des consommateurs face à la volatilité des prix de gros.

Toutefois, le contexte de prix de gros très élevés pour 2023, et particulièrement pour le premier trimestre, rend nécessaire de faire évoluer cette méthode afin de continuer à refléter les coûts de fourniture.

En outre, à niveau de TRVE donné, la structure des TRVE doit également évoluer pour inciter davantage les consommateurs à moduler leur consommation en fonction des besoins du système électrique et contribuer ainsi à faciliter le passage des pointes de consommation lors des prochains hivers.

Par conséquent, la CRE a mené une consultation publique³ du 22 septembre au 17 octobre 2022 dans le but de faire évoluer la méthode de calcul des TRVE à partir de l'année 2023.

La présente délibération présente la synthèse des réponses à la consultation publique, et communique aux acteurs les évolutions de la méthode de construction des TRVE. Ces évolutions de méthode seront mises en œuvre dès la proposition tarifaire de la CRE de janvier 2023.

¹ Par exemple les décisions n° 424573 et n° 431902 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

² Par exemple, décision n° 413688 du Conseil d'Etat du 18 mai 2018

³ Consultation publique n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

SOMMAIRE

1. CONTEXTE.....	3
1.1 CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE APPLICABLE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE	3
1.2 CONTRIBUTIONS A LA CONSULTATION PUBLIQUE	3
2. COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ.....	4
2.1 RAPPEL DE LA METHODE DE CALCUL DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ	4
2.2 EVOLUTION DU CALCUL DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE PROPOSE DANS LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	4
2.2.1 S'agissant de la méthode de calcul du coût de la forme du complément d'approvisionnement en énergie.....	4
2.2.2 S'agissant d'une réduction à moyen terme, de la durée de lissage de l'approvisionnement du complément d'approvisionnement en énergie	5
2.2.3 S'agissant des frais d'accès aux marchés de gros.....	5
2.3 RETOUR DES ACTEURS SUR LA METHODE DE CALCUL DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ	6
2.3.1 S'agissant de l'évolution de la méthode de calcul de la forme du complément d'approvisionnement en énergie.....	6
2.3.2 S'agissant de la réduction du lissage à un an de l'approvisionnement du complément en énergie au marché à partir des TRVE applicables en 2025	6
2.3.3 Autres retours sur les enjeux relatifs à l'approvisionnement en énergie.....	6
2.4 METHODE RETENUE PAR LA CRE POUR L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE.....	7
2.4.1 Maintien du lissage sur deux ans du complément d'approvisionnement en énergie (hors écrêtement de l'ARENH)	7
2.4.2 Réduction à un an de la durée de lissage de la forme du complément d'approvisionnement en énergie.	7
2.4.3 Augmentation de la composante de coût dans les TRVE relative aux frais d'accès au marché	8
2.4.4 La CRE considère que la méthode en vigueur en 2022 intègre les effets du <i>spread bid-ask</i>	8
2.4.5 Pas de prise en compte des coûts d'immobilisation de trésorerie liée aux appels de marge sur les marchés à terme.....	9
3. COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE.....	10
3.1 RETOUR DE LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LE COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE	11
3.2 METHODE RETENUE PAR LA CRE POUR LE COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE	11
4. COUT D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS EN CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE)	12
4.1 RETOUR DE LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR L'APPROVISIONNEMENT EN CEE.....	13
4.2 METHODE RETENUE PAR LA CRE POUR L'APPROVISIONNEMENT EN CEE	13
5. REMUNERATION NORMALE.....	14
5.1 RETOUR DE LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LA REMUNERATION NORMALE	15
5.2 METHODE RETENUE PAR LA CRE POUR LA REMUNERATION NORMALE.....	15
6. SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	17
6.1 RETOUR DE LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT.....	18
6.1.1 Retour sur le niveau relatif des options Base et HP/HC	18
6.1.2 Retour sur les mesures prospective à plus long terme	18
6.1.3 Retour sur les autres enjeux relatifs à la sécurité d'approvisionnement.....	19
6.2 EVOLUTIONS RETENUE PAR LA CRE POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT.....	19
DECISION DE LA CRE	20

1. CONTEXTE

1.1 Cadre juridique et réglementaire applicable aux tarifs réglementés de vente d'électricité

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 professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA⁴.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE propose, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie les tarifs réglementés de vente de l'électricité.

L'article L.337-5 du code de l'énergie prévoit que « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts mentionnés à l'article L. 337-6.* »

L'article L. 337-6 du code de l'énergie indique que « *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 précisent la méthode de construction des TRVE en niveau et en structure.

A ce titre, la CRE a mené en février 2016 deux consultations publiques⁵ à la suite desquelles elle a défini la méthode de construction des TRVE en métropole continentale et dans les zones non interconnectées (ZNI)⁶. Depuis lors, l'ensemble des évolutions de la méthode ont été soumises à consultation publique et publiées dans les délibérations tarifaires de la CRE.

1.2 Contributions à la consultation publique

Pour recueillir l'avis des acteurs du marché sur les changements à apporter à la méthode de calcul des TRVE, la CRE a mené une consultation publique⁷ du 22 septembre au 17 octobre 2022. La CRE a reçu 43 contributions dont :

- 11 fournisseurs : Alpiq, EDF, Elmy, Engie, ENI, Ilek, Ohm énergie, Plüm énergie, Siplec, TotalEnergie et Vattenfall ;
- 5 associations de fournisseurs ou représentants de collectivités territoriales et de syndicats d'énergies : ANODE, FNCCR, SIPPEREC, TEARA et UPRIGAZ ;
- 2 syndicats regroupant des entreprises locales de distribution : UNELEG et Syndicat ELE ;
- 4 associations de consommateurs : CLCV, Fédérations des familles de France, UFC-que-Choisir et une contribution commune représentant les associations ADEIC, AFOC, CNAFAL, CNAFC, CNL, CSF, Familles Rurales et Orgeco Grand Paris ;
- 2 syndicats professionnels ou comité social et économique : FNME CGT et Comité Social et Economique Central d'EDF ;
- 2 gestionnaires de réseaux : Enedis et RTE ;
- 3 entreprises affiliées aux économies d'énergie ou aux effacements de consommation : C2E Market, Effy et Voltalis ;
- 13 contributions de particuliers ;
- 1 autre : conciliateur fédéral de la Fédération Française des Courtiers en Électricité et Gaz.

Les contributions reçues par la CRE sont publiées en annexe de cette délibération, dans leur version intégrale ou dans une version occultant les éléments dont l'auteur a souhaité préserver la confidentialité.

⁴ Article L.337-7 code de l'énergie

⁵ Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité en métropole continentale et Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

⁶ Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

⁷ Consultation publique n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

2. COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ

2.1 Rappel de la méthode de calcul du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Le complément d'approvisionnement en énergie correspond au coût, pour un fournisseur, de l'approvisionnement en énergie de la courbe de charge⁸ restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH et avant écrêtement lié à l'atteinte du plafond ARENH. Dans la méthode de construction des TRVE en vigueur en 2022, cet approvisionnement est réalisé de manière lissée sur les deux ans précédant l'année de livraison.

Le coût du complément d'approvisionnement en énergie est estimé en amont du début de l'année de livraison alors que les produits à terme les plus fins (trimestriels et mensuels par exemple) et les prix spot ne sont pas encore toujours cotés ou liquides sur les marchés. La méthode en vigueur en 2022 prévoit que les volumes de cette courbe de charge sont valorisés à l'aide d'une « Hourly Price Forward Curve »⁹ (ci-après, PFC). La PFC permet d'estimer le coût de l'approvisionnement d'une courbe de charge horaire à partir des prix de produits moins fins (annuels, trimestriels, mensuels) cotés comme décrit dans l'encadré ci-dessous.

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 2022 prévoit que, pour chacun des N jours de cotation sur les deux années 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 liquides¹⁰ sur le jour de cotation considéré, ou, sinon, à partir de la relativité des prix historiques.

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.

Pour la bonne information de l'ensemble des acteurs, la CRE publiera un fichier de calcul qui explicite l'ensemble des étapes de calcul de la PFC.

La CRE a proposé certaines adaptations de la méthode dans la consultation publique, détaillées dans la partie ci-après. Les retours des acteurs et la méthode retenue par la CRE sont présentés par la suite.

2.2 Evolution du calcul du complément d'approvisionnement en énergie proposé dans la consultation publique

2.2.1 S'agissant de la méthode de calcul du coût de la forme du complément d'approvisionnement en énergie

Dans la méthode en vigueur en 2022, lors de la première année de lissage, le niveau de la PFC est donné par les produits calendaires (Base et Pointe) de l'année de livraison (les seuls produits disponibles et liquides à date). La forme de prix trimestrielle et mensuelle de la PFC est construite sur le fondement des données historiques (moyenne pondérée des ratios de prix des produits à terme mensuels et trimestriels considérés par rapport au prix calendaire base sur les 5 années précédentes). La forme horaire de la PFC est également déterminée selon les données historiques pondérées de prix spot.

⁸ C'est-à-dire la courbe de consommation (en MWh) horaire sur l'année considérée

⁹ La PFC reflète une vision, à une date donnée, des prix de marché sur l'année de livraison considérée, à la maille horaire, calculée à partir des données actuelles disponibles et extrapolée à partir des informations passées⁹, plus précisément à partir des historiques des prix spot et des produits futures.

¹⁰ Pour rappel, les produits cotés sur EEX¹⁰ 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.

Sur la deuxième année de lissage, les produits à terme de plus en plus fins sont utilisés, en lieu et place des données historiques, à mesure qu'ils deviennent disponibles et liquides sur les marchés, pour recalibrer la forme de la PFC.

