

CONSULTATION PUBLIQUE N°2026-06

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

Consultation publique du 16 avril 2026 relative aux signaux tarifaires des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou en haute tension en ZNI

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Nadia FAURE et Didier REBISHUNG, commissaires.

Contexte et objet de la consultation publique

Les systèmes électriques dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) sont en profonde mutation : le développement des énergies renouvelables et l'électrification des usages augmenteront les besoins et la valeur de la flexibilité de la consommation. Ainsi, la CRE considère nécessaire de faire évoluer les signaux tarifaires envoyés à tous les consommateurs dans ce contexte de transformation des fondamentaux économiques de ces systèmes. La CRE a lancé plusieurs réformes des TRVE en France métropolitaine continentale :

- la suppression de l'option base pour les clients résidentiels pour les puissances de 18-36 kVA et son extinction (l'offre n'est plus proposée mais peut être conservée) pour les puissances de 9-15 kVA ;
- une méthode de calcul des TRVE permettant de stabiliser l'intérêt des consommateurs de choisir l'option HPHC plutôt que l'option base ;
- le décalage de certaines heures creuses nocturnes vers les heures méridiennes pour prendre en compte le développement du solaire.

Ces réformes qui concernent uniquement les consommateurs en basse tension pour des puissances souscrites inférieures à 36 kVA (BT inf 36) ont été transposées dans les ZNI (i) s'agissant du déplacement des heures creuses du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE)¹ dans la délibération n°2026-16 de la CRE relative au niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)² et (ii) s'agissant des évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans la délibération n°2026-06 relative à la proposition de mouvement tarifaire du 1^{er} février 2026³.

La présente consultation se concentre sur les mêmes enjeux mais concerne les consommateurs de haut de portefeuille en ZNI, à savoir des entreprises et des administrations. Ces consommateurs souscrivent une puissance supérieure à 36 kVA quand ils sont raccordés en basse tension (tarifs « Bleus + » en Outre-Mer et « Jaunes » en Corse) ou sont raccordés en haute tension (tarifs « Verts »).

¹ Les gestionnaires de réseaux assurent le développement, l'exploitation et l'entretien des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Pour accomplir ces missions, ils perçoivent, auprès des utilisateurs du réseau, le TURPE. Le TURPE est intégré comme une brique de coût dans les TRVE. De plus, lorsque les TRVE disposent de 8 heures creuses celles-ci correspondent à celles fixées pour le TURPE.

² Délibération de la CRE du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029.

³ Délibération de la CRE du 14 janvier 2026 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées.

Cette réforme permettra de réduire la consommation pendant les périodes les plus tendues pour le système électrique, limitant ainsi les coûts de production dans les ZNI. L'envoi de signaux tarifaires incite les consommateurs à décaler une part de leur consommation et leur permet de réduire leur facture d'électricité.

Dans les ZNI, en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les TRVE s'appliquent à l'ensemble des clients finals. La CRE a pour mission de proposer les TRVE dans les territoires suivants : Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM), Wallis-et-Futuna et les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey. En France Hexagonale, seuls les consommateurs résidentiels, les TPE ou les petites collectivités peuvent souscrire les TRVE. Ces consommateurs sont minoritaires parmi les clients de haut de portefeuille.

Depuis 2017, la CRE propose deux options pour les TRVE pour les clients raccordés en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en haute tension en ZNI (appelés également « TRVE sup 36 » dans cette délibération) : le tarif « historique » et un nouveau tarif dit « Transition Energétique ». Le tarif « Transition Energétique » reflète la structure des coûts de fonctionnement réels des parcs de production et avait vocation à remplacer à terme le tarif « historique ». Les deux tarifs ont finalement coexisté jusqu'à aujourd'hui afin d'éviter de trop fortes variations de facture chez certains consommateurs.

Dans sa délibération n°2025-10 portant proposition des TRVE, la CRE a annoncé qu'elle relancerait les études et les concertations sur l'opportunité de supprimer progressivement le tarif « historique » en adaptant si besoin les tarifs Transition Energétique.

L'adaptation des signaux tarifaires dans les TRVE sup 36 est fondamentale pour mobiliser la flexibilité de ces consommateurs en ZNI, les TRVE étant la seule offre de fourniture dans ces territoires. La CRE identifie plusieurs leviers d'adaptation :

- la suppression à terme de l'option historique « Base » des tarifs « Bleus + » ;
- la baisse du niveau de l'abonnement de l'option historique « HPHC » des tarifs « Bleus + » en Outre-Mer et la hausse en contrepartie et dans la même mesure du prix du kWh ;
- la suppression à terme de toutes les options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts ».

Ces évolutions ont vocation à inciter les consommateurs à adapter leur consommation à un signal tarifaire cohérent avec les coûts du système électrique

Les modifications envisagées par la CRE se feront à tarif moyen inchangé par ZNI et par catégorie tarifaire (« Bleus + », « Jaunes » et « Verts »), en application du principe de péréquation. Dès lors, certains consommateurs verront leurs factures diminuer, mais d'autres verront leurs factures augmenter, à consommation inchangée, et ce de façon progressive. Les baisses de coûts du système électrique liés aux déplacements de consommation qui répondent aux bons signaux tarifaires seront entièrement redistribués au consommateur. Ainsi, l'ensemble des consommateurs auront la possibilité de diminuer leurs factures sans augmenter les charges de service public de l'électricité (CSPE).

Les hausses liées aux évolutions des tarifs « Bleus + » resteront limitées. Pour les tarifs « Jaunes » et « Verts », la CRE propose des mesures d'atténuation des évolutions causées par la suppression des tarifs historiques :

- l'introduction de versions Courte Utilisation, Moyenne Utilisation et Longue Utilisation dans les tarifs « Verts » Transition Energétique ;
- le lissage sur 4 ans des tarifs « Jaunes » et « Verts » historiques avant la bascule effective des clients du tarif historique vers le tarif Transition Energétique, un an après la mise en suppression. Les clients des tarifs historiques « Jaunes » et « Verts » qui n'auraient pas encore souscrit un tarif Transition Energétique seraient ainsi basculés au tarif Transition Energétique au 1^{er} août 2030.

Dans un second temps, la CRE évaluera, en 2027, l'intérêt d'intégrer à terme les consommateurs de haut de portefeuille à la réforme du placement des heures creuses (décalage de certaines heures creuses nocturnes vers des heures creuses méridiennes) en fonction du retour d'expérience de la réforme menée pour les consommateurs BT inf 36.

La CRE consulte sur les évolutions de tarif envisagés et le calendrier de mise en œuvre de ces évolutions.

Paris, le 16 avril 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 25 mai 2026, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

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

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

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

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

Sommaire

1	Liste des questions	6
2	Contexte de la consultation	6
2.1	Cadre juridique applicable aux tarifs réglementés de vente d'électricité dans les ZNI.....	6
2.2	Spécificités des zones non interconnectées	7
2.3	Spécificités des TRVE sup 36 en ZNI	8
3	Des TRVE en adéquation avec les besoins du système électrique permettent d'optimiser le système électrique	10
3.1	Les signaux tarifaires permettent d'optimiser le système électrique	10
3.1.1	Les déplacements de consommation en dehors de périodes de pointe permettent d'optimiser le système électrique	11
3.1.2	Les déplacements de consommation sur les plages d'heures de production solaire permettent des gains système importants qui sont complémentaires aux gains du bas de portefeuille.....	12
3.1.3	La répartition entre l'abonnement et les prix du kWh des TRVE peut inciter à la sobriété, optimisant ainsi le système électrique.....	13
3.1.4	La structure saisonnière des grilles des TRVE peut inciter à la sobriété, optimisant ainsi le système électrique	13
3.2	Certains TRVE du haut de portefeuille présentent des inadéquations avec les besoins du système électrique.....	14
3.2.1	Les tarifs Bleus +	14
3.2.2	Les tarifs Jaunes et Verts	15
3.2.3	Synthèse des principaux constats faisant l'objet de la présente consultation	16
4	La CRE envisage de proposer certaines évolutions des TRVE Bleus + (BT sup 36 en Outre-Mer), Jaunes (BT sup 36 en Corse) et Verts (haute tension) afin d'optimiser le système électrique	17
4.1	La CRE envisage de proposer la suppression de l'option base des TRVE Bleus + et de rééquilibrer la part abonnement et les prix du kWh de l'option HPHC des TRVE Bleus +	17
4.2	La CRE envisage de proposer la suppression des TRVE Jaunes et Verts historiques et d'accompagner ces évolutions de mesures d'atténuation et d'un temps de lissage des factures	18
4.2.1	Pour les tarifs Verts TE, la CRE envisage d'introduire des versions	18
4.2.2	Pour les tarifs Jaunes TE, la CRE n'envisage pas de proposer l'introduction de versions.....	21

4.2.3 La CRE envisage de proposer de lisser les hausses de factures pour les tarifs Jaunes et Verts sur 4 ans	22
5 Accompagnement des consommateurs en ZNI	24
6 Dans un second temps, la CRE estime qu'il pourrait exister un bénéfice à déplacer certaines heures creuses des TRVE sup 36 à terme.....	26
6.1 Les tarifs sup 36 disposent d'heures creuses nocturnes qui pourraient être déplacées pendant des heures méridiennes	26
6.2 La CRE évaluera la pertinence de mettre à jour la structure des tarifs en cas de déplacement des heures creuses	27
7 Synthèse des jalons envisagés par la CRE.....	28
Annexe 1 - Glossaire	29
Annexe 2 - Grilles	30
7.1 Grilles des tarifs Bleus + HPHC applicable en Outre-Mer envisagées par la CRE	30
7.2 Grilles des tarifs Jaunes envisagées par la CRE	30
7.3 Grilles des tarifs Verts envisagées par la CRE	33
Annexe 3 - Evolutions de factures.....	36
7.4 Guadeloupe	36
7.4.1 Bleus +	36
7.4.2 Verts	38
7.5 Guyane.....	40
7.5.1 Bleus +	40
7.5.2 Verts	42
7.6 Martinique.....	44
7.6.1 Bleus +	44
7.6.2 Verts	46
7.7 Réunion.....	48
7.7.1 Bleus +	48
7.7.2 Verts	49
7.8 Corse.....	53
7.8.1 Jaunes.....	53
7.8.2 Verts	56

1 Liste des questions

- Question 1** Etes-vous d'accord avec les constats présentés par la CRE à propos des besoins du système électrique, de l'inadéquation de certains tarifs historiques avec ces besoins et du problème de lisibilité qu'ils peuvent causer ?
- Question 2** Etes-vous favorable à la suppression de l'option historique base des TRVE « Bleus + » et au maintien de l'option historique HPHC de ces TRVE en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à la Réunion ?
- Question 3** Etes-vous favorable au rééquilibrage de la part abonnement et du prix du kWh de l'option historique HPHC des TRVE « Bleus + » afin d'inciter à la sobriété à facture moyenne inchangée ?
- Question 4** Etes-vous favorable à la suppression à terme des options historiques des TRVE « Jaunes » et « Verts » en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à la Réunion ?
- Question 5** Etes-vous favorable à l'introduction de versions dans les tarifs « Verts » transition énergétique en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à la Réunion ?
- Question 6** Dans l'éventualité d'une suppression des options historiques des TRVE « Jaunes » et « Verts », êtes-vous favorable à un lissage de ces grilles pendant une période transitoire ?
- Question 7** Êtes-vous favorable à la méthode et à la durée du lissage envisagées par la CRE ?
- Question 8** Partagez-vous le constat de la CRE quant à l'importance de l'accompagnement tarifaire sur les TRVE en ZNI ?
- Question 9** Quelles modalités d'accompagnement privilégieriez-vous ?
- Question 10** Etes-vous favorable à déplacer certaines heures creuses nocturnes des consommateurs haut de portefeuille vers des heures méridiennes s'il persiste des gains résiduels à la suite de la réforme des heures creuses des consommateurs du bas de portefeuille (inf 36) ?
- Question 11** Identifiez-vous des usages déplaçables en heures méridiennes pour des consommateurs de haut de portefeuille ?
- Question 12** Avez-vous des observations ou remarques additionnelles sur l'ensemble des évolutions décrites et leur trajectoire de mise en œuvre ?