Cette méthode a donné des résultats satisfaisants jusqu'en 2022 inclus : la forme de la PFC sur la première année de lissage calculée à partir des formes historiques des prix était comparable à la forme des prix de gros finalement constatée, ce qui a permis la répliquabilité par les fournisseurs de la référence de prix utilisée.

*

Depuis août 2021, la CRE observe que le niveau relatif des produits trimestriels par rapport au produit calendaire pour l'année de livraison 2023 a significativement évolué et n'est plus comparable aux niveaux relatifs historiques. A titre d'illustration, le ratio entre le prix du produit Q1 (livraison d'un ruban sur le 1er trimestre) et le prix du produit calendaire était historiquement d'environ 1,2 tandis qu'il est de l'ordre de 1,7 pour l'année 2023. Utiliser les ratios historiques sur une part conséquente de la période de lissage du complément d'approvisionnement en énergie ne semble dès lors plus pertinent pour établir la forme de la PFC.

Ainsi, la CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir un approvisionnement du « ruban »¹¹ selon les cotations des produits calendaires Base et Peak relevées sur les deux ans de lissage précédant l'année de livraison, puis de calculer le coût d'approvisionnement de la « forme de la courbe de charge » sur la deuxième année de lissage uniquement, plutôt que sur deux années comme actuellement. La « forme de la courbe de charge » correspond au complément d'approvisionnement en énergie net du « ruban »¹². En particulier, la moyenne de la forme de la courbe de charge est nulle en volume d'énergie. L'approvisionnement de la forme de la courbe de charge serait ainsi réalisé sur la deuxième année de lissage via des achats et des ventes selon une PFC dont la forme infra-annuelle serait davantage fondée sur les produits cotés et liquides considérés (trimestriels et mensuels).

Cette méthode permet de ne recourir à la PFC que lorsque des produits trimestriels et mensuels deviennent disponibles pour en caler la forme saisonnière, et de limiter ainsi fortement le recours aux données historiques dans le calcul du coût d'approvisionnement du complément d'énergie au marché.

2.2.2 S'agissant d'une réduction à moyen terme, de la durée de lissage de l'approvisionnement du complément d'approvisionnement en énergie

Dans sa consultation publique, la CRE a également consulté les acteurs à titre exploratoire sur l'opportunité, à partir de 2025, de réduire à un an la durée du lissage du complément d'approvisionnement en énergie au marché. Tous les volumes (dont le ruban) seraient approvisionnés sur la seule année précédant l'année de livraison (et non pas uniquement la forme de la courbe de charge).

La forte volatilité des prix de gros observée ces derniers mois a conduit la CRE à s'interroger sur les difficultés que le lissage sur deux ans de l'approvisionnement du complément en énergie au marché soulève pour les fournisseurs.

Une réduction de la période de lissage rendrait par ailleurs le TRVE plus dynamique et réactif aux évolutions des prix de gros, et permettrait de limiter des effets de cycle sur le marché de détail, liés au différentiel de compétitivité, dans un sens ou dans l'autre, du TRVE lissé 2 ans avec des offres de marché fondées sur les prix de gros du moment.

2.2.3 S'agissant des frais d'accès aux marchés de gros

L'approvisionnement sur le marché de gros en énergie et en garanties de capacité intègre des frais spécifiques pris en compte dans les TRVE. En particulier, les TRVE intègrent des frais d'accès aux produits à termes d'EEX de 0,0125 €/MWh correspondant à la somme des frais de transaction et de clearing.

Or les opérations de couverture de l'approvisionnement d'un portefeuille nécessitent de recourir à plusieurs reprises aux marchés de gros au fur et à mesure que des produits de couverture plus fins deviennent disponibles. Ces recours successifs au marché induisent des frais qui pourraient être pris en compte dans les TRVE.

La CRE a proposé dans la consultation publique de prendre en compte les achats successifs de produits calendaires, trimestriels et mensuels, ce qui porte à 0,0375 €/MWh ces frais d'accès au marché de gros.

¹¹ 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.

¹² En d'autres termes, la « forme de la courbe de charge » correspond à la différence sur chaque heure de l'année entre la courbe de charge et le ruban (incluant l'ARENH et le complément consécutif à l'écrêtement).

2.3 Retour des acteurs sur la méthode de calcul du complément d’approvisionnement en énergie au marché

2.3.1 S’agissant de l’évolution de la méthode de calcul de la forme du complément d’approvisionnement en énergie

La grande majorité des fournisseurs ayant répondu à la consultation publique considèrent que la proposition de la CRE, si elle constitue une amélioration indispensable par rapport à la méthode en vigueur en 2022, est insuffisante dans la mesure où elle ne permet pas (i) de s’affranchir totalement de la forme de prix historique des produits trimestriels (sur les 6 premiers mois du lissage), et (ii) de tenir compte de la forme des prix infra-mensuelle et horaire constatée sur les marchés.

En particulier, la méthode proposée par la CRE ne prend pas en compte, selon eux, l’évolution, en cours d’année de livraison, du prix des produits à terme qui n’étaient pas disponibles et liquides lors la proposition de la CRE (ci-après coût de « *cascading* »), ou seulement sur une partie de la période de lissage. Pour ces produits, la CRE a proposé, comme dans la méthode en vigueur en 2022, la forme de prix constatée historiquement (cf. encadré précédent).

Pour couvrir le coût de « *cascading* », qui peut avoir des effets à la hausse comme à la baisse sur les coûts d’approvisionnement, les différents fournisseurs proposent plusieurs méthodes dont :

- une réévaluation semestrielle ou trimestrielle des TRVE ;
- une régularisation ex post des coûts d’approvisionnement, en fonction des prix de gros réellement constatés ;
- l’ajout d’une brique de risque aux TRVE couvrant le risque de *cascading*.

A l’inverse, les associations de consommateurs sont défavorables à la proposition de la CRE. Elles considèrent qu’il est nécessaire de maintenir un lissage sur deux ans pour l’intégralité de l’approvisionnement, y compris donc la « forme de la courbe de charge ». Une telle évolution dégraderait selon elles la stabilité des TRVE.

2.3.2 S’agissant de la réduction du lissage à un an de l’approvisionnement du complément en énergie au marché à partir des TRVE applicables en 2025

La plupart des fournisseurs sont favorables à une réduction de la période de lissage de l’approvisionnement en énergie au marché. Certains souhaiteraient la réduire davantage dans une logique de réévaluation semestrielle ou trimestrielle des TRVE, à l’instar des tarifs réglementés de vente de gaz. Une seule réponse de fournisseur propose une période de lissage plus longue que la durée actuelle.

A l’inverse, la plupart des associations de consommateurs, fédérations et syndicats sont très défavorables à la réduction de la période de lissage. Selon eux, le lissage sur deux ans est le garant de la stabilité des TRVE et constitue un vecteur essentiel de protection du consommateur.

2.3.3 Autres retours sur les enjeux relatifs à l’approvisionnement en énergie

Deux problématiques non mentionnées par la CRE dans la consultation publique ont également été soulevées par plusieurs fournisseurs. Ils indiquent que la CRE devrait intégrer dans les TRVE les coûts liés :

- (i) aux effets du *spread bid-ask* sur les marchés de gros ;
- (ii) à l’immobilisation des capitaux liés aux appels de marge et plus spécifiquement aux *initial margins*.

Ces deux notions sont explicitées dans les parties suivantes.

Par ailleurs, s’agissant des frais de marché, les fournisseurs considèrent majoritairement que la proposition de la CRE n’est pas suffisante, les équilibrages de la courbe de charge ne se limitant pas à des achats de produits trimestriels et mensuels.

Enfin, certains fournisseurs indiquent que, le seuil minimum de 1 MW pour effectuer des transactions sur EEX ne permet de répliquer le lissage de l’approvisionnement sur deux ans, impliquant environ 500 jours de cotation que pour un nombre réduit de fournisseurs disposant d’un portefeuille suffisant. Afin de tenir compte de cette contrainte sur la taille minimum du portefeuille, ils proposent, outre la réduction de la période de lissage, de ne retenir qu’un jour de cotation par semaine de lissage.

2.4 Méthode retenue par la CRE pour l’approvisionnement en énergie

2.4.1 Maintien du lissage sur deux ans du complément d’approvisionnement en énergie (hors écrêtement de l’ARENH)

La CRE rappelle que le Conseil d’Etat a indiqué, dans sa décision n° 424573 du 6 novembre 2019, que la période de lissage sur deux ans « permet de limiter l’exposition des fournisseurs d’offres de marché à la volatilité des prix sur le marché de gros de l’électricité, et, par voie de conséquence, de limiter la répercussion de ces fluctuations sur les prix de détail facturé aux consommateurs »¹³.

Le lissage sur deux ans a, en particulier, fortement protégé le niveau du tarif lors de la crise des prix, pendant laquelle les prix de gros ont été en très forte hausse. Il permet ainsi, en 2022 et 2023, de limiter considérablement l’impact sur le budget de l’Etat des mesures de protection des consommateurs mises en place.

Le retour de consultation a révélé, sur la question du lissage du ruban, une très forte divergence d’analyse entre les fournisseurs, qui sont favorables à la réduction à un an du lissage, qui permet de limiter les incertitudes sur leurs prévisions de portefeuille (et les surcoûts éventuels associés) et les associations de consommateurs pour lesquels le maintien de la stabilité du niveau du tarif constitue une priorité.

La CRE maintient un lissage sur deux ans de l’approvisionnement du ruban.
Comme indiqué dans sa communication du 29 novembre 2022, la CRE retient comme période de lissage pour les TRVE 2025, une période débutant au surlendemain de la date de publication de la présente délibération méthodologique de la CRE et se terminant au 31 décembre 2024.

*

S’agissant de la demande de certains fournisseurs de ne faire porter la référence de prix de marché que sur une journée de cotation par semaine de lissage, la CRE estime que cette mesure, en faisant porter des volumes à l’achat importants sur un jour spécifique de la semaine, pourrait induire des perturbations potentiellement importantes pour la formation des prix sur le marché à terme, préjudiciables au bon fonctionnement du marché de gros.

S’agissant du risque de barrière à l’entrée évoqué par certains fournisseurs, les petits fournisseurs peuvent par ailleurs s’affranchir des contraintes de portefeuille induites par le lissage deux ans en ayant recours à un agrégateur pour leur approvisionnement en énergie, pratique déjà fortement répandue.

En conséquence, la CRE est défavorable à cette proposition et maintient le lissage sur chaque jour des deux années de lissage.

2.4.2 Réduction à un an de la durée de lissage de la forme du complément d’approvisionnement en énergie

Le retour des acteurs n’a pas été de nature à remettre en cause les principes ayant conduit la CRE à proposer une réduction de la période de lissage pour l’approvisionnement de la forme du complément d’approvisionnement en énergie. Cette mesure est indispensable au bon reflet des coûts d’approvisionnement dans les tarifs. La CRE estime que la durée de lissage d’un an permet de respecter le principe de contestabilité tout en garantissant le maintien d’une stabilité tarifaire compatible avec l’objectif d’intérêt économique général de stabilité.

La CRE réduit à un an, à compter de l’année tarifaire 2023, la durée de lissage de la forme du complément d’approvisionnement en énergie.

*

La CRE ne retient pas, en revanche, les propositions des fournisseurs visant à prendre en compte davantage les coûts de *cascading* dans le calcul des TRVE.

L’introduction d’une brique de risque couvrant le risque de *cascading* viendrait augmenter sensiblement le niveau des TRVE et la rémunération des fournisseurs, de façon potentiellement excessive dans certains contextes de marché. Plus généralement, la CRE considère que l’approvisionnement au marché constitue un coût pour les fournisseurs défini selon une référence *ex ante* de coût d’un fournisseur efficace.

¹³ Décision n° 424573 du Conseil d’Etat du 6 novembre 2019.



S'agissant de la proposition de faire des régularisations *ex post* des coûts d'approvisionnement de l'année de livraison N lors de l'année N+1, la CRE n'est pas favorable à augmenter le périmètre des composantes de coûts faisant l'objet de rattrapages (qui intègrent déjà les effets du décalage de janvier et la mise à jour des coûts commerciaux/volumes réalisés). A ce titre, le rapporteur public dans ses conclusions relatives aux décisions n° 424573 et n° 431902 du 6 novembre 2019 a indiqué que : « la notion de « rattrapage » du passé, qui s'impose en cas de non-couverture par les tarifs des coûts d'EDF effectivement constatés au cours de la période tarifaire écoulée (CE, 7 décembre 2016, ANODE, n° 393729), nous paraît de pertinence beaucoup plus douteuse en cas de niveau insuffisant des tarifs pour assurer leur contestabilité [...] Le renchérissement de la facture en résultant, d'une part, ne permettrait pas de remédier aux effets passés de l'absence de contestabilité des tarifs pendant une période donnée, d'autre part, conduirait à fixer les tarifs à un niveau artificiellement supérieur à celui résultant des coûts encourus par un opérateur alternatif pour la période d'application du tarif, et enfin, augmenterait la marge d'EDF tout en faussant les signaux de prix sur le marché de détail et en n'incitant aucun opérateur (ni historique, ni alternatif) à l'efficacité ». Les montants affectés à une année N à rattraper en année N+1 doivent donc être réduits au maximum pour limiter les barrières à l'entrée de nouveaux fournisseurs (en particulier dans le cas de rattrapage à la baisse). En outre, cela est cohérent avec le fonctionnement normal des offres de fourniture sur le marché de masse. Enfin, réaliser un rattrapage des coûts d'approvisionnement nécessiterait le choix arbitraire par la CRE d'une stratégie d'approvisionnement de référence (actuellement, les TRVE fixent une référence de prix que les fournisseurs peuvent couvrir selon une stratégie qui leur est propre). Le choix d'une méthode limiterait l'espace économique des fournisseurs.

Pour ces mêmes raisons, la CRE est défavorable à prendre en compte dans la PFC des produits à terme plus fins que les produits mensuels. Ces produits n'étant disponibles qu'à très courte échéance, ils ne pourraient être dans la pratique pris en compte que dans une régularisation *ex post*, que la CRE écarte.

S'agissant, enfin, de la proposition de réévaluer semestriellement ou trimestriellement les TRVE, cette évolution n'est pas nécessaire pour assurer la contestabilité des TRVE. Elle dégrade en revanche la stabilité du TRVE, en y introduisant des variations infra-annuelles. En conséquence, la CRE écarte également cette proposition.

2.4.3 Augmentation de la composante de coût dans les TRVE relative aux frais d'accès au marché

Les fournisseurs réalisent, pour l'approvisionnement de la courbe de charge sur l'année, des achats avec des produits plus fins que les produits trimestriels et mensuels, impliquant certains frais d'accès au marché supplémentaires, qui justifient une réévaluation de la composante de coûts associée dans les TRVE.

La CRE estime que la proposition mise à consultation permet une couverture satisfaisante des coûts associés. En particulier, les achats nets réalisés pour l'approvisionnement de la forme de la consommation avec ces produits plus fins concernent des volumes limités, et les coûts associés sont compensés par l'assiette retenue, qui surévalue les frais liés aux achats/reventes des produits trimestriels et mensuels.

La CRE fixera dans ses prochaines propositions tarifaires le coût associé aux *trading et clearing fees* à une valeur de 0,0375 €/MWh et maintient les frais de livraison (*delivery fee*) à 0,010 €/MWh.

2.4.4 La CRE considère que la méthode en vigueur en 2022 intègre les effets du *spread bid-ask*

Le *spread bid-ask* correspond à l'écart de prix entre le meilleur *ask* ou « *Best Ask Price* » (prix le plus bas demandé par les vendeurs) et le meilleur *bid*, ou « *Best Bid Price* » (prix le plus haut proposé par les acheteurs).

Dans un carnet d'ordres, tant que le *spread bid-ask* est nul, les ordres sont exécutés et les transactions sont réalisées jusqu'à ce que le *spread* devienne supérieur à 0. Pour qu'une nouvelle transaction ait lieu, il faut que l'acheteur (*bid*) accepte de payer plus cher et/ou que le vendeur (*ask*) accepte de vendre moins cher.

Actuellement, sur certains produits, les *spread bid-ask* peuvent être très élevés à certains moments de la journée, démontrant une volatilité importante et/ou une liquidité relativement faible des produits concernés.

Dans la méthode de construction des TRVE, la CRE retient comme référence de prix, pour calculer les coûts d'approvisionnement en énergie au marché, les *Settlement Prices* publiés chaque jour et cotés sur EEX.

Les *Settlement Prices* sont définis quotidiennement sur la base des échanges conclus et des ordres intégrés sur la plateforme EEX sur une fenêtre (« *Settlement Price Window* »), définie comme la période de 15h50 à 16h00 CE(S)T. Ils sont calculés comme suit¹⁴ :

¹⁴ https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Specifications/Settlement_Price_Procedure/20220704_Settlement_Pricing_Procedures_v.5.17_EN.pdf

Orderbook situation	Calculation algorithm
There was at least one trade There were suitable orders	Theoretical price = $0.75 \cdot \text{AverageTradePrice} + 0.25 \cdot \text{AverageMid}$
There was at least one trade There were no suitable orders	Theoretical price = AverageTradePrice
There was no trade There were suitable orders	Theoretical price = AverageMid
There was no trade There were no suitable orders	The Theoretical Price can be established based on data of other price sources or on the Chief Trader Procedure.

Source : EEX

La référence de prix utilisée dans les TRVE (*settlement price*) intègre le *spread bid-ask* moyen (*AverageMid*) sur la fenêtre de temps considérée. Plus précisément, l'« Average Mid » est calculé comme la moyenne arithmétique du meilleur *bid* moyen et du meilleur *ask* moyen sur la fenêtre de temps considéré.

La prise en compte du *spread bid-ask*, ou plus rigoureusement de l'écart moyen entre le *settlement price* et le *best ask price*, dans la référence de prix de gros, permettrait de garantir que tout fournisseur puisse répliquer le TRVE en achetant durant la période de fixation du *settlement price*. Cet ajout viendrait toutefois surestimer le prix d'un grand nombre de transactions, au détriment des consommateurs.

De plus, d'après les analyses de la CRE, il ne semble pas pertinent d'ajouter une composante de coût supplémentaire relative au *spread bid-ask* à la référence de prix *settlement price*, car :

- bien que reflétant imparfaitement les coûts supportés par les fournisseurs, les effets du *spread bid-ask* sont déjà internalisés au moins partiellement à la méthode de construction du *settlement price* ;
- la gestion du risque lié au *spread bid-ask* relève des stratégies d'approvisionnement des fournisseurs, qui peuvent en mitiger les coûts par une stratégie appropriée (stratégie de couverture, nettings, recours à des agrégateurs ...) ;
- le TRVE a vocation à couvrir les coûts d'un fournisseur efficace, et non ceux de tout fournisseur. Comme évoqué plus haut, la prise en compte de l'écart entre le *settlement price* et le *best ask price* reviendrait à prendre en moyenne un majorant des prix de transaction, ce qui ne correspond manifestement pas à une stratégie d'achats sur les marchés de gros efficace.