2 Contexte de la consultation

2.1 Cadre juridique applicable aux tarifs réglementés de vente d'électricité dans les ZNI

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont proposés aux consommateurs visés à l'article L. 337-7 du code de l'énergie. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les TRVE s'appliquent à l'ensemble des clients finals.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces TRVE. La CRE propose les TRVE en ZNI dans les territoires suivants : Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna⁴.

Le niveau moyen des TRVE en France métropolitaine continentale est déterminé selon la méthodologie dite « par empilement des coûts » conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie. En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire permettant aux consommateurs de ces territoires de bénéficier de conditions tarifaires équivalentes d'accès à l'électricité.

⁴ La CRE a également pour mission de proposer les TRVE pour les sites situés sur les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Dans la suite du texte, le terme « zones non interconnectées de France métropolitaine » regroupe Corse et les îles évoquées précédemment.

Ainsi, les TRVE pour les clients dans les ZNI souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en haute tension évoluent selon l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie par catégorie tarifaire « *dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale* ».

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 (coût moyen) et en structure (répartition du coût entre l'abonnement et les prix du kWh pour chaque poste temporel).

La structure et le niveau des tarifs hors taxe peuvent, en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes de tension propres au réseau métropolitain continental et au système de chacune des ZNI sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre l'ensemble des coûts mentionnés à l'article L. 337-6.

La méthode actuelle d'élaboration des TRVE a été mise en place par la CRE en 2016 après une consultation publique. Depuis, la CRE lui a apporté plusieurs modifications, également après consultation de l'ensemble des acteurs.

2.2 Spécificités des zones non interconnectées

Les ZNI ont plusieurs particularités impliquant un traitement différent de la structure des grilles tarifaires par rapport à la métropole continentale.

Dans les ZNI, seuls les TRVE sont proposés aux consommateurs

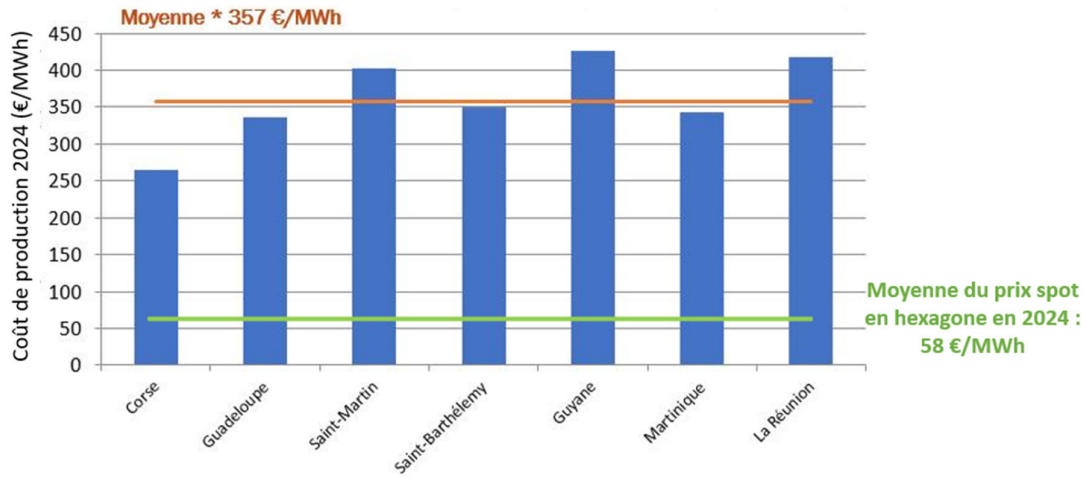
Dans les ZNI, l'ensemble des consommateurs bénéficie des TRVE, quel que soit leur niveau de puissance de raccordement et leur catégorie. Les consommateurs n'ont pas la possibilité de choisir une offre de marché et les TRVE sont dès lors l'unique vecteur de signaux de prix susceptibles de mobiliser des flexibilités.

La production d'électricité en ZNI reste encore fortement carbonée et nettement plus coûteuse qu'en France métropolitaine continentale

Le caractère insulaire des zones non interconnectées (sauf la Guyane), leurs contraintes géographiques, les limites de leurs infrastructures portuaires et routières, imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques spécifiques à l'origine de coûts de production d'électricité sensiblement plus élevés qu'en France métropolitaine continentale. De plus, les parcs de production des ZNI présentent des différences importantes entre eux et avec la métropole continentale. Enfin, l'intégration croissante des énergies renouvelables non synchrones nécessite une plus grande flexibilité des systèmes électriques et conduit à une modification des courbes de prix.

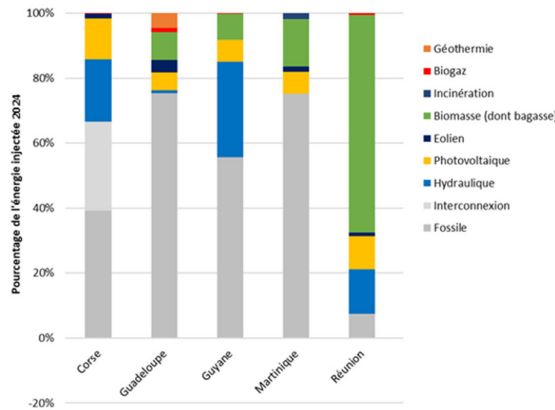
Il est donc pertinent d'envoyer des signaux tarifaires sur mesure pour chaque ZNI et de les mettre à jour régulièrement, afin d'optimiser la gestion du système électrique. Cette optimisation permet en outre de réduire la facture des consommateurs à CSPE constantes en déplaçant de la consommation flexible vers des heures où la production est moins chère. En ZNI, les heures électriques les plus chères correspondent généralement aux heures où la production est la plus carbonée et dont les combustibles sont majoritairement importés. Cette optimisation permet donc également de réduire les émissions de carbone et la dépendance aux imports en ZNI.

Figure 1 - Coût de production moyen dans les ZNI issus des déclarations des charges de service publique de l'énergie au titre de l'année 2024



De plus, la production d'électricité en ZNI est davantage carbonée qu'en France métropolitaine continentale. L'envoi de signaux tarifaires sur mesure permet également de déplacer de la consommation vers des heures où la production est moins carbonée. Les signaux tarifaires sur mesure peuvent par exemple faciliter l'intégration de la production solaire en proposant des tarifs plus intéressants pendant les heures de forte production solaire.

Figure 2 - Mix énergétique de la production d'électricité en ZNI issus des déclarations des charges de service publique de l'énergie au titre de l'année 2024



2.3 Spécificités des TRVE sup 36 en ZNI

Depuis 2017, la CRE propose deux options pour les TRVE BT sup 36 et HTA en ZNI : le tarif « Transition Energétique », dit « TE », reflétant la structure des coûts de fonctionnement réels des parcs de production et le tarif historique qui n'est pas basé sur ces coûts de fonctionnement.

L'objectif du tarif TE est d'inciter les consommateurs à réduire ou reporter leur consommation vers des périodes où le système électrique est moins tendu, moins coûteux et moins carboné.

La méthode de construction du tarif TE permet de reverser l'entièreté des gains générés sur le système électrique aux consommateurs déplaçant leur consommation.

Le tableau suivant présente une synthèse des tarifs actuellement proposés aux clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA.

Figure 3 - Aperçu des tarifs proposés actuellement aux clients raccordés au-dessus de 36 kVA dans les ZNI concernées par la réforme⁵

	Tarif "Transition énergétique"		Tarif Historique	
	BT sup 36 kVA (jaunes et bleus +)	HTA (verts)	BT sup 36 kVA (jaunes et bleus +)	HTA (verts)
Corse	5 postes Saisonnalisé : La saison haute, de 6 mois, comprend juillet et août	5 postes Saisonnalisé : La saisons haute, de 6 mois, comprend juillet et août	2 versions 5 postes Saisonnalisé : La saisons haute, de 4 mois, ne comprend pas juillet et août	3 versions 5 postes Saisonnalisé : La saisons haute, de 4 mois, ne comprend pas juillet et août
Réunion	2 postes Heures Pointes Heures creuses (3h à 4h de Pointe) Non saisonnalisé	5 postes Saisonnalisé et la pointe est seulement en saison haute	2 options non saisonnalisées Base (1 poste) et HPHC (2 postes)	3 versions 5 postes Saisonnalisé mais la pointe est toute l'année
Guadeloupe (+Saint-Barthélemy et Saint Martin)				
Martinique		3 postes non saisonnalisé		3 versions 3 postes Non saisonnalisé
Guyane				

L'introduction de ces nouvelles grilles tarifaires en 2017 s'est accompagnée d'une décision de maintenir temporairement le tarif historique. Cette décision, visant à prévenir l'augmentation des factures pour certains consommateurs en ZNI conformément aux dispositions prévues à l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, a impliqué de prévoir une suppression progressive du tarif historique afin de faciliter la transition vers les tarifs TE. En janvier 2022, la CRE a annoncé reporter *sine die* la mise en extinction des tarifs historiques au profit des seuls tarifs TE, initialement prévue en août 2022 dans les territoires de Corse, de la Réunion, de la Guadeloupe, de la Martinique et de la Guyane.

A Wallis-et-Futuna, seul le tarif TE est proposé aux clients sup 36 kVA. A Mayotte, à Saint-Pierre-et-Miquelon, dans les îles d'Ouessant, à Molène, à Sein et à Chausey, seuls les tarifs historiques sont proposés aux clients sup 36 kVA. La réforme ne s'applique donc pas à ces territoires.

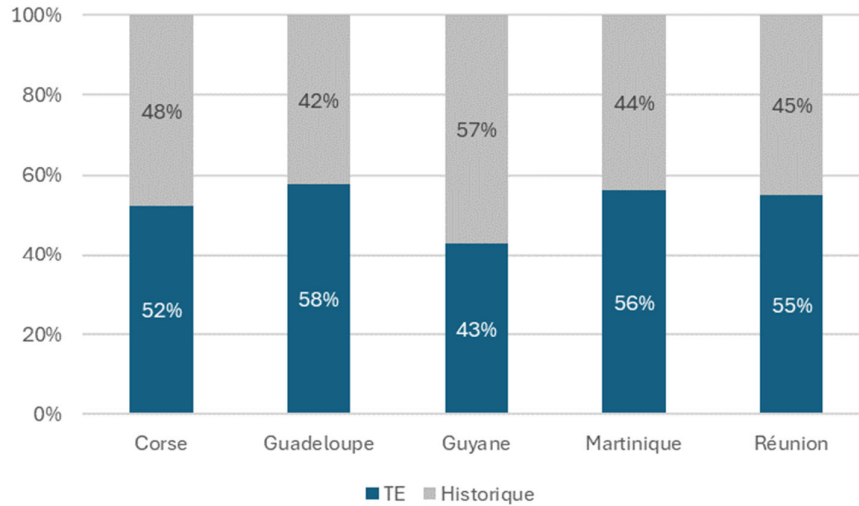
Cette coexistence a été maintenue lors des différents mouvements tarifaires afin d'éviter une hausse conséquente de la facture de certains consommateurs lors de leur passage au tarif transition énergétique. Ces hausses de factures étaient liées à deux facteurs principaux :

- la répartition entre la part abonnement et le prix du kWh des tarifs transition énergétique, parfois sensiblement éloignée des structures des grilles historiques.
- le placement et le niveau des postes horsaisonniers du tarif TE, optimisé selon les besoins du système électrique local. Les clients présentant un profil de consommation coûteux pour le système électrique se voient appliquer une facture plus élevée avec l'option TE des TRVE, les incitant ainsi à déplacer leur consommation aux périodes moins tendues pour le système électrique.

Au total, 53 % des sites de haut de portefeuille en ZNI ont souscrit le tarif TE en 2025. En haute tension, 44 % des sites ont souscrit le tarif TE contre 57 % des sites en basse tension.

⁵ Pour chaque catégorie tarifaire (« Bleus + », « Jaunes » et « Verts »), plusieurs options peuvent être proposées. Ces options peuvent avoir un nombre ou un placement différent des postes horsaisonniers (par exemple option base et option heures pleines heures creuses). Chaque option peut avoir plusieurs versions, elles diffèrent généralement par leur répartition des coûts entre l'abonnement et les prix du kWh.

Figure 4 - Part des sites raccordés en sup 36 kVA ayant souscrit le tarif transition énergétique ou restés au tarif historique en 2025, données : EDF SEI



3 Des TRVE en adéquation avec les besoins du système électrique permettent d'optimiser le système électrique

3.1 Les signaux tarifaires permettent d'optimiser le système électrique

L'adaptation des signaux tarifaires dans les TRVE est un moyen efficace et décarboné de réduire les coûts de fonctionnement du système électrique. Les signaux incitent les consommateurs à déplacer la consommation électrique hors des plages horaires les plus coûteuses pour le système électrique et favorisent la consommation électrique durant les périodes où la production électrique est moins coûteuse.

Ainsi, la CRE a lancé plusieurs réformes des TRVE en France métropolitaine continentale et dans les ZNI :

- La suppression de l'option base pour les clients résidentiels pour les puissances de 18-36 kVA et son extinction (l'offre n'est plus proposée mais peut être conservée) pour les puissances de 9-15 kVA.
- Une méthode de calcul des TRVE permettant de stabiliser l'intérêt des consommateurs de choisir l'option HPHC plutôt que l'option base.
- Le décalage de certaines heures creuses nocturnes vers les heures méridiennes pour prendre en compte le développement du solaire.

Les clients de haut de portefeuille n'ont pas encore été inclus dans ces réformes tarifaires initiées par la CRE. Pourtant, ces clients, notamment ceux raccordés en HTA, reçoivent des signaux tarifaires complexes allant jusqu'à 5 postes. Certains clients parviennent à adapter leur consommation aux plages tarifaires, permettant *de facto* d'optimiser leur facture d'électricité et les coûts du système électrique.

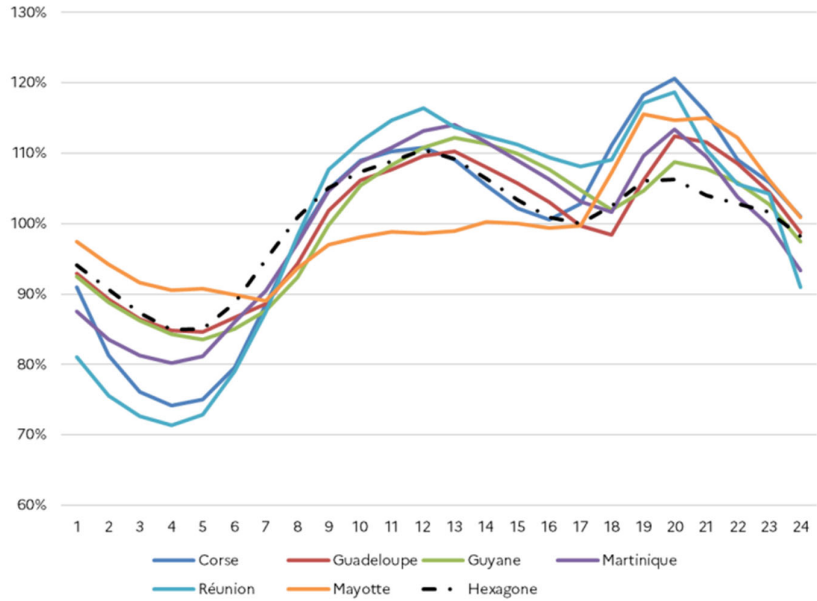
La CRE a analysé les gains systèmes pouvant résulter de la simple adaptation des plages tarifaires des TRVE dans trois cas de figure :

- lorsque ces signaux permettent de déplacer de la consommation en dehors de la période de la pointe du soir ;
- lorsque ces signaux permettent de déplacer de la consommation sur les plages d'heures creuses méridiennes ;
- lorsque la structure des grilles permet d'inciter les consommateurs à la sobriété, par exemple durant certaines saisons.

3.1.1 Les déplacements de consommation en dehors de périodes de pointe permettent d’optimiser le système électrique

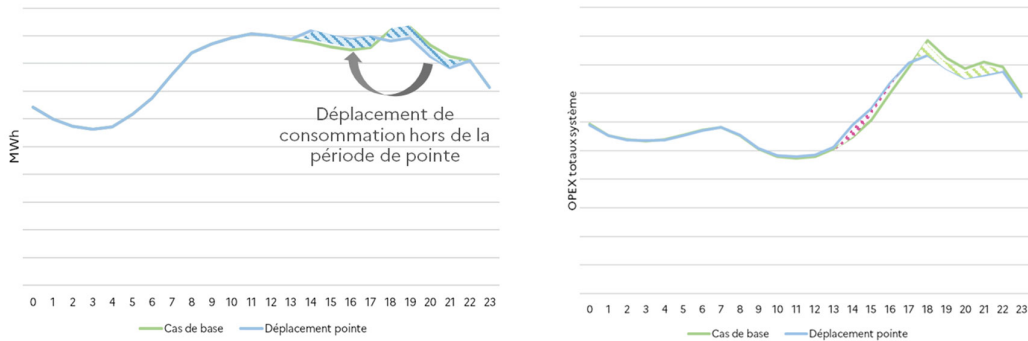
Dans l’ensemble des ZNI, la pointe du soir est très marquée en raison du poids de la consommation résidentielle dans la consommation électrique totale des territoires (voir Figure 5). Le déplacement de la consommation en dehors de ces périodes de forte consommation permet donc de réduire les coûts de fonctionnement du système, notamment en limitant l’appel aux centrales de pointe donc les coûts marginaux sont les plus élevés.

Figure 5 - Forme de la courbe de charge moyenne journalière en 2024 dans chacune des zones



La CRE a cherché à quantifier les gains systèmes pouvant être générés par le déplacement de consommation en amont des périodes de pointe du soir à l’horizon 2033 pour plusieurs territoires. Il ressort de ces analyses qu’un déplacement d’environ 5 % de la consommation de pointe du haut de portefeuille en amont de la pointe permet un gain total sur l’ensemble des territoires de SEI évalué entre 5 et 10 M€/an à l’horizon 2033. Cette estimation n’intègre pas les économies de développement de nouvelles capacités, qui pourraient apparaître si la pointe continuait à croître.

Figure 6 - Illustration de la réduction d’OPEX permise par un déplacement de consommation en amont de la pointe du soir (consommation moyenne horaire à gauche et OPEX moyens horaires à droite)



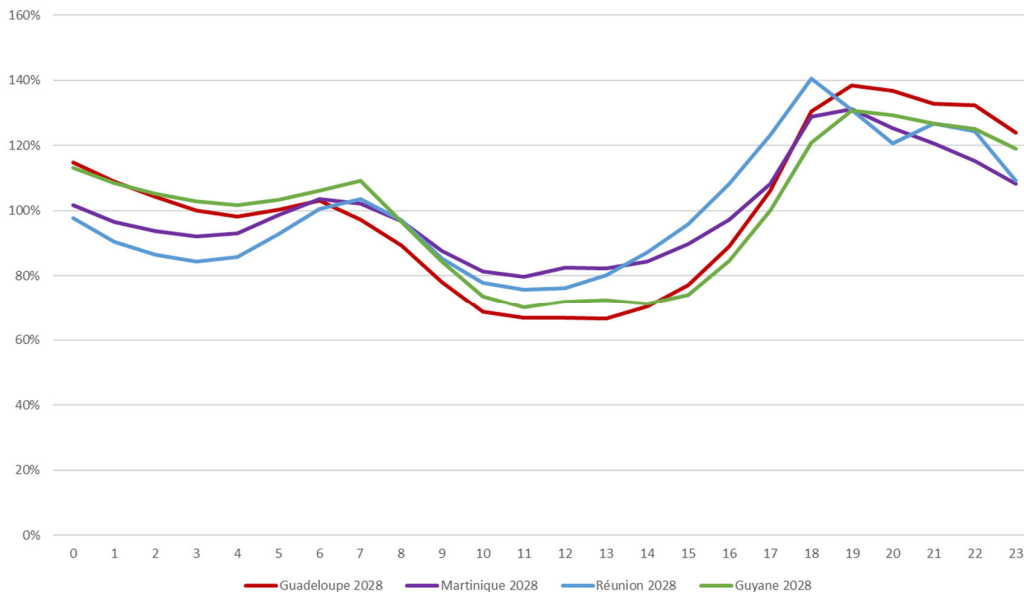
Les tarifs de haut de portefeuille sont actuellement les seuls à véhiculer au consommateur une incitation à déplacer sa consommation en dehors des périodes de pointe électrique. La CRE estime donc nécessaire que la période de pointe de ces tarifs soit placée de façon à correspondre à la période de pointe du système électrique.

3.1.2 Les déplacements de consommation sur les plages d'heures de production solaire permettent des gains système importants qui sont complémentaires aux gains du bas de portefeuille

La production fatale⁶ dispose d'un coût marginal très faible, c'est-à-dire que les coûts engendrés par ces parcs de production sont les mêmes qu'ils produisent ou non. Pour cette raison, les coûts marginaux au niveau du parc global sont davantage dépendants de la courbe de charge résiduelle, c'est-à-dire nette de la production fatale (la production fatale ayant toujours intérêt à produire pour optimiser les coûts du système).