Par ailleurs, certains fournisseurs s'approvisionnant également de gré à gré (OTC) et pas seulement sur EEX proposent que la référence de prix utilisée dans les TRVE tienne compte du prix de ces échanges. La CRE n'est pas favorable à cette mesure. En effet, les indices de prix OTC n'étant pas publics, leur prise en compte dans la référence de prix des TRVE dégraderait sa répliquabilité.

La CRE ne prend pas en compte de coûts supplémentaires dans les TRVE liés au *spread bid-ask*.

2.4.5 Pas de prise en compte des coûts d'immobilisation de trésorerie liée aux appels de marge sur les marchés à terme

Dans le cadre des marchés à terme organisés, c'est la chambre de compensation qui supporte le risque de contrepartie, c'est-à-dire le risque qu'une partie fasse défaut et ne puisse honorer son contrat, et assure l'anonymat des contreparties

La chambre de compensation est un organisme financier ayant pour but d'éliminer les risques de contrepartie sur les marchés organisés en jouant le rôle d'une contrepartie unique de tous les participants. La chambre de compensation assure la surveillance des positions. Elle exige la formation dans ses livres d'un dépôt de garantie le jour de la conclusion d'un contrat. En cas de variation du prix du produit sous-jacent, elle procède à des appels de marge.

Pour se couvrir elle-même, la chambre de compensation réalise des appels de marge auprès des contreparties notamment :

- une *Initial margin* qui permet de couvrir le risque de défaut d'une contrepartie. Les deux contreparties en sont redevables à la chambre de compensation. La valeur de l'initial margin est publiée et remise à jour régulièrement par la chambre de compensation.
- une *Variation margin* qui correspond à la différence entre la valeur d'achat du portefeuille et sa valeur sur les cours. Cette marge est versée à la chambre par le vendeur si les prix sont plus hauts que la valeur d'achat et versée par l'acheteur dans le cas inverse ;

Lors du débouclage de la transaction, la chambre de compensation rend les marges aux contreparties si aucune d'entre elles n'a fait défaut. Entre le dépôt de l'*initial margin* et sa restitution, celle-ci constitue une immobilisation de capital pour les fournisseurs.

Plusieurs fournisseurs ont demandé que le coût de portage financier associé soit couvert par les TRVE, dans un contexte de forte hausse des marges initiales demandées par les chambres de compensation. La CRE n'est pas favorable à cette proposition.

En premier lieu, la CRE rappelle que dans la méthode de construction tarifaire, la rémunération des immobilisations de capital et des effets éventuels de trésorerie est implicitement intégrée à la composante de rémunération normale de l'activité de fourniture.

En outre, il est possible pour un acteur d'équilibrer ses positions (*netting*) dans les chambres de compensation afin de limiter ses appels de marge. Ce *netting* peut notamment être mis en œuvre par des acteurs foisonnant des positions sur plusieurs commodités, ou, notamment pour les petits fournisseurs, via le recours à des agrégateurs. Dans ce cadre, étant donné que ce coût est supporté de façon hétérogène, voire partielle, par les fournisseurs, la prise en compte normative dans les tarifs du coût d'immobilisation lié aux *initial margins* pourrait excéder la couverture des coûts d'un opérateur efficace.

La CRE ne prendra pas en compte de coûts supplémentaires dans les TRVE pour l'immobilisation de capital liée aux appels de marge.

3. COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE

Les écarts des responsables d'équilibre entre les injections et les soutirages sur leur périmètre leur sont facturés dans le cadre du mécanisme de responsabilité d'équilibre. Ce mécanisme valorise le prix des écarts de manière à inciter financièrement les responsables d'équilibre à minimiser leurs écarts.

A la maille d'un portefeuille de consommateurs, les écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 (approvisionnée via les achats à terme, l'ARENH et le Spot) et celle finalement constatée génèrent des coûts d'équilibrage, supportés par le responsable d'équilibre et répercutés aux fournisseurs. Ces coûts sont pris en compte dans les TRVE au travers d'une brique spécifique.

La CRE considère que le contexte actuel sur les marchés de gros justifie une évolution de la méthode de construction de cette brique nommée « coût moyen des écarts au périmètre d'équilibre » afin qu'elle reflète mieux les coûts supportés par les fournisseurs au titre de leurs écarts

Pour rappel, lors de la proposition tarifaire de 2016, la CRE avait évalué à 0,3 €/MWh le « coût moyen des écarts au périmètre d'équilibre » d'un fournisseur efficace. Le niveau de cette brique a été maintenu inchangé depuis lors, et la CRE a vérifié à chaque proposition tarifaire que cette valeur restait pertinente. Cette vérification est réalisée sur le fondement des données réelles constatées *ex post*.

La méthode en vigueur en 2022 ne prévoit pas d'anticipation des évolutions du coût des écarts qui tiendrait notamment compte de l'évolution des prix de gros.

Afin de faire évoluer la brique de coût des écarts, la CRE a proposé dans la consultation publique d'indexer la brique de coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace à une référence de prix de gros selon la formule suivante :

$$\text{Coûts écarts } N = 0,3 \text{ €/MWh} \times \frac{\text{Référence de prix pour l'année } N}{\text{Moyenne de la référence de prix entre 2017 et 2020}}$$

Cette formule permet :

- de conserver une référence au niveau de coût atteignable par un fournisseur efficace, soit 0,3 €/MWh ;
- et d'indexer ce niveau à l'évolution d'une référence de prix à définir :

$$\frac{\text{Référence de prix pour l'année } N}{\text{Moyenne de la référence de prix entre 2017 et 2020}}$$

S'agissant de la référence de prix, deux solutions ont été proposées dans la consultation publique :

- une première solution proposée par certains fournisseurs dans le cadre d'échanges préalables avec les services de la CRE, se fonde sur une estimation à la fin de l'année N-1 du prix spot moyen pour l'année de livraison N. Le prix spot moyen pour l'année de livraison N serait, par exemple, estimé comme la moyenne arithmétique des cotations du produit calendaire base en décembre de l'année N-1 ;

- une seconde référence se fonde directement sur la différence entre le prix spot et le prix de règlement des écarts moyen observé sur l'année N-1 (bien que le processus de reconstitution des flux ne soit pas totalement terminé), soit :

$$\text{Référence de prix pour l'année } N = \frac{\left(\frac{\sum_{N-1}(\text{Spot}-\text{PREp})}{8760 \times 2} + \frac{\sum_{N-1}(\text{PREn}-\text{Spot})}{8760 \times 2} \right)}{2}$$

Cette proposition est cohérente avec le calcul du coût des écarts. Elle fait toutefois référence à des données de marché constatées et non prévisionnelles à l'inverse de la première proposition portant sur une estimation des prix spot pendant la période de livraison.

*

Le maintien de la référence de coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace à 0,3 €/MWh dans la formule envisagée par la CRE présuppose que le volume moyen d'écarts d'un fournisseur efficace est constant en moyenne. Cette hypothèse pourrait, le cas échéant, être remise en cause si certains mécanismes (comme le profilage dynamique), voués à faire diminuer à terme le volume d'écarts, induisent une baisse des coûts associés pour les fournisseurs.

3.1 Retour de la consultation publique sur le coût des écarts au périmètre d'équilibre

Les associations de consommateurs, et d'autres acteurs sont majoritairement défavorables à l'indexation à une référence de prix de gros, qui pourrait conduire à des hausses mécaniques et potentiellement incontrôlées de cette brique de coût.

A l'inverse, les fournisseurs sont en grande majorité favorables à une indexation du coût des écarts sur une référence de prix de marché mais émettent des réserves et proposent les recommandations suivantes :

- certains fournisseurs considèrent que la référence de 0,3 €/MWh n'est plus à jour et devrait être réévaluée ;
- la référence de prix devrait s'appuyer sur les derniers produits avant l'année de livraison.

Cette dernière recommandation des fournisseurs s'apparente à la première référence évoquée précédemment et proposée par la CRE (meilleure estimation du prix spot à date). L'objectif est de retenir une référence de prix correspondant à l'année de livraison des TRVE (fondée par exemple sur les cotations du produit calendaire Base du mois de décembre N-1) et non une référence sur une période passée.

Plusieurs propositions ont été également formulées :

- prise en compte d'une régularisation *ex post* sur le fondement des prix réalisés ;
- Intégration d'une pondération des écarts plus importante en hiver pour l'évaluation du prix de référence ;
- Introduction d'un prix plancher pour se prémunir du cas de retournement des marchés ;
- limitation de la période de calcul du prix de référence aux années 2018 à 2020, le mécanisme ayant évolué en 2017 ;
- prise en compte de ce coût sous forme d'un mark-up de risques ;
- ajustements et simplifications de forme de la formule proposée.

3.2 Méthode retenue par la CRE pour le coût 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.

La CRE vérifie chaque année que la référence de 0,3 €/MWh intégrée depuis 2016 dans les TRVE est bien dimensionnée et couvre le coût des écarts d'un fournisseur efficace. Elle considère à ce titre qu'il est pertinent, d'après les données les plus à jour, de maintenir cette valeur dans la formule d'indexation. En particulier, la CRE n'observe pas d'évolution significative dans les volumes d'écarts subis par les fournisseurs (à la hausse comme à la baisse).

Le mécanisme de calcul du coût des écarts va évoluer en 2023. En particulier, un des paramètres de calcul du coût des écarts, le coefficient « k », qui était initialement révisé tout au long de la période d'évaluation des écarts, sera désormais fixé *ex ante* et ne sera pas remis à jour. Cette révision progressive du coefficient « k » explique en grande partie le niveau de décorrélation actuel des prix spot aux surcoûts des écarts. Ce ne sera *a priori* plus le cas à partir de 2023. La CRE considère donc, dans ce cadre et à partir de 2023, qu'une indexation sur une estimation des prix spot portant sur l'année de livraison considérée est pertinente. Cette indexation permet en outre une mise en cohérence entre la période de livraison des TRVE et la référence de prix.

Toutefois, la CRE considère qu'il n'est pas souhaitable :

- d'intégrer une pondération des écarts plus importante en hiver pour l'évaluation du prix de référence. La référence 0,3 €/MWh intègre déjà, au moins partiellement, ces effets qui seront augmentés proportionnellement aux évolutions du prix de référence. La CRE continuera toutefois de vérifier si la valeur 0,3 €/MWh reste pertinente dans le temps et pourra la faire évoluer le cas échéant ;
- d'introduire un prix plancher. La CRE retient une valeur qui permet la couverture des coûts des écarts d'un fournisseur efficace. C'est l'objet de la formule proposée ;
- d'introduire un mark-up de risque pour une composante de coût qui n'a pas vocation à rémunérer les fournisseurs ;
- d'introduire une régularisation *ex post* du coût des écarts. En premier lieu, la cohérence de la référence de prix avec l'année de livraison rend moins justifié le besoin d'une régularisation *ex post* de cette composante. Par ailleurs, il est souhaitable de limiter autant que possible l'introduction de rattrapages *ex post* des coûts d'approvisionnement pour les raisons exposées précédemment.

Enfin, comme expliqué plus haut, la CRE tiendra compte, le cas échéant, d'une éventuelle baisse à terme du volume moyen des écarts dans l'évaluation de la brique de « coût moyen des écarts au périmètre d'équilibre », en réévaluant la référence de 0,3 €/MWh.

La CRE retient à partir de 2023 pour le calcul du coût des écarts pour l'année de livraison N, la formule décrite ci-après :

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

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 1^{er} décembre et le 31 décembre inclus.

4. COUT D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS EN CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE)

L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit que les TRVE prennent en compte les coûts de commercialisation d'un fournisseur « *au moins aussi efficace qu'Electricité de France* ». Dans ses propositions tarifaires, 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 dominant¹⁵.

Jusqu'à présent, la CRE a intégré les coûts d'approvisionnement en CEE à la composante des coûts de commercialisation. De manière cohérente avec la référence globale retenue pour les coûts de commercialisation, le coût d'approvisionnement des CEE actuellement intégré dans les TRVE correspond au coût moyen d'approvisionnement d'EDF.

Toutefois, EDF considérait jusqu'ici que ses coûts d'approvisionnement en CEE relevaient du secret des affaires et ne pouvaient donc être isolés, dans les délibérations de la CRE, du reste de ses coûts de commercialisation. Cette situation limitait la transparence et, par suite, la répliquabilité des TRVE. L'explicitation de cette brique de coût dans les délibérations de la CRE constitue une demande récurrente des fournisseurs et renforcerait la transparence du calcul des TRVE.

La CRE a proposé dans la consultation publique de retenir comme référence de prix (en €/MWhcumac¹⁶) la moyenne arithmétique des cotations des indices mensuels Emmy Spot classique et précarité sur une durée de lissage cohérente avec celle utilisée pour l'approvisionnement du complément en énergie (ci-après « référence Emmy spot lissée »).

¹⁵ 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* ».

¹⁶ L'unité MWhcumac mesure le cumul des économies d'énergie annuelles d'une installation durant la durée de vie de cette dernière, actualisées pour en refléter la perte d'efficacité énergétique au fil du temps liée à l'usure ou au progrès technologique.

L'indice Emmy spot représente une vision objective et à jour du marché des CEE, puisque que l'indice mensuel n'est composé que des transactions signées au cours du mois précédent tout en excluant les transactions intra-groupes et les transactions à prix nul. Cependant, les transactions considérées ne sont pas standardisées et recouvrent des réalités contractuelles variées, en particulier sur les dates de livraison. De plus, l'indice Emmy Spot n'intègre pas l'ensemble des volumes de certificats d'économie d'énergie échangés entre l'ensemble des acteurs et repose sur des déclarations volontaires de prix et d'informations des acteurs.

Afin de tenir compte des limites de cet indice, et pour renforcer la robustesse du choix de référence utilisée, la CRE a envisagé dans la consultation publique de borner la référence Emmy spot lissée à +/- 20% de l'indice Emmy standard (prévu à l'article L. 221-11 du code de l'énergie) lissé sur la même période (l'indice standard correspond à l'indice Emmy « toutes transactions » non limité aux transactions « spot »). L'indice Emmy Spot est par ailleurs déjà utilisé pour la fixation des prix maximums des produits pétroliers dans les territoires d'outre-mer.

Enfin, l'obligation CEE d'un fournisseur étant exclusivement proportionnelle à l'énergie consommée par son portefeuille, la CRE a envisagé d'affecter le coût d'acquisition des CEE aux seules parts variables des TRVE (affichées en c€/kWh) pour chacune des options tarifaires.

4.1 Retour de la consultation publique sur l'approvisionnement en CEE

Huit acteurs sont favorables ou favorables avec réserves à utiliser la référence EMMY spot dans le calcul des TRVE. Ils considèrent que c'est un indice objectif, mais qu'il serait néanmoins préférable d'utiliser une référence basée sur des produits futures, de ne pas se fonder uniquement sur les prix du marché secondaire et que l'indice est trop sensible aux évolutions réglementaires.

5 acteurs sont défavorables et proposent d'utiliser les prix de la place de marché C2E Market. Pour ceux-ci, C2E Market produit une référence répliquable et est une place de marché avec des produits futures contrairement à EMMY. EMMY mélange des contrats hétérogènes, qui ne font pas nécessairement référence à l'année de livraison considérée.

7 acteurs, hors particuliers, sont défavorables et proposent de conserver la référence à EDF tout en améliorant la transparence. Ils considèrent que l'indice EMMY n'est pas fiable car déclaratif et représente de faibles volumes. De plus, les coûts d'EDF incluent les coûts du marché primaire et secondaire contrairement à EMMY.

Enfin 3 acteurs proposent des méthodes alternatives consistant, soit à pondérer l'indice EMMY standard et l'indice spot, soit à attendre le développement d'une véritable place de marché, soit de demander à un panel d'experts.

S'agissant de la proposition de borner la référence TRVE à +/- 20% de l'indice Emmy standard, 5 acteurs sont favorables à cette méthode tandis que 9 acteurs sont défavorables. Ils considèrent que l'indice standard est encore moins fiable que l'indice spot et qu'il ne peut servir de borne, que les temps de réponse des deux indices sont trop différents et que les écarts sont trop importants. Par ailleurs, certains acteurs ont indiqué que la DGEC prévoit déjà de borner le prix des CEE, ce qui réduit l'utilité de la proposition. Un acteur indique sa difficulté à répliquer des indices avec plafonnement.

S'agissant du lissage sur 2 ans de l'indice Emmy spot, 8 acteurs y sont favorables tandis que 6 acteurs privilégient un lissage sur 1 an. A ce titre, ils indiquent que leur approvisionnement en CEE est réalisé au plus proche de l'année de livraison, la connaissance du portefeuille et l'immobilisation financière étant meilleures un an à l'avance. De plus, utiliser une durée de lissage réduite permet de limiter les effets de potentielles interventions des pouvoirs publics influençant les prix en cours de lissage.

S'agissant de l'affectation des coûts d'approvisionnement en CEE à la part variable seule, l'ensemble des acteurs ayant traité ce point est favorable à cette mesure.

Certains acteurs ajoutent des remarques et propositions supplémentaires :

- un fournisseur propose de faire une brique spécifique aux coûts d'approvisionnement des CEE dans les TRVE ;
- un acteur souhaite que la répartition à moitié dans la part fixe et à moitié dans la part variable de la somme des coûts de commercialisation et de CEE soit conservée une fois que les coûts d'approvisionnement des CEE sont intégrés à la part variable seule ;
- 3 acteurs souhaitent une étude globale pour réaffecter les coûts commerciaux aux parts fixes et variables.

4.2 Méthode retenue par la CRE pour l'approvisionnement en CEE

Le retour de consultation, avec des réponses très hétérogènes pointant néanmoins globalement les faiblesses des références de prix de marché proposées, n'a pas permis d'identifier une référence de prix de marché des CEE suffisamment pertinente et robuste pour être intégrée aux TRVE à ce stade.

En conséquence, la CRE sursoit à la mise en place d'une indexation sur une référence marché du coût d'approvisionnement des CEE dans les TRVE. Cette mesure reste pertinente mais nécessite la mise en place d'une référence marché davantage robuste et adaptée que celles actuellement disponibles.

Toutefois, la CRE souhaite améliorer dès 2023 la transparence de cette composante de coûts. En conséquence, EDF ne s'opposant plus à la publication de ses coûts d'approvisionnement en CEE, la CRE les explicitera dorénavant dans ses propositions tarifaires.

La CRE maintient les coûts d'EDF comme référence pour le coût d'approvisionnement des CEE, et explicitera cette brique de coût dans ses propositions tarifaires.

5. REMUNERATION NORMALE

Dans la méthode en vigueur en 2022, le niveau de la rémunération normale est fixé à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs européens. Ce niveau est ensuite réparti en structure entre les différentes options des TRVE via des clés fournies par les quantiles de risques.

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.