Les courbes de charge résiduelle (présentées pour exemple ci-dessous pour les Outre-Mer) présentent des creux pendant les heures méridiennes, qui sont des heures de forte production solaire.

Figure 7 - Forme de la courbe de charge moyenne journalière en 2024 dans chacune des zones

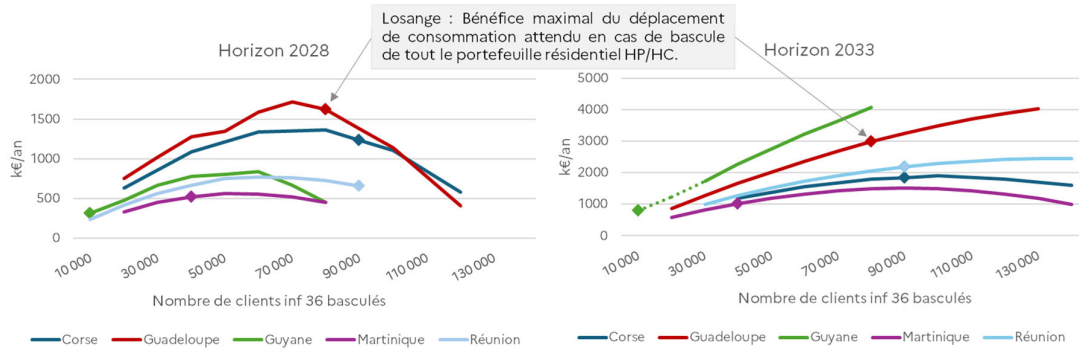


Sur le bas de portefeuille, et dans le cadre du FPE, le déplacement des heures creuses depuis les plages nocturnes vers les plages méridiennes a été initié par EDF. La CRE observe néanmoins que la seule bascule des clients du bas de portefeuille ayant souscrit une option HP/HC ne saurait suffire à capter l'ensemble des gains de fonctionnement pour le système électrique du déplacement de consommation sur les plages méridiennes, notamment à l'horizon 2033.

Les gains de déplacement de consommation du bas de portefeuille en heures creuses méridiennes ont été estimés par EDF SEI à 4,7 M€ pour 2028 et à 8,8 M€ pour 2033. En 2033, 5,2 M€ de gains potentiels liés aux déplacements en heures creuses méridiennes ne seraient pas captés en intégralité en raison de la volumétrie limitée du portefeuille résidentiel HP/HC qui limite la portée de la mesure (moins de 30 % des clients résidentiels sont en HP/HC dans les ZNI contre 45 % en hexagone, voir losanges dans les graphiques de la Figure 8).

⁶ Energie qui est perdue si elle n'est pas utilisée, comme par exemple l'énergie éolienne ou solaire.

Figure 8 – Gains systèmes liés au déplacement des heures creuses des clients inf 36 estimé par EDF SEI aux horizons 2028 et 2033



Les tarifs de haut de portefeuille permettent de véhiculer au consommateur une incitation à déplacer sa consommation en périodes d'heures creuses électriques. La CRE estime qu'il pourrait être nécessaire, à terme, de déplacer certaines heures creuses nocturnes vers des heures creuses méridiennes pour le haut de portefeuille en ZNI afin de capter les gains résiduels à la suite du déplacement des heures creuses des consommateurs de bas de portefeuille.

3.1.3 La répartition entre l'abonnement et les prix du kWh des TRVE peut inciter à la sobriété, optimisant ainsi le système électrique

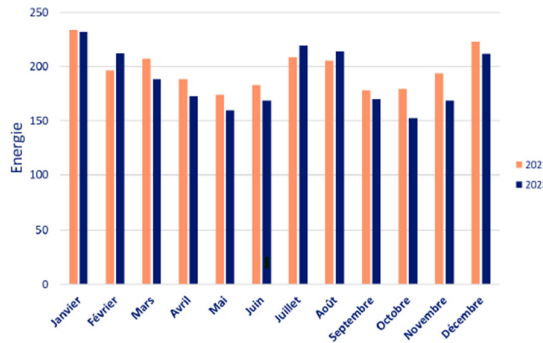
Les TRVE peuvent encourager les consommateurs à limiter leur consommation électrique par le biais de leur structure.

Par exemple, la répartition de la facture entre l'abonnement et le prix du kWh peut inciter les consommateurs à limiter leur consommation, en privilégiant une part abonnement plus faible au profit d'un prix au kWh plus élevé à facture égale.

3.1.4 La structure saisonnière des grilles des TRVE peut inciter à la sobriété, optimisant ainsi le système électrique

Le choix des saisons peut également inciter les consommateurs à la sobriété sur certains mois de l'année, lorsque cela est nécessaire. Par exemple, en Corse (voir Figure 9), la consommation présente une forte thermo-sensibilité (chauffage électrique et climatisation), ce qui induit une forte saisonnalité de la consommation. La consommation en été est également réhaussée par le tourisme.

Figure 9 - Structure annuelle de la demande en 2021 et 2023 en Corse (en GWh)



Source : Bilan Prévisionnel 2024 Corse, EDF SEI

Les tarifs de haut de portefeuille permettent d'envoyer des signaux saisonniers pour inciter les consommateurs à limiter leur consommation électrique durant la saison haute électrique.

3.2 Certains TRVE du haut de portefeuille présentent des inadéquations avec les besoins du système électrique

Le tarif historique comprend plusieurs inadéquations avec les coûts du système électrique. Les tarifs TE ont vocation à refléter au mieux les enjeux d'équilibre offre-demande des systèmes électriques en ZNI, en appliquant le principe de tarification au coût marginal, comme c'est le cas en France métropolitaine continentale, même si les tarifs font ensuite l'objet d'un recalage moyen en niveau pour assurer la bonne application de la péréquation tarifaire.

3.2.1 Les tarifs « Bleus + »

Les tarifs « Bleus + » désignent les tarifs proposés aux consommateurs finals pour leurs sites situés en Outre-Mer à l'exception de Wallis et Futuna et raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA.

Tarif historique « base »

L'option historique « Base » du tarif « Bleu + » (BT sup 36 en Outre-Mer), qui n'envoie aucun signal, regroupe 27% des consommations des tarifs « Bleus + ». Ce tarif ne répond pas aux besoins du système qui nécessitent de déplacer de la consommation vers les heures creuses ou hors des périodes de pointe.

Abonnement du tarif historique « HPHC »

La part abonnement de l'option historique « HPHC » du tarif « Bleu + » représente 30 % de la facture, ce qui est élevé. Par exemple, la part abonnement de l'option historique « Base » du tarif « Bleu + » représente 25 % et celle du tarif TE 12 %.

De plus cet abonnement élevé du tarif historique s'applique selon une majoration par kVA à partir de 36 kVA, ce qui constitue une singularité. L'abonnement du tarif TE, quant à lui, s'applique linéairement à la puissance souscrite, comme ce qui est fait dans la majorité des offres en France métropolitaine continentale.

Cette forte disparité entre le calcul des abonnements des tarifs historiques et des tarifs TE a engendré une forme d'optimisation tarifaire des clients qui ont choisi leur tarif non pas en fonction des plages horosaisonniers mais en fonction de leur puissance souscrite.

Néanmoins, la CRE considère que cette singularité du calcul de l'abonnement du tarif historique ne pose pas de problème d'adéquation avec les besoins du système électrique tant que la part relative de l'abonnement est mesurée.

Les tarifs « HPHC » historique et TE envoient des signaux adéquats avec les besoins systèmes

L'option historique HPHC du tarif « Bleu + » envoie un signal d'heures creuses, et répond donc aux besoins du système électrique pour lisser la consommation résiduelle. Les plages d'heures creuses sont néanmoins exclusivement placées la nuit alors que la pénétration de la production photovoltaïque permet de réduire les coûts de production en journée (cf. paragraphe 6).

Le tarif « Bleu + » TE envoie un signal d'heures de pointe, et répond également aux besoins du système électrique pour lisser la consommation résiduelle.

Comme expliqué *supra*, les consommateurs choisissent très majoritairement le tarif « HPHC » ou le tarif TE selon les caractéristiques d'abonnement de ces tarifs. Ils peuvent par la suite répondre à un signal d'heures creuses ou de pointe selon leur choix.

3.2.2 Les tarifs « Jaunes » et « Verts »

Les tarifs historiques n'envoient pas des signaux adéquats avec les besoins systèmes

Les tarifs « Jaunes » (BT sup 36 en Corse) comprennent 5 plages horosaisonniers pour l'ensemble des options au tarif historique et au tarif TE (pointe, heure pleine saison haute, heure creuse saison haute, heure pleine saison basse et heure creuse saison basse).

Les tarifs « Verts » (haute tension) comprennent 3 plages horosaisonniers (pointe, heure pleine, heure creuse) en Guadeloupe, Martinique et Guyane et 5 plages à la Réunion et en Corse (pointe, heure pleine saison haute, heure creuse saison haute, heure pleine saison basse et heure creuse saison basse).

L'ensemble des tarifs historiques « Jaunes » (Corse) et « Verts » présentent plusieurs inadéquations avec les coûts observés et anticipés sur le système électrique :

- A propos des saisons en Corse. La saison basse de toutes les options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts » inclut les mois de juillet et août en Corse, qui sont devenus des mois de forte consommation (voir Figure 9) en raison de la saison touristique, mais également des mois de moindre production hydraulique (voir Figure 10) et de restriction sur l'interconnexion Corse-Sardaigne SARCO.
- A propos des saisons à la Réunion, la saison basse de toutes les options historiques des tarifs « Verts » de la Réunion est placée pendant la saison haute du tarif TE.
- A propos des pointes de l'ensemble des tarifs historiques « Verts » proposés en Outre-Mer : la pointe électrique est divisée en deux, dont une partie est située entre 9h et 12h30. Ces plages historiques ne correspondent plus à la réalité du système électrique en Outre-Mer en raison du développement de la production photovoltaïque ;

Figure 10 - Forme annuelle de la production hydroélectrique Corse, en gris les deux mois de juillet/août - données EDF SEI, analyse CRE

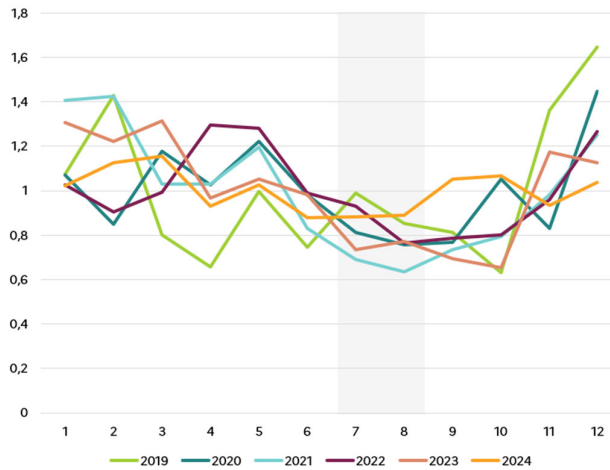
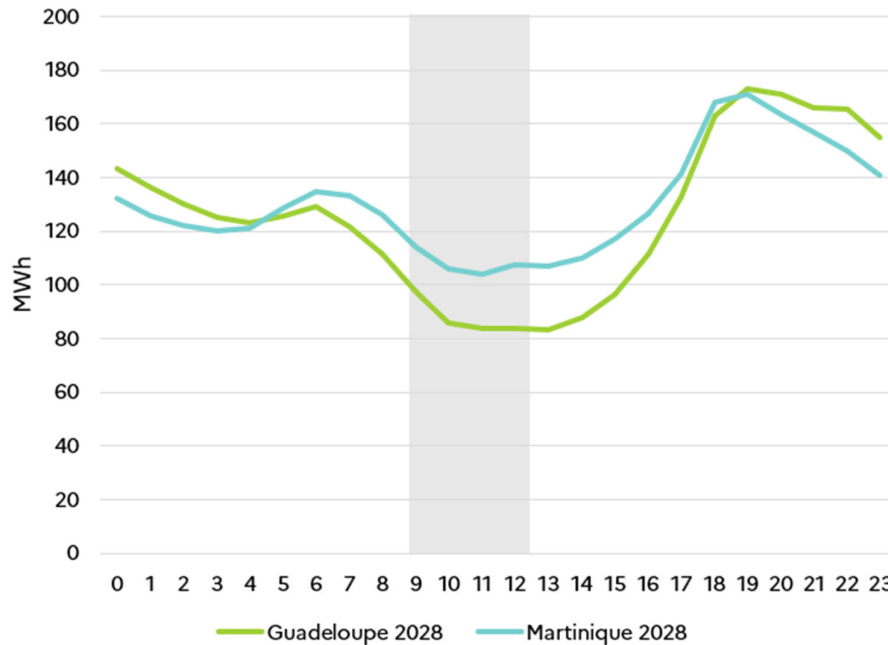


Figure 11 - Consommation résiduelle anticipée en 2028 sur une journée moyenne en Guadeloupe et en Martinique (en gris, la plage de pointe historique 9h – 12h30)



Les tarifs TE envoient des signaux adéquats avec les besoins systèmes

Les tarifs TE ont été déterminés en 2017. A ce moment, l'enjeu principal était de décaler la consommation hors des périodes de pointe. Par exemple les tarifs « Bleus + » TE envoient un signal base/pointe et les tarifs « Jaunes » et « Verts » TE en saison basse envoient uniquement un signal base pointe. L'enjeu secondaire était de décaler les consommations vers les heures creuses nocturnes. Les tarifs « Jaunes » et « Verts » TE (Réunion et Corse saison haute, et Martinique, Guadeloupe et Guyane toute l'année) envoient un signal d'heures creuses nocturnes en sus du signal de période de pointe.

Actuellement, la seule modification substantielle des besoins du système électrique par rapport au moment de l'introduction des tarifs TE en 2017 est l'apparition d'heures creuses méridiennes due à la production solaire. D'après les données à date, ces nouveaux besoins trouvent jusqu'en 2028 une réponse par le déplacement des heures creuses du bas de portefeuille. Par conséquence, les besoins du système électrique à la suite de ces déplacements sont relativement similaires à ceux de 2017.

Les plages d'heures creuses sont exclusivement placées la nuit alors que la pénétration de la production photovoltaïque permettra à terme de réduire les coûts de production en journée (cf. paragraphe 6).

3.2.3 Synthèse des principaux constats faisant l'objet de la présente consultation

Compte tenu des analyses présentées *supra*, la CRE identifie que l'option historique Base des tarifs « Bleus + », et l'ensemble des options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts » présentent des inadéquations avec les besoins du système électrique, alors que l'option historique HPHC des tarifs « Bleus + », ainsi que les options TE des tarifs « Bleus + », « Jaunes » et « Verts » envoient des signaux cohérents avec les besoins du système électrique.

De plus, les tarifs « Jaunes » et « Verts » sont relativement complexes (3 à 5 postes temporels). Ainsi, la coexistence des tarifs « Jaunes » et « Verts » historiques et TE ne permet pas une bonne lisibilité pour les consommateurs, les postes temporels étant très différents selon chaque tarif (plage horaire et/ou saison).

De plus, la CRE ne considère pas nécessaire de mettre à jour les tarifs TE, les besoins du système électrique étant relativement similaires à ceux de 2017.

D'après les données disponibles à date, la CRE estime qu'il pourrait exister un intérêt à intégrer les consommateurs de haut de portefeuille à la réforme des heures creuses à partir de 2028 et réévaluera l'éventuelle nécessité de modifier les tarifs TE à ce moment (*cf.* paragraphe 7).

Question 1 Etes-vous d'accord avec les constats présentés par la CRE à propos des besoins du système électrique, de l'inadéquation de certains tarifs historiques avec ces besoins et du problème de lisibilité qu'ils peuvent causer ?

4 La CRE envisage de proposer certaines évolutions des TRVE « Bleus + » (BT sup 36 en Outre-Mer), « Jaunes » (BT sup 36 en Corse) et « Verts » (haute tension) afin d'optimiser le système électrique

Les modifications envisagées par la CRE se feront à tarif moyen inchangé par ZNI et par catégorie tarifaire (« Bleus + », « Jaunes » et « Verts »), en application du principe de péréquation. Dès lors, certains consommateurs verront leurs factures diminuer, mais d'autres verront leurs factures augmenter. **Les baisses de coûts du système électrique liés aux déplacements de consommation qui répondent aux bons signaux tarifaires seront entièrement redistribués aux consommateurs.** Ainsi, l'ensemble des consommateurs auront la possibilité de diminuer leurs factures sans augmenter les CSPE (la baisse de facture des consommateurs correspondant entièrement à la baisse des coûts du système).

Ce niveau initial est établi sur le montant des recettes évaluées à partir du croisement des tarifs en vigueur au 1^{er} février 2026 avec les consommations relevées les plus récentes disponibles, c'est-à-dire sur l'année 2025. Comme cela est le cas actuellement, ces tarifs évolueront en niveau, au 1^{er} février et au 1^{er} août de chaque année, de manière équivalente à un client disposant d'un profil de consommation de référence en France Hexagonale.

4.1 La CRE envisage de proposer la suppression de l'option base des TRVE « Bleus + » et de rééquilibrer la part abonnement et les prix du kWh de l'option HPHC des TRVE « Bleus + »

Compte tenu des motifs précédemment exposés, la CRE estime pertinent d'envisager la reprise de la suppression de l'option « Base » des tarifs Bleus +. L'option historique « HPHC » des tarifs Bleus + serait quant à lui conservé contrairement à ce qui avait été envisagé initialement en 2017.

La CRE envisage également de proposer de diminuer de 25% l'abonnement de l'option « HPHC » des tarifs Bleus + et d'augmenter en contrepartie le prix du kWh (*cf.* annexe). Cette évolution permettra d'inciter davantage les consommateurs à la sobriété sans augmenter la facture moyenne.

Les évolutions envisagées pour les tarifs Bleus + impliquent deux moments de variation de factures pour les consommateurs :

- lors du rééquilibrage de l'abonnement et du prix du kWh de l'option historique « HPHC » des tarifs Bleus + pour les consommateurs souscrivant ce tarif. La variation de la facture moyenne est nulle et la hausse maximale des clients est de 8 % ;
- lors du passage à l'option historique « HPHC » des tarifs Bleus + des consommateurs souscrivant l'option historique « Base », au plus tard un an après la date de suppression.

Les évolutions envisagées par la CRE entraînent, sans modification de la consommation de la part des consommateurs, 14,4% d'occurrences de baisses de facture, 59,2% de stabilité et 26,4% de hausses.

Ces évolutions envisagées entraînent 2,5% de baisses importantes de factures (supérieures à 10%) et entraînent peu de hausses importantes (aucune hausse supérieure à 10% et 0,6% de hausses comprises entre 7% et 10%). A l'inverse, ils auraient été nombreux à subir des augmentations de plus de 10 % dans l'hypothèse, non retenue, d'une suppression de toutes les options historiques des tarifs Bleus +⁷.

Les évolutions par ZNI sont détaillées en annexe 3 pour l'ensemble des clients.

Les évolutions envisagées étant relativement mesurées, la CRE envisage de proposer la suppression de l'option historique « Base » des tarifs « Bleus + » au 1^{er} août 2026 (ce qui donnera lieu à une bascule effective des clients au 1^{er} août 2027).

La modification de l'option HPHC n'entraînant pas d'évolution de facture importante, la CRE envisage, à ce stade, de l'appliquer dès le 1^{er} août 2026 plutôt que de mettre en place un lissage jusqu'au 1^{er} août 2027.

Question 2 Etes-vous favorable à la suppression de l'option historique base des TRVE « Bleus + » et au maintien de l'option historique HPHC de ces TRVE en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à la Réunion ?

Question 3 Etes-vous favorable au rééquilibrage de la part abonnement et du prix du kWh de l'option historique HPHC des TRVE « Bleus + » afin d'inciter à la sobriété à facture moyenne inchangée ?

4.2 La CRE envisage de proposer la suppression des TRVE « Jaunes » et « Verts » historiques et d'accompagner ces évolutions de mesures d'atténuation et d'un temps de lissage des factures

Compte tenu des motifs exposés au paragraphe 3, la CRE estime pertinent d'envisager la reprise de la suppression des options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts ».

4.2.1 Pour les tarifs « Verts » TE, la CRE envisage d'introduire des versions

L'article R. 337-18 prévoit que Chaque catégorie tarifaire peut comporter plusieurs options tarifaires dont chacune peut, elle-même, comporter plusieurs versions tarifaires.

Le tarif historique est actuellement proposé dans trois versions « courte utilisation » (CU), « moyenne utilisation » (MU), « longue utilisation » (LU) sur chaque territoire, alors que le tarif TE ne dispose que d'une seule version, proche d'une MU ou d'une LU dépendamment des territoires. En effet, en 2017, lors de la mise en place du tarif TE, la CRE avait fait le choix à la suite d'analyses du système électrique de ne pas introduire de versions dans le tarif TE.

Cependant, la CRE estime que la finalité principale du tarif TE est d'être généralisé afin de permettre des déplacements réguliers des consommations hors des heures de pointes vers les heures de production les moins chères. L'introduction de nouvelles versions du tarif TE permettrait de le généraliser plus facilement tout en continuant à envoyer des signaux plus vertueux.

Ainsi, afin de limiter les variations de factures lors du passage du tarif historique au tarif TE, la CRE envisage d'ajouter deux versions au tarif transition énergétique en vigueur sur chaque territoire. Les grilles résultantes présenteront les mêmes plages horosaisonnnières que les tarifs TE actuels.

⁷ 968 (soit 18%) hausses supérieures à 10% dans le cas d'une double suppression des options historiques « Base » et « HPHC » des tarifs Bleus + et un maintien du seul tarif TE.

4.2.1.1 Méthode envisagée par la CRE pour introduire les différentes versions du tarif TE

Dans le cadre de l'introduction de nouvelles versions du tarif TE, la CRE envisage de fixer l'abonnement du tarif TE au même niveau que celui du tarif historique pour une même version ou du tarif TE existant⁸, et d'assurer la péréquation à la maille de la catégorie tarifaire (tarif « Vert ») de chaque ZNI en appliquant une hausse ou une baisse homogène à tous les prix du kWh (*id est* une translation d'un même montant en € pour chaque poste horosaisonnier) pour chaque version du tarif TE en €/MWh.