Cette analyse constitue la référence sur laquelle a été établi le niveau de rémunération normale intégré dans les TRVE. Il en ressortait qu'une marge de l'ordre de 2 %, en plus de la prise en compte de l'espérance des risques quantifiables supportés au titre de l'approvisionnement (risque thermosensibilité, etc.), était appropriée à l'activité de fourniture.

Dans ses premières propositions tarifaires, la CRE avait ainsi retenu une rémunération normale égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement. La rémunération normale avait été augmentée à 3,5% lors de la proposition tarifaire du 12 juillet 2018.

Depuis sa proposition du 7 février 2019, la CRE a retenu un niveau de marge en valeur absolue à 3,74 €/MWh HT.

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat¹⁷, 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 a vocation à rémunérer l'activité de fourniture d'électricité et à couvrir le coût des risques relatifs à cette activité.

Le niveau de risques est variable entre les différentes catégories de consommateurs, et plus précisément pour chaque sous-profil de consommation¹⁸. 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 méthode en vigueur en 2022 évalue les surcoûts (ou les recettes) liés aux risques quantifiables avec une approche probabiliste (scénarios de température, de prix de gros...) et retient une valeur permettant de couvrir les surcoûts dans 95% des cas (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 reportée sur l'ensemble des options tarifaires de manière uniforme en €/MWh afin d'obtenir le niveau de rémunération normale recherché, à savoir 3,74 €/MWh. 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.

¹⁷ Décision n° 424572 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

¹⁸ 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.

La CRE constate que le niveau de rémunération normale cible a toujours couvert le coût moyen des risques quantifiables, c'est-à-dire la somme des espérances des risques. Par ailleurs, même si le niveau de rémunération normale n'a pas pour objet de couvrir un quantile prédéfini, il a permis jusqu'en 2021 inclus de couvrir la somme des quantiles à 95 % des risques quantifiables.

La CRE considère, d'une part, que les TRVE doivent couvrir l'espérance des risques quantifiables qui correspond à un coût effectivement supporté en moyenne par les fournisseurs, et d'autre part que le niveau de la marge devrait évoluer en cohérence avec le contexte du marché de la fourniture d'électricité.

En conséquence, la CRE avait proposé dans la consultation publique de faire évoluer la méthode de calcul de la rémunération normale, pour application dès la proposition tarifaire de 2023.

Plusieurs acteurs ont indiqué à la CRE que l'espérance des risques, et plus particulièrement l'espérance du risque de thermosensibilité, devait être considérée comme un coût à part entière, et à ce titre être isolée et intégrée à la composante d'approvisionnement en énergie des TRVE et non plus à la rémunération normale comme c'est actuellement le cas. La CRE a proposé dans la consultation publique d'intégrer dorénavant l'espérance des risques, calculée à partir des modèles servant à la quantification des risques dans les TRVE, à la composante d'approvisionnement des TRVE.

Une fois ce retraitement effectué, la CRE a proposé dans la consultation publique d'établir le niveau de la rémunération normale à 2 % du tarif hors taxes et hors rattrapage en cohérence avec les résultats des analyses des marges commerciales réelles de fournisseurs d'énergie européens comparables menées en 2016. Cette méthode permet à la rémunération normale d'être davantage représentative des conditions de marché de gros et de détail et des risques supportés par les fournisseurs.

5.1 Retour de la consultation publique sur la rémunération normale

Plusieurs acteurs dont les associations de consommateurs sont défavorables à la méthode proposée. Un acteur considère en particulier que les effets de la thermosensibilité sont déjà intégrés dans le coût des écarts au périmètre d'équilibre. Un autre acteur propose que la rémunération normale ne couvre que les risques portés par les seuls fournisseurs qui proposent les TRVE, à savoir EDF et les entreprises locales de distribution.

A l'inverse, les fournisseurs sont majoritairement favorables à intégrer l'espérance des risques aux coûts d'approvisionnement. Ils considèrent en revanche que le niveau de rémunération normale envisagé est trop faible pour couvrir les risques liés à leur activité.

Plus spécifiquement, plusieurs fournisseurs ont fait les retours suivants :

- la rémunération normale devrait *a minima* couvrir en niveau un certain quantile de risque. Plusieurs acteurs proposent une couverture pour les quantiles compris entre 80% et 99%. Plus spécifiquement ils insistent sur le fait que le choix d'une rémunération normale (hors espérance) égale à 2% est insuffisant ;
- la rémunération normale devrait intégrer et couvrir d'autres risques qui ne sont pas pris en compte à l'heure actuelle à l'instar des coûts de cascading ou du spread bid-ask (évoqués précédemment) ;
- la rémunération normale devrait être séparée en deux composantes distinctes : couverture des risques (à un certain quantile, par exemple 95%) et une marge commerciale (2 % ou 2 €/MWh suivant les propositions).

Par ailleurs, pour plusieurs acteurs, la rémunération normale devrait être maintenue en €/MWh plutôt qu'en %. Les fournisseurs considèrent qu'il faut se prévenir de rémunérations trop faibles en cas de retournement de marché. Une association de consommateurs considère à l'inverse que la méthode proposée est exagérément protectrice et qu'un montant en €/MWh serait donc préférable.

Enfin, un fournisseur propose qu'une régularisation ex-post soit réalisée sur le coût de l'espérance des risques thermosensibilité.

5.2 Méthode retenue par la CRE pour la rémunération normale

La CRE estime qu'il est légitime de prendre en compte dans les TRVE d'une part les coûts associés à l'espérance du risque thermosensibilité, et, d'autre part, les coûts des écarts au périmètre d'équilibre, ces deux sources de coût étant indépendantes l'une de l'autre. En effet, les coûts de thermosensibilité correspondent aux écarts de consommation, et donc aux coûts d'approvisionnement réalisés par les fournisseurs jusqu'en J-1. Le coût des écarts a vocation à couvrir les écarts de consommation entre la dernière prévision réalisée par le fournisseur au jour J-1 et la consommation effectivement réalisée constatée au jour J.

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 la 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.

La proposition des fournisseurs de calibrer le niveau de la marge sur la couverture d'un quantile ne correspond pas au schéma de construction retenu par la CRE. Comme évoqué précédemment, le calcul des quantiles 95% sert uniquement à déterminer la répartition de la rémunération normale entre les différentes options et postes horosaisonniers des TRVE. Le niveau de rémunération normale est défini par ailleurs, initialement sur le fondement d'un *benchmark*, puis maintenu à un niveau de 3,74€/MWh.

En tout état de cause, les propositions de certains fournisseurs (calage de la marge sur une couverture des risques à 80% ou 99%) conduiraient à des niveaux de marge potentiellement déraisonnables et surtout très volatiles, susceptibles de remettre en cause la stabilité du TRVE. A cet égard, la CRE souligne l'hétérogénéité des niveaux de couverture de risque remontés par les fournisseurs dans leur contribution à la consultation publique.

Le niveau de rémunération (espérance comprise) proposé dans la consultation publique permet, dans le contexte de marché actuel, de couvrir un quantile de risques inférieur à ceux retenus pour le calcul des clés de répartition de la rémunération normale. Ce calcul n'intègre toutefois pas la prise en compte des effets de foisonnement des risques qui font baisser le niveau de risque supporté par les fournisseurs. En effet, pour le calcul de la répartition en structure, le calcul des quantiles est réalisé risque par risque pour chaque sous-profil et client par client. Or, le risque effectivement supporté par les fournisseurs doit s'entendre globalement, à l'échelle de l'approvisionnement de l'ensemble d'un portefeuille, où certains surcoûts sont compensés par des moindres coûts par ailleurs. En tenant compte du foisonnement, le quantile de risque implicitement couvert par la rémunération proposée serait significativement supérieur.

De plus, la CRE n'envisage pas d'augmenter la rémunération normale pour prendre en compte les effets des *spread bid-ask* et des *initial margins* pour les raisons évoquées dans les parties précédentes.

Si la couverture des quantiles ne constitue pas une condition pour déterminer le niveau de marge, les risques supportés par les fournisseurs ont cependant évolué en cohérence avec le contexte de marché. Le choix de calculer la rémunération normale sur le fondement d'un pourcentage permet de prendre en compte en continu cet effet. A l'inverse, la fixation d'une rémunération normale en €/MWh impliquerait de réévaluer le niveau à chaque mouvement tarifaire. Enfin, en cas de retournement de marché, la rémunération normale calculée sur un pourcentage resterait donc tout à fait adaptée comme cela a été constaté en 2017 et 2018 par exemple.

En conclusion, la CRE estime que les arguments avancés à ce stade par les acteurs consultés ne justifient pas un changement par rapport à la proposition de la consultation publique.

La CRE fait évoluer la construction de la composante de rémunération normale, selon la méthode présentée dans la consultation publique : la valorisation de l'espérance des risques quantifiés sera intégrée aux coûts d'approvisionnements du TRVE, et le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale sera fixé, en cohérence avec le *benchmark* de 2016, à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages.

La CRE conduira en 2023 une étude pour mettre à jour son *benchmark* portant sur les marges d'acteurs français et européens ayant des activités comparables aux fournisseurs d'électricité. Ce *benchmark* actualisé aura vocation, le cas échéant, à faire évoluer le pourcentage de marge dans la rémunération normale.

*

La situation pour l'année 2023, caractérisée par un ensemble de mesures visant à protéger les consommateurs (bouclier tarifaire) et également à sécuriser les fournisseurs, modifie le modèle fondant l'évolution du calcul de la rémunération normale présentée ci-dessus :

- ces mesures vont globalement, soit directement (par exemple, prêts garantis par l'Etat pour les petits professionnels), soit indirectement (effets du bouclier tarifaire sur le marché de détail), réduire les risques encourus par les fournisseurs au titre de leur activité de commercialisation d'offres d'électricité ;
- avec le bouclier tarifaire, une part significative du chiffre d'affaires des fournisseurs sur les segments résidentiels et petits professionnels proviendra de la compensation prévue par la loi de finances pour 2023. Cette compensation, à la charge de l'Etat, sécurise une part importante des revenus des fournisseurs et réduit leurs risques.