Figure 12 – Exemple du principe de l'introduction de versions dans le tarif TE

Tarif Vert Guadeloupe		Abo (€/kVA)	Pointe (c€/kWh)	Heures pleines (c€/kWh)	Heures creuses (c€/kWh)
Introduction des versions	TE actuel – version unique	56	19,9	12,4	10,2
	Longue Utilisation	108	18,7	11,1	8,9
	Moyenne Utilisation	57	20,0	12,4	10,2
	Courte Utilisation	31	21,1	13,5	11,3

Abonnements du tarif historique ou TE actuel

Plages horaires et postes horo saisonniers du tarif TE

Cette méthode permet de conserver la différenciation entre les postes horosaisonniers du tarif TE et ainsi de maintenir une incitation pour le client à consommer sur les bonnes plages horosaisonniers. Cette translation des postes horosaisonniers conserve également le principe historique de construction du tarif TE qui permet au client souscrivant ce tarif de bénéficier de l'entièreté du gain en cas de déplacement d'un MWh de consommation d'une période plus coûteuse vers une version moins coûteuse pour le système électrique (voir exemple ci-dessus).

Les coefficients de puissance réduite proposés seront identiques pour toutes les versions du tarif TE et se baseront sur les coefficients de puissance réduite du tarif TE en vigueur au 1^{er} février 2026. Le projet de nouveaux tarifs est présenté en annexe 2.

Enfin, le niveau de ces tarifs sera fixé de sorte à respecter le principe de péréquation et sera établi sur le montant des recettes évaluées à partir du croisement des tarifs en vigueur au 1^{er} février 2026 avec les consommations relevées les plus récentes disponibles.

Les évolutions envisagées par la CRE entraînent, sans modification de la consommation de la part des consommateurs, 63 % d'occurrences de baisses de facture, 8 % de quasi-stabilité (évolutions comprises entre -1% et 1%) et 29 % de hausses.

4.2.1.2 L'introduction des versions limite l'amplitude des hausses de factures lors du passage au tarif TE

L'introduction de versions au tarif transition énergétique permet à chaque client de choisir la version qui correspond le mieux à sa consommation. Ainsi de très nombreux clients pourront bénéficier d'une réduction de leur facture et les quelques clients qui subissent une hausse pourront la modérer fortement, avant même tout déplacement de consommation qui permettrait de limiter encore plus l'impact. La figure ci-dessous explicite l'évolution moyenne de facture lors du passage au tarif transition énergétique des 10 % des plus clients les plus perdants avant l'introduction des versions et après l'introduction des versions dans les tarifs « Verts » transition énergétique.

Comme dans toute la consultation publique, ces évolutions de factures ne comprennent pas les évolutions en niveau des tarifs qui ont lieu au 1^{er} février et au 1^{er} août de chaque année, ni d'éventuels déplacements de consommation ou d'optimisation de la puissance souscrite qui pourraient venir diminuer les factures.

⁸ Dans le cas de la version MU en Guyane et de la version LU en Corse, l'abonnement de la nouvelle version au TE correspond à l'abonnement actuel du TE et non pas d'une version du tarif historique.

Figure 13 – Hausse moyenne de facture des 10 % des clients au tarif « Vert » les plus perdants lors de leur passage au tarif TE, avec et sans introduction des versions, sans prise en compte du lissage

Territoire	Hausse moyenne des factures à comportement de consommation inchangée pour les 10 % de PDL les plus perdants <u>avant</u> introduction des versions (%)	Hausse moyenne des factures à comportement de consommation inchangée pour les 10 % de PDL les plus perdants <u>après</u> introduction des versions (%)
Corse	41 %	17%
Guadeloupe	11 %	6 %
Martinique	17 %	11 %
Guyane	12 %	6 %
Réunion	29 %	16 %

Le tableau ci-dessous montre le nombre de consommateurs subissant des hausses supérieures à 10 % en cas de suppression du tarif historique pour les tarifs « Verts ».

Figure 14 – Nombre de hausses supérieures à 10% pour les « Verts » avant et après introduction des versions dans le tarif TE en cas de généralisation du tarif TE, sans prise en compte du lissage

Territoire	Nombre (et pourcentage) de hausses supérieures à 10 % avant introduction des versions	Nombre (et pourcentage) de hausses supérieures à 10 % après introduction des versions
Corse	96 (19%)	45 (9%)
Guadeloupe	18 (4%)	5 (1%)
Martinique	36 (7%)	13 (2%)
Guyane	14 (7%)	1 (0%)
Réunion	211 (17%)	71 (6%)

Comme expliqué *supra*, l'introduction de versions dans les tarifs « Verts » permet de diminuer les hausses de factures les plus élevées. Ainsi, le nombre de consommateurs subissant des hausses supérieures à 10 % en cas de suppression du tarif historique est environ divisé par 3 dans l'ensemble des territoires après mise en place du versionnage.

Certains consommateurs regroupant plusieurs PDL, l'agrégation des évolutions de facture permet d'atténuer les hausses les plus importantes

De plus, certains consommateurs regroupent plusieurs points de livraisons (PDL), l'évolution de facture perçue par ces consommateurs résulte donc de l'agrégation de toutes leurs factures.

La CRE calcule les évolutions de facture au niveau de chaque PDL et ne dispose pas des informations permettant de regrouper les PDL par consommateur. Néanmoins, la CRE considère que cet effet de regroupement des factures est loin d'être négligeable dans la perception des évolutions de facture. Par exemple les activités de pompage, qui représentent 62 des 71 hausses supérieures à 10 % à la Réunion, concerne seulement 3 acteurs. L'évolution de l'activité de pompage est au total de 5 %. Cette évolution reflète bien mieux les variations de factures perçues par chaque acteur de l'activité de pompage que les évolutions de factures de PDL affichés ci-dessous.

L'introduction des versions permet de limiter les hausses les plus importantes lors de la généralisation des tarifs « Verts » TE, et de permettre à une majorité des consommateurs de percevoir une baisse de facture. Néanmoins, la CRE considère que ces évolutions doivent être lissées pour limiter les hausses annuelles perçues par les consommateurs qui subissent les plus fortes hausses.

4.2.1.3 La majorité des consommateurs perçoivent des baisses en cas de généralisation du tarif TE

La majorité des consommateurs au tarif « Vert » perçoit des baisses en cas de généralisation du TE à la suite de la mise en place du versionnage. Certains consommateurs perçoivent même des baisses importantes sans avoir à modifier leur consommation.

Le tableau ci-dessous montre le nombre de consommateurs percevant des baisses supérieures à 10 % en cas de suppression du tarif historique pour les tarifs « Verts ».

Figure 15 – Nombre de baisses supérieures à 10% pour les « Verts » après introduction des versions dans le tarif TE en cas de généralisation du tarif TE

Territoire	Nombre (et pourcentage de clients) de baisses supérieures à 10 % après introduction des versions
Corse	116 (22%)
Guadeloupe	94 (22%)
Martinique	104 (19%)
Guyane	34 (16%)
Réunion	110 (9%)

Les évolutions par ZNI sont détaillées en annexe 3 pour l'ensemble des clients.

4.2.2 Pour les tarifs « Jaunes » TE, la CRE n'envisage pas de proposer l'introduction de versions

En Corse, les consommateurs BT sup 36 kVA se voient proposer un tarif dit « Jaune » à 5 postes, dans son option historique et dans son option transition énergétique. Dans son option historique, le tarif « Jaune » est proposé en deux versions moyenne utilisation et longue utilisation.

Actuellement, très peu de clients souscrivent la version longue utilisation du tarif historique (47 consommateurs sur environ 2500 consommateurs raccordés en BT sup 36 kVA en Corse). Selon les analyses de la CRE, ces 47 clients identifiés ont des activités saisonnières et ont choisi cette version afin d'optimiser leur abonnement en baissant leur puissance souscrite pendant la saison basse du tarif historique (mars à novembre). Cette optimisation n'est plus possible en tarif TE puisque la saison haute comprend les mois de juillet et d'août.

La CRE estime que l'introduction d'une version longue utilisation au tarif transition énergétique en BT sup 36 kVA en Corse ne facilitera pas la généralisation du tarif TE et n'envisage pas par conséquent de proposer l'introduction de cette version.

En cas de suppression du tarif historique, la CRE estime que sur l'ensemble des clients BT sup 36 kVA en Corse, 23 % connaîtrons une baisse car ils auraient d'ores et déjà intérêt à souscrire le tarif transition énergétique, 54 % ne connaîtrons pas de hausse de facture car ils souscrivent déjà le tarif transition énergétique et 23 % connaîtrons une hausse de facture. Le tableau ci-dessous montre le nombre de clients subissant des hausses supérieures à 10 % en cas de suppression du tarif historique pour les tarifs « Jaunes » (en Corse).

Figure 16 – Nombre (et pourcentage de clients) de hausses et de baisses supérieures à 10% pour les tarifs « Jaunes » en cas de généralisation du tarif TE, sans prise en compte du lissage

Territoire	Nombre (et pourcentage de clients) de <u>baisses</u> supérieures à 10 %	Nombre (et pourcentage de clients) de <u>hausses</u> supérieures à 10 %
Corse	198 (7%)	209 (8%)

De plus, 99,4% des clients ne subissent pas de hausse de facture supérieure à 25 %. Les hausses très fortes de factures sont donc contenues.

Les évolutions par ZNI sont détaillées en annexe 3 pour l'ensemble des clients.

Les consommateurs subissant les plus fortes hausses bénéficient aujourd'hui de tarifs moyens avantageux

Une grande partie des clients dont la hausse de facture dépasse les 10% bénéficie actuellement d'un tarif inférieur en moyenne à celui de consommateurs similaires.

Par exemple, les hôtels, cafés et restaurants corses percevraient une hausse moyenne de 6 % en cas de suppression du tarif historique. Cette hausse moyenne s'explique par :

- les hôtels, cafés et restaurants avec une activité saisonnière, qui percevraient une hausse moyenne de 8 %. Ces consommateurs consomment davantage pendant la saison basse du tarif historique (mars à novembre) et bénéficient actuellement d'un prix du kWh 2 fois moins chers et d'un abonnement 4 fois moins cher qu'au tarif TE pendant les mois de juillet et août qui sont pourtant des mois de tension pour le système électrique corse. La suppression de ce tarif avantageux entraîne des hausses importantes pour ces consommateurs saisonniers. Notamment, 170 des 254 hausses supérieures à 10% en Corse (« Jaunes » et « Verts » confondus) sont des cafés, hôtels ou restaurants.
- les hôtels, cafés et restaurants avec une activité continue qui ne percevraient pas d'évolution moyenne.

Une partie ou la totalité de la hausse de ces consommateurs s'explique par le bénéfice de ces consommateurs de prix du kWh bas pour une grande partie de leur consommation alors que cette consommation ne se situe plus à des moments de prix bas pour le système électrique. Les chiffres présentés ci-dessous restent toutefois des maximums, calculés dans le cas où les consommateurs ne modifieraient pas leur profil de consommation. Ces hausses peuvent donc être fortement limitées par des déplacements de consommation.