A cet égard, la notion de « rémunération normale » doit être interprétée en fonction du contexte dans lequel les tarifs s'inscrivent. Dans le contexte actuel de crise inédite des prix de l'énergie, ayant des effets importants sur les consommateurs d'électricité, l'ensemble des parties prenantes doit consentir à des efforts importants :

- les consommateurs, qui subiront au 1^{er} février une augmentation des TRVE de 15 % ;
- l'Etat, qui finance le bouclier tarifaire et compensera les fournisseurs pour leurs pertes ;

Dans ce cadre, il est légitime que les fournisseurs, aussi bien ceux commercialisant les TRVE que les autres, prennent également leur part à ces efforts, via une marge raisonnable, calée sur le TRVE gelé. La CRE considère en effet que fixer la marge sur les TRVE non gelé qui vont connaître une hausse et un niveau inédits, serait dans ce contexte particulier déraisonnable. La CRE retient en conséquence une marge de 2% calculée en pourcentage du tarif gelé.

Compte-tenu de ces éléments, la CRE retient une composante de rémunération normale, hors espérance des risques quantifiables, égale à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage applicable au 1^{er} août 2022, augmenté de 15 %.

6. SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

Depuis 2016 et la mise en œuvre de la construction des TRVE par empilement des coûts, l'attractivité relative de l'option Heures Pleines Heures Creuses (HPHC) par rapport à l'option Base a progressivement diminué. La part de la consommation devant être placée pendant les Heures Creuses (HC) afin que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base a sensiblement augmenté, passant de 41 % en HC en 2016 à 60 % en 2021. Ce dernier ratio est significativement supérieur à la consommation moyenne en HC des clients de l'option HPHC du TRVE, qui est de 40 %, et peut dès lors être légitimement considéré comme requérant des clients concernés un effort de flexibilité trop important.

Ce déficit d'attractivité s'est résorbé en 2022 sous l'effet d'un coût d'approvisionnement des volumes non fournis à l'ARENH très élevé relativement au coût d'approvisionnement du ruban lissé sur 24 mois. L'option HPHC qui bénéficie d'un droit ARENH plus faible que l'option Base subit moins ce coût élevé de l'écêtement des volumes ARENH. Cela s'est traduit en 2022 par des augmentations du coût de la brique énergie plus faibles pour l'option HPHC relativement à l'option Base. En 2022, la part de la consommation devant être placée en HC pour que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base est passée à 31 %. La prise en compte par le gouvernement de la structure résultant de l'empilement des coûts dans les grilles tarifaires gelées au 1^{er} février 2022 a permis de préserver l'attractivité de l'option HPHC et le ratio d'équilibre de 31 %.

Cependant, à méthode inchangée, ce regain d'attractivité est conjoncturel et non pérenne. Selon les simulations menées par la CRE, le ratio d'équilibre entre HPHC et Base retrouverait son niveau de 2021 dès le mouvement de début d'année 2023.

Or, la situation exceptionnelle de tension sur la sécurité d'approvisionnement en électricité anticipée pour les hivers prochains nécessite que l'ensemble des leviers de maîtrise de la demande en électricité soient mobilisés à leur plein potentiel. L'option HPHC constitue un outil majeur en ce qu'elle incite les 10,1 millions de consommateurs résidentiels qui la souscrivent (11,2 millions souscrivent une option Base) à déplacer leurs consommations hors des périodes de pointe du système électrique, notamment via le pilotage automatique des ballons d'eau chaude, au bénéfice de l'intérêt général.

La CRE estime qu'il est essentiel de préserver ce gisement de flexibilité simple et massif en une bonne attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base. Pour cela, il faut garantir l'incitation économique à rester en HPHC des consommateurs souscrivant actuellement cette option.

Dans ce cadre et afin d'assurer de manière durable l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base, la CRE a identifié dans la consultation publique deux méthodes possibles pour adapter la construction des options tarifaires du TRVE Bleu résidentiel : (i) une méthode « d'empilement sur option cible », qui consiste à établir une « option cible » à partir de laquelle seraient définis les tarifs des options Base et HPHC ; et (ii) une méthode de « ratio d'équilibre cible », qui consiste à choisir une valeur de la part de la consommation minimale devant être placée en HC pour que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base – appelée ratio d'équilibre cible – et de modifier la structure des tarifs Base et HPHC de manière à atteindre ce ratio d'équilibre cible. C'est la méthode privilégiée par la CRE dans la consultation publique.

Dans le cas spécifique de l'année 2023 et du contexte du gel tarifaire annoncé, la CRE suggérait dans la consultation publique d'effectuer un simple mouvement en niveau au 1^{er} février 2023 préservant le ratio actuel pour HPHC, qui constitue un point d'équilibre adéquat.

Dans le cadre d'un rééquilibrage de l'attractivité économique des options Base et HPHC, une mesure complémentaire, ou alternative, proposé à plus long terme¹⁹ par la CRE dans la consultation publique consistait en l'élargissement de la plage des heures creuses, sans toutefois en renchérir le prix. Actuellement de 8 heures par jour, cette dernière pourrait être étendue à une fourchette plus large et moins contraignante pour les consommateurs, mais toujours adaptée aux besoins de flexibilité du système électrique.

Afin de favoriser l'ensemble des options du TRVE renvoyant des incitations à consommer lors des heures creuses, la CRE envisageait dans la consultation publique d'intégrer les consommateurs de l'option TEMPO dans cette évolution de structure.

S'agissant de mesures à plus long terme, la CRE a indiqué dans la consultation publique que les adaptations de structure proposées de sorte que les TRVE envoient davantage de signaux à mieux consommer pourraient constituer un premier pas vers la mise en œuvre d'une option TRVE à 4 postes horosaisonniers (Heures Pleines - Heures Creuses et Hiver - Eté).

¹⁹ La mise en œuvre de cette mesure nécessite la modification des sous-profils HP et HC du profil RES2, qui ne pourra probablement pas être menée à bien pour une entrée en vigueur au 1^{er} février 2023.

Enfin, la CRE a évoqué dans la consultation publique la possibilité de remplacer l'option Base du TRVE par une option Heure Pointe Heure Base. L'option Base du TRVE ne renvoie aux consommateurs aucun signal tarifaire les incitant à adapter leur consommation aux besoins du système électrique.

Une option Heures Pointe - Heures Base (HPHB) comporterait deux plages horosaisonniers : (i) une plage fixe d'heures de pointe, à un tarif élevé, de 2 heures le matin et 2 heures le soir, calée sur les pics de consommation nationale sur les mois de novembre à mars²⁰ et (ii) une plage d'heures de base toutes les autres heures.

6.1 Retour de la consultation publique sur la sécurité d'approvisionnement

6.1.1 Retour sur le niveau relatif des options Base et HP/HC

S'agissant de la méthode pour adapter la construction des options tarifaires du TRVE Bleu résidentiel, 13 acteurs sont favorables à la méthode par « ratio d'équilibre cible ». Ils indiquent que cette méthode est plus stable et moins sensible aux prix de marché et à l'écrêtement. Un acteur suggère de retenir un ratio cible intermédiaire entre celui appliqué en 2022 et celui qui serait calculé par la méthode d'empilement sur option cible pour 2023

3 acteurs privilégient la méthode « d'empilement sur option cible » mais sont favorables, dans un premier temps à appliquer la méthode « ratio cible » qui est plus simple.

4 acteurs sont défavorables aux méthodes proposées dans la consultation publique car elles diminuent la répliquabilité des TRVE en introduisant des subventions croisées entre les options.

L'ensemble des répondants est favorable à ce que la CRE, pour le mouvement tarifaire du 1^{er} février 2023, réalise un pur mouvement en niveau, sans évolution de structure.

S'agissant de l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation en structure, 8 répondants sont favorables à cette mesure car les clients TEMPO apportent le plus de flexibilité au système électrique.

A l'inverse, 4 acteurs sont défavorables à la proposition. Ils indiquent que l'option TEMPO n'est pas proposée par les fournisseurs alternatifs, qu'elle n'existe que chez EDF, et que l'inclure dans l'optimisation dégrade l'équilibre et la contestabilité globale des TRVE.

S'agissant de l'augmentation du nombre d'heures creuses, 8 acteurs, notamment les associations de consommateur sont favorables à la modification.

A l'inverse, 7 acteurs sont défavorables car ce changement n'est pas compatible avec la méthode de construction par empilement des TRVE et introduirait un biais important.

Par ailleurs, certains acteurs indiquent qu'il est d'abord nécessaire de s'assurer du besoin ainsi que de l'existence d'autres heures réellement creuses. Pour beaucoup d'acteurs, il faut plutôt se concentrer sur l'optimisation du placement des HC actuelles.

Enfin, 4 acteurs, notamment des gestionnaires de réseaux, considèrent que des études approfondies doivent être menées au préalable.

6.1.2 Retour sur les mesures prospectives à plus long terme

S'agissant de la mise en œuvre d'un TRVE à 4 postes horosaisonniers, 12 acteurs sont favorables la création d'une telle option. Ils indiquent qu'elle améliorerait la cohérence entre les TRVE et le TURPE 4 postes. Ils insistent sur la vigilance à apporter aux consommateurs vulnérables.