Lors de la généralisation du tarif « jaune » TE, certains consommateurs perçoivent des baisses, parfois importantes, et certains subissent des hausses s'ils ne modifient pas leur comportement de consommation. A l'instar des tarifs « Verts », la CRE considère que ces évolutions doivent être lissées pour limiter les hausses annuelles perçues par les consommateurs subissant les plus fortes hausses.

4.2.3 La CRE envisage de proposer de lisser les hausses de factures pour les tarifs « Jaunes » et « Verts » sur 4 ans

La réduction des hausses les plus marquées de facture par la mise en place de la nouvelle structure n'empêche pas des occurrences de hausse significative de facture pour certains sites avec un profil de consommation très spécifique pendant les heures les plus chères pour le système électrique.

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, la CRE veille à ne pas exposer la structure des tarifs à des changements brusques et propose ainsi de lisser les variations de factures envisagées.

Le lissage envisagé par la CRE cible certains postes horsaisonniers du tarif historique

La CRE envisage de proposer d'augmenter progressivement les coefficients des postes horsaisonniers des tarifs historiques qui sont très éloignés de ceux du tarif TE (par exemple les coefficients de saison basse en Corse, qui comprennent des mois de saison haute du tarif TE). La CRE envisage également de proposer de lisser les coefficients de puissance réduite de ces postes horsaisonniers.

Ce mécanisme de lissage permet de cibler plus spécifiquement les factures des consommateurs percevant les plus fortes hausses en passant au tarif TE.

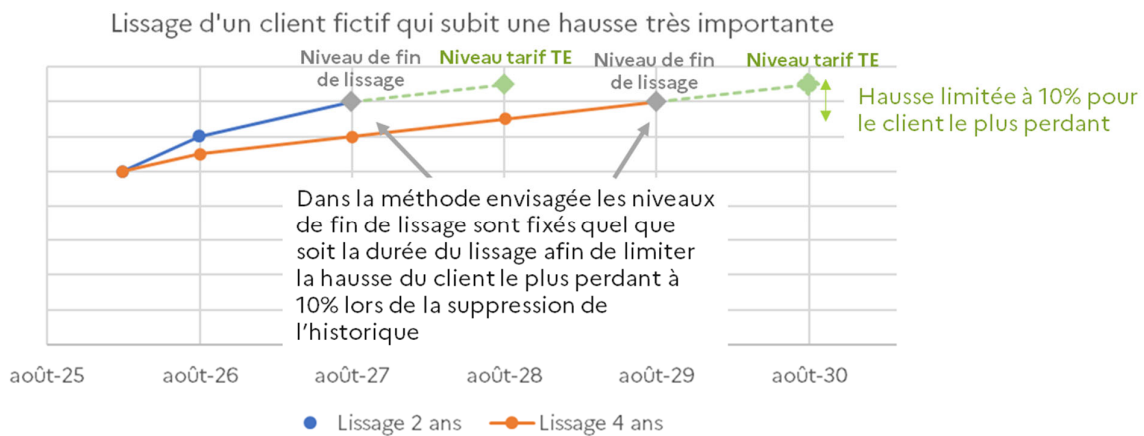
Le lissage envisagé par la CRE vise à atteindre une cible pour le tarif historique avant sa suppression, tout en limitant les hausses annuelles pendant la période de lissage

La CRE a déterminé des grilles cibles pour les tarifs historiques de chaque ZNI à atteindre avant leur suppression (cf. annexe 2). Ces grilles cibles avant suppression doivent permettre un équilibre entre :

- les hausses résiduelles de factures lors de la généralisation du tarif TE : la hausse résiduelle lors de cette généralisation est limitée autant que possible à 10% (5 PDL concernés par des hausses supérieures).
- les niveaux de ces grilles cibles avant suppression : la CRE cherche à limiter les hausses de factures pour les clients qui auraient dû, pour un intérêt économique, basculer en cours de lissage au tarif TE mais qui restent au tarif historique.

A la suite de la fixation des grilles cibles évoquées *supra*, la CRE détermine le nombre d'années de lissage qui permet de limiter les hausses de factures annuelles pendant la période de lissage autant que possible à 10%.

Figure 17 – Lissage d'un consommateur fictif qui perçoit une hausse importante lors de la suppression du tarif historique



La CRE envisage de proposer de **fixer une durée de lissage de 4 ans**, ce qui réduit très fortement les hausses annuelles pour tous les consommateurs.

La CRE envisage donc de proposer d'augmenter progressivement le tarif historique 4 années consécutives avant la bascule effective des clients au 1^{er} août 2030. La suppression du tarif historique sera donc effectuée au 1^{er} août 2029, et sera suivie d'un an durant laquelle les clients ne pourront plus souscrire le tarif historique mais pourront le conserver sans modifier leur puissance souscrite ou leur version. La bascule effective des clients aura lieu au 1^{er} août 2030.

Question 4 Etes-vous favorable à la suppression à terme des options historiques des TRVE « Jaunes » et « Verts » en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à la Réunion ?

- Question 5** Etes-vous favorable à l'introduction de versions dans les tarifs « Verts » transition énergétique en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à la Réunion ?
- Question 6** Dans l'éventualité d'une suppression des options historiques des TRVE « Jaunes » et « Verts », êtes-vous favorable à un lissage de ces grilles pendant une période transitoire ?
- Question 7** Êtes-vous favorable à la méthode et à la durée du lissage envisagées par la CRE ?

5 Accompagnement des consommateurs en ZNI

La CRE identifie un besoin important d'accompagnement des consommateurs dans le cadre de la suppression du tarif historique ainsi que des évolutions de grilles envisagées dans la présente consultation.

Choix de la version tarifaire et moment de bascule vers le tarif TE

La CRE a proposé une méthode de versionnage visant à refléter les versions du tarif historique ou le tarif TE actuel. Ainsi, les consommateurs au tarif historique peuvent retrouver une répartition similaire entre abonnement et prix du kWh en conservant la dénomination de leur version du tarif historique (courte, moyenne ou longue utilisation) au sein du tarif TE. Les consommateurs du tarif TE disposent parmi les nouvelles versions d'une répartition très proche ou égale au TE actuel (version longue utilisation pour la Corse et version moyenne utilisation pour les Outre-Mer). Néanmoins, certains consommateurs pourraient optimiser davantage leur facture en questionnant leur choix de version.

La CRE considère que la mise en place du versionnage des tarifs TE est un moment propice pour questionner la version choisie par chaque consommateur. Les consommateurs pourraient être accompagnés par EDF SEI dans ce choix.

Concernant les tarifs « Jaunes » et « Verts », la CRE constate que le moment de bascule du consommateur en tarif TE constitue un enjeu important. Le moment où la facture du tarif TE devient inférieure à celle de la facture du tarif historique, au fur et à mesure du lissage orchestré du tarif historique, dépend de chaque consommateur. Si un consommateur ne bascule pas à ce moment, ce dernier verra sa facture au tarif historique augmenter progressivement puis percevra une baisse lors de la suppression finale de son tarif historique.

Figure 18 – Nombre de bascules des consommateurs au tarif vert historique vers le tarif TE en cas d'optimisation de leur facture à chaque mouvement tarifaire

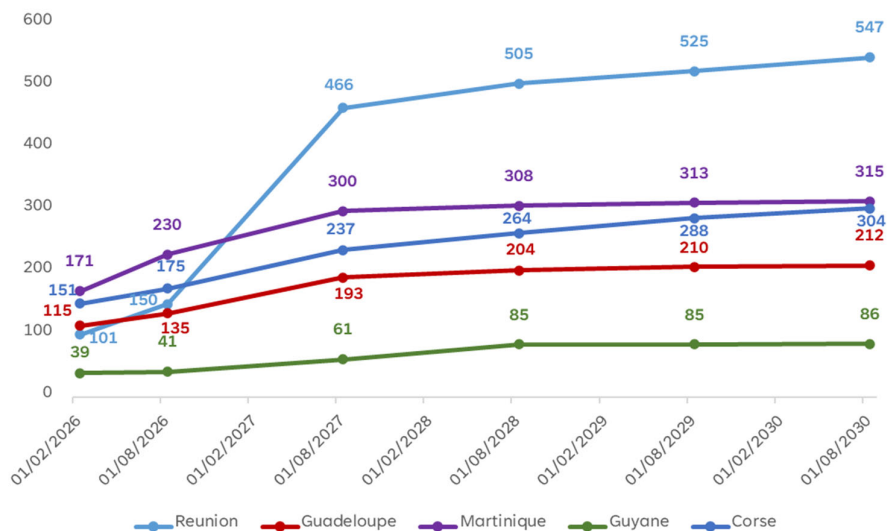
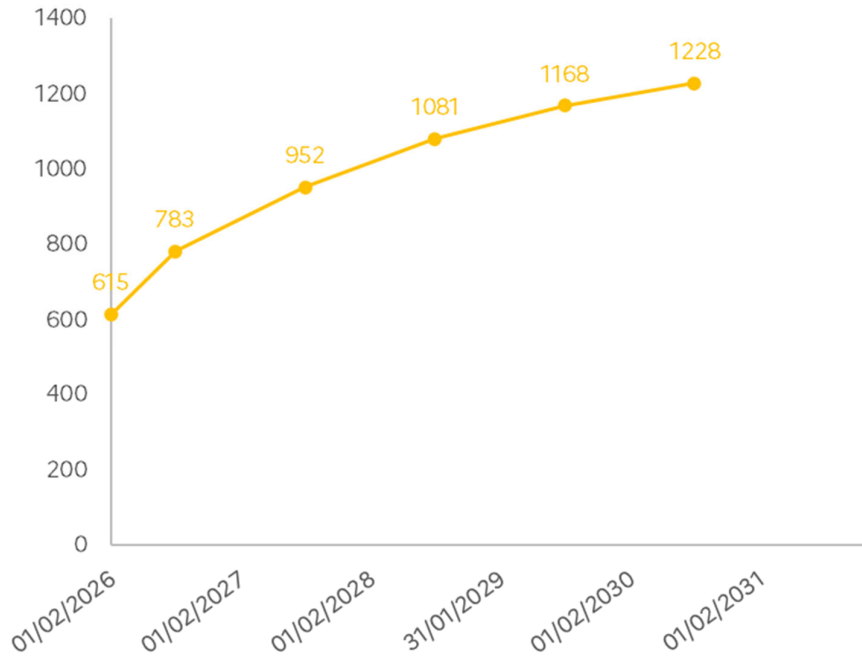


Figure 19 – Nombre de bascules des consommateurs au tarif « Jaune » historique en Corse vers le tarif TE en cas d’optimisation de leur facture à chaque mouvement tarifaire



Dans cette perspective, la CRE demandera à EDF de mettre en place des actions qui permettraient d’éclairer les consommateurs aux tarifs « Jaunes » et « Verts » historiques sur le moment de bascule optimal à travers l’information et l’accompagnement du consommateur.

Optimisation de la puissance souscrite

La CRE constate, à partir des courbes de charge au pas horaire, qu’un grand nombre de clients souscrivent des puissances très supérieures à leur puissance maximale observée sur une heure.

Figure 20 : Pourcentage de consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 150% de leur puissance maximale observée sur une heure en 2025

	Corse	Réunion	Guadeloupe	Martinique	Guyane
Bleus + / Jaunes	60%	76%	69%	66%	63%
Verts	30%	14%	39%	34%	29%

Il est possible qu’une partie de ces sursouscriptions soient expliquées par l’atteinte d’une puissance maximale sur un temps plus court qu’une heure et qui n’est pas par conséquent visible dans les courbes de charge au pas horaire.

Néanmoins la CRE considère qu’il doit exister des sursouscriptions importantes pour certains consommateurs.

En outre, il apparaît que certains de ces clients n'exploitent pas complètement les dénivelés de puissances proposés dans les TRVE. La CRE invite les clients sup 36 kVA à déterminer plus finement leurs besoins afin de souscrire à la puissance correspondant à leurs usages.

La CRE considère que les évolutions tarifaires envisagées ici constituent une occasion pour conseiller les consommateurs sur leur puissance souscrite. Au-delà de leur permettre de réduire leurs factures, cette réduction de puissance au plus proche des usages permet au gestionnaire de réseau de dimensionner au mieux le parc de production nécessaire au passage de la pointe du soir par exemple.

Accompagnement dans le cadre de la Maîtrise de la Demande en Energie

Les coûts de production élevés et la péréquation tarifaire rendent d'autant plus essentielles les actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE), qui permettent de réduire la consommation d'énergie, les émissions de CO₂ associées et d'augmenter l'autonomie énergétique des territoires tout en améliorant le confort des bénéficiaires. En réduisant la consommation d'électricité, ces actions permettent aussi de réduire la facture des consommateurs et le surcoût supporté par les charges de SPE. Les actions de MDE dans les ZNI sont soutenues par les charges de SPE, dans la limite des surcoûts de production qu'elles permettent d'éviter.

La CRE définit, sur proposition de comités territoriaux – regroupant les fournisseurs d'électricité, les collectivités, les services de l'État et l'Ademe –, les actions soutenues ainsi que les montants de primes associées, en s'assurant que le montant de soutien est bien inférieur aux économies réalisées sur la durée de vie des actions. Ces actions concernent les clients résidentiels à travers des actions standardisées, mais également les clients professionnels (industriel, tertiaire, ...). Ces derniers peuvent, en complément du soutien financier aux actions de MDE, bénéficier d'un accompagnement préalable des opérateurs de MDE, afin d'analyser leurs consommations et d'identifier les actions les plus pertinentes à mettre en œuvre.

Au-delà du conseil tarifaire, la CRE considère que les évolutions tarifaires proposées sont l'occasion d'analyser les principaux postes de consommation et les meilleures actions de maîtrise de la demande à mettre en place. Cet accompagnement pourrait être réalisé par le biais des cadres de compensation mis en place par les comités MDE.

Question 8 Partagez-vous le constat de la CRE quant à l'importance de l'accompagnement tarifaire sur les TRVE en ZNI ?

Question 9 Quelles modalités d'accompagnement privilégieriez-vous ?

6 Dans un second temps, la CRE estime qu'il pourrait exister un bénéfice à déplacer certaines heures creuses des TRVE sup 36 à terme

6.1 Les tarifs sup 36 disposent d'heures creuses nocturnes qui pourraient être déplacées pendant des heures méridiennes

La plupart des tarifs sup 36 que la CRE souhaite conserver à terme disposent d'heures creuses. La présence d'heures creuses dans chaque tarif est explicitée dans le tableau ci-dessous. Ces heures creuses sont uniquement nocturnes.

Figure 21 : Tableau récapitulatif de la présence d'heures creuses pour les tarifs que la CRE souhaite conserver à terme

	Corse	Réunion	Guadeloupe	Martinique	Guyane
Bleus+ « HPHC »		Oui	Oui	Oui	Oui
Bleus+ TE		Non	Non	Non	Non
Jaunes TE	Saison Haute uniquement				
Verts TE	Saison Haute uniquement	Saison Haute uniquement	Oui	Oui	Oui

D'après ses observations préliminaires présentées au paragraphe 3.1, la CRE considère, à terme, qu'il pourrait être bénéfique de déplacer certaines heures creuses des consommateurs sup 36 pendant les heures méridiennes de forte production solaire.

Ce sujet sera traité en 2027 lors de la fixation des cibles de trajectoire du nombre de bascules des heures creuses en ZNI évoquée dans la délibération de la CRE 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029.

Si les heures creuses du TURPE venaient à être progressivement modifiées, les heures creuses du TRVE changeraient également puisque ces dernières sont alignées.

6.2 La CRE évaluera la pertinence de mettre à jour la structure des tarifs en cas de déplacement des heures creuses

Dans le paragraphe 3.2.4, la CRE a expliqué que les prix du kWh des tarifs TE, déterminés en 2017, étaient toujours cohérents avec les coûts horosaisonniers du système électrique.

Dans le cas où les prix pendant les heures méridiennes viendraient, à l'avenir, à baisser davantage malgré la réforme des heures creuses pour le bas de portefeuille, la CRE évaluera la pertinence de mettre à jour la structure des tarifs du haut de portefeuille afin :

- d'intégrer éventuellement des heures creuses pour les tarifs n'en disposant pas : Les tarifs Bleus + TE et les tarifs TE « Jaunes » et « Verts » de Corse et de la Réunion pendant la saison basse envoient uniquement des signaux de pointe. Les systèmes d'information de EDF SEI ne permettent pas actuellement d'intégrer des heures creuses dans ces tarifs de manière immédiate. Des développements de ces systèmes pourraient permettre à terme de modifier ces tarifs. Tant que ces développements ne sont pas effectués, la CRE n'envisage pas d'ajouter des heures creuses dans ces tarifs.
- d'augmenter éventuellement l'écart, à facture moyenne constante, entre les prix du kWh des heures pleines et des heures creuses.
- De respecter la péréquation, c'est-à-dire de s'assurer que le niveau moyen des tarifs reste inchangé sans modification de la consommation des clients de haut de portefeuille.

Question 10 Etes-vous favorable à déplacer certaines heures creuses nocturnes des consommateurs haut de portefeuille vers des heures méridiennes s'il persiste des gains

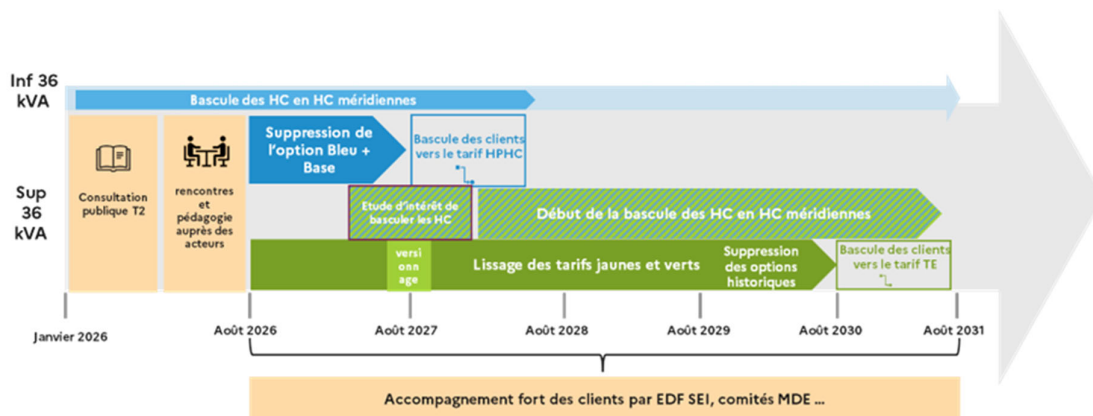
résiduels à la suite de la réforme des heures creuses des consommateurs du bas de portefeuille (inf 36) ?

Question 11 Identifiez-vous des usages déplaçables en heures méridiennes pour des consommateurs de haut de portefeuille ?

7 Synthèse des jalons envisagés par la CRE

La synthèse des jalons proposés par la CRE pour les consommateurs sup 36 KVA est présenté dans le graphique ci-dessous :

Figure 22 : Jalons des évolutions envisagées par la CRE pour la généralisation du tarif TE



Question 12 Avez-vous des observations ou remarques additionnelles sur l'ensemble des évolutions décrites et leur trajectoire de mise en œuvre ?

Annexe 1 – Glossaire

Tarifs « Bleus » : tarifs pour les clients raccordés en basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA.

Tarifs « Bleus + » : tarifs pour les clients raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA en Outre-Mer.

Tarifs « Jaunes » : tarifs pour les clients raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA en Corse (et en France Hexagonale).

Tarifs « Verts » : tarifs pour les clients raccordés en haute tension (HTA ou HTB) et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA.

Tarifs Transition énergétique, dit « TE » : Options des tarifs proposés par la CRE à partir de 2017 et qui reflètent les besoins actuels du système électrique. Il s'agit⁹ :

- Pour les « Bleus + », des options « Heures Creuses TE » ;
- Pour les « Jaunes », de l'option « Base TE applicable en Corse » ;
- Pour les « Verts », des options « Vert Option Base TE dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ».

Tarifs historiques : Options des tarifs qui existaient avant la publication des tarifs Transition Énergétique. Il s'agit :

- Pour les « Bleus + », des options « Base » et « Heures Creuses » (appelé également HPHC) ;
- Pour les « Jaunes », de l'option « Base applicable dans les zones non interconnectées de France métropolitaine » ;
- Pour les « Verts », des options « Vert A5 Option Base dans les zones non interconnectées de France métropolitaine » et « Vert Option Base dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental à l'exception de Wallis-et-Futuna ».

Dénivelé de puissance souscrite ou puissance réduite (tarif « Jaunes » et « Verts ») :

A chaque période tarifaire est associé un rang. Le niveau de puissance souscrite pour chaque rang doit être inférieur ou égal au niveau souscrit pour le rang suivant. La puissance réduite est ensuite déterminée selon la formule suivante pour n périodes tarifaires :

$$P_r = k_1 \times P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \times (P_i - P_{i-1})$$

Où :

- P_i est la puissance souscrite dans la période tarifaire i ;
- k_i est le coefficient de puissance réduite de la version tarifaire choisie associée aux périodes tarifaires de rang 1 à n , tels que fixés dans les grilles tarifaires ci-après.

La prime fixe annuelle applicable aux clients bénéficiant du tarif Vert est égale au produit de la puissance réduite (P_r), exprimée en kW, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kW.

⁹ selon la dénomination de l'annexe B de la délibération de la CRE du 14 janvier 2026 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées

Annexe 2 - Grilles

Les tarifs présentés en annexe sont établis en prenant en compte uniquement les évolutions en structure présentées dans la présente consultation. Le montant des recettes sont évaluées à partir du croisement des tarifs en vigueur au 1er février 2026 avec les consommations relevées sur l'année 2025. Les grilles ont vocation à évoluer d'ici la proposition finale de la CRE notamment pour prendre les évolutions chaque 1^{er} février et 1^{er} août.

7.1 Grilles des tarifs « Bleus + » HPHC applicable en Outre-Mer envisagées par la CRE

Figure Erreur ! Signet non défini.: Grilles du tarif « Bleu + » HPHC en vigueur au 1^{er} février 2026

TARIF BLEU PLUS - OPTION HEURES CREUSES				
En outre-mer				
Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)	
			Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	693,36	150,96	13,28	11,03
GUADELOUPE	693,84	149,88	