4 acteurs, surtout des associations de consommateurs, sont défavorables car ils considèrent que ce serait une option trop complexe, et que la mesure pourrait créer un sentiment d'injustice pour les consommateurs qui n'ont pas de flexibilité sur leur consommation. Pour ces acteurs, ce sujet mérite une consultation publique dédiée.

Enfin, 2 acteurs sont défavorables car selon eux, les TRVE ne doivent pas être un objet d'innovation, au risque d'obérer l'espace économique des fournisseurs alternatifs.

S'agissant de la bascule de l'option Base vers une option Heure Pointe/Heure Base, 8 acteurs y sont favorables. Ils indiquent que ce changement nécessite un accompagnement des consommateurs et doit se faire en cohérence avec les offres de marché.

De même, 4 acteurs sont favorables mais indiquent qu'il faut maintenir une option Base, au moins pour les consommateurs <9 kVA qui ne peuvent déplacer leurs usages, ainsi que pour l'éclairage public.

Par ailleurs, 4 acteurs proposent des adaptations de l'option par exemple avec une période de pointe plus courte, d'une durée de 20 à 30 minutes ou 1h à 1h30.

²⁰ Plus précisément, les heures de pointe pourraient être choisies sur la même base que les heures du sous-profil Pointe P1 du profil ENT3, à savoir 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, fixées par le gestionnaire du réseau de distribution public. Ce sous-profil correspond à 309 heures de pointe dans l'année.

A l'inverse, 4 acteurs sont défavorables car les TRVE ne doivent pas être innovants pour des raisons identiques à celles évoquées pour la proposition de mettre en œuvre des TRVE à 4 postes.

Enfin, 5 acteurs sont défavorables car ce changement pénalise les consommateurs inflexibles qui sont souvent les plus précaires. Certains répondants souhaitent une consultation publique dédiée.

La CRE note qu'un seul fournisseur indique dans sa réponse être disposé à commercialiser une telle offre.

6.1.3 Retour sur les autres enjeux relatifs à la sécurité d'approvisionnement

Trois suggestions supplémentaires relatives à la sécurité d'approvisionnement sont mentionnées dans les réponses à la consultation :

- (i) certains acteurs suggèrent d'augmenter l'écart entre le prix des HP et les HC ;
- (ii) d'autres proposent de saisonnaliser le placement des HC dans les TRVE et le TURPE, par exemple en plaçant les HC en milieu de journée en été lorsque la production photovoltaïque est importante et en les plaçant uniquement la nuit en hiver ;
- (iii) enfin des répondants suggèrent de piloter l'enclenchement des ballons d'eau chaude pour qu'ils fonctionnent uniquement pendant les HC même pour les clients souscrivant une option Base, pour réduire les contraintes sur le système électrique.

6.2 Evolutions retenues par la CRE pour la sécurité d'approvisionnement

La CRE rejoint les répondants sur le fait que les évolutions envisagées pour la structure entraînent des conséquences importantes pour les consommateurs et pour le fonctionnement du marché de détail qui doivent être bien pesées. La CRE estime qu'il est approprié, avant de mettre en œuvre de telles évolutions, de mener des analyses plus approfondies, incluant une étude d'impact et l'identification des mesures d'accompagnement des consommateurs qui pourraient s'avérer nécessaires.

La CRE souhaite en revanche que les TRVE, dès aujourd'hui, puissent contribuer à la mobilisation de tous les moyens de flexibilité permettant le passage des pointes hivernales et répondre avec la meilleure efficacité aux enjeux de sécurité d'approvisionnement des prochains hivers.

A ce titre, la CRE, dans sa proposition tarifaire de janvier, proposera une grille Tempo pour la puissance souscrite 6kVA.

Dans le cadre du bouclier tarifaire prévu par la loi de finances 2023, l'article 181-VIII prévoit que le gouvernement peut s'opposer à la proposition tarifaire de la CRE si celle-ci excède de 15% le tarif applicable au 31 décembre 2022. Le cas échéant, il fixera par arrêté les tarifs à un niveau inférieur pour une partie de la consommation de clients.

Dans ce contexte, la CRE s'attachera, dans sa proposition tarifaire, à retenir une structure préservant l'attractivité de l'option HPHC, et s'articulant au mieux avec les modalités d'application du gel, notamment en termes d'homogénéité des évolutions entre les différentes options tarifaires.

DECISION DE LA CRE

À la suite de la consultation publique conduite entre le 22 septembre et le 17 octobre 2022, et sur le fondement des contributions des acteurs et des auditions menées devant le Collège, la CRE fait évoluer la méthode de construction des TRVE.

Ces évolutions ont pour objet de mettre en cohérence le calcul des TRVE avec le contexte de marché actuel, afin d'en garantir la répliquabilité et le respect du principe de contestabilité. La CRE s'est également attachée à pérenniser la stabilité des TRVE, principal vecteur de protection des consommateurs face à la volatilité des prix de gros.

Ces évolutions auront un impact important sur le niveau des TRVE proposés par la CRE en janvier 2023, qui reflète au plus juste les coûts d'approvisionnement des fournisseurs

*

S'agissant du calcul du complément d'approvisionnement en énergie

En premier lieu, la CRE maintient un approvisionnement lissé sur les deux ans précédant l'année de livraison pour le ruban de consommation. Comme proposé dans la consultation publique, la CRE réduit en revanche la période de lissage de l'approvisionnement de la forme de la consommation à un an afin d'améliorer la répliquabilité des TRVE et de respecter le principe de contestabilité.

En conséquence, comme indiqué dans sa communication du 29 novembre 2022, la CRE retient, pour les TRVE 2025, une période de lissage débutant au surlendemain de la date de publication de la présente délibération méthodologique de la CRE et se terminant au 31 décembre 2024.

En deuxième lieu, la CRE intègrera dans ses prochaines propositions tarifaires une valeur de 0,0375 €/MWh pour couvrir les frais d'accès au marché de l'énergie (*trading* et *clearing fees*) qui s'ajoutent aux frais de livraison (*delivery fee*) de 0,010€/MWh. Ces valeurs permettent de couvrir les frais liés aux achats/revente réalisés par les fournisseurs lors de l'approvisionnement de la forme de la courbe de charge (*shaping*).

En troisième lieu, la CRE ne prendra pas en compte de coûts supplémentaires dans les TRVE liés au *spread bid-ask*.

Enfin, la CRE n'intégrera pas de composante supplémentaire dans les TRVE pour couvrir les coûts d'immobilisation de capital liée aux appels de marge qui, conformément à la méthode actuellement en vigueur, sont internalisés dans la rémunération normale. La CRE considère en outre que la prise en compte d'un *netting* des positions des acteurs dans les chambres de compensation limite sensiblement les montants en jeu.

S'agissant de la prise en compte du coût des écarts au périmètre d'équilibre

La CRE indexe désormais le coût des écarts au périmètre d'équilibre pour tenir compte des évolutions des prix de marché récentes. La CRE considère que l'évolution du calcul du coût des écarts (fixation du coefficient « k » ex ante) justifie de prendre en compte la meilleure estimation du prix spot connue à date portant donc sur la période de livraison considérée.

La CRE retient ainsi à partir de 2023 pour le calcul du coût des écarts pour l'année de livraison N, la formule décrite ci-après :

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

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

S'agissant du coût d'approvisionnement en CEE

La CRE avait initialement proposé dans la consultation publique susmentionnée de fixer la composante d'approvisionnement en CEE retenue dans les TRVE sur le fondement d'une référence de prix publique (indice spot Emmy par exemple). Une telle approche ne fait pas consensus auprès des acteurs et n'est, à ce stade, pas retenue par la CRE.

Faute de référence de marché suffisamment robuste et pertinente, la CRE maintient donc les coûts d'EDF comme référence pour le coût d'approvisionnement des CEE.

Toutefois, afin d'améliorer dès 2023 la transparence de cette composante de coûts, la CRE en explicitera dorénavant le niveau dans ses propositions tarifaires.



S'agissant de l'évolution de la rémunération normale.

La CRE fait évoluer la composante de rémunération normale, selon la méthode présentée dans la consultation publique : la valorisation de l'espérance des risques quantifiés sera intégrée aux coûts d'approvisionnement du TRVE, et le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale sera fixé à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages.

La CRE lancera en 2023 une étude pour mettre à jour son *benchmark* portant sur les marges d'acteurs français et européens ayant des activités comparables aux fournisseurs d'électricité historiques et alternatifs. Ce *benchmark* actualisé aura vocation, le cas échéant, à faire évoluer le pourcentage de marge dans la rémunération normale.

Pour l'année 2023, la CRE retient pour la composante de rémunération normale, hors espérance des risques quantifiables, une valeur égale à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage applicable au 1^{er} août 2022, augmenté de 15 %.

S'agissant des évolutions en structure des TRVE

Afin (i) de maintenir la mobilisation de tous les moyens de flexibilité permettant le passage des pointes hivernales et répondre avec la meilleure efficacité aux enjeux de sécurité d'approvisionnement des prochains hivers, et (ii) de garantir, dans un contexte de gel tarifaire, la meilleure homogénéité des impacts facture pour les consommateurs, la CRE, dans sa proposition tarifaire de janvier pour l'année 2023 :

- proposera une structure tarifaire la mieux adaptée aux enjeux précités ;
- proposera une grille Tempo pour la puissance souscrite 6 kVA.

La CRE a proposé dans sa consultation publique des évolutions portant sur la structure des TRVE à court et à plus long terme. La CRE continuera ses travaux d'analyses sur le sujet, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes.

*

L'ensemble de ces évolutions seront prises en compte dès la prochaine proposition tarifaire de la CRE.

Cette délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique, ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, 12 janvier 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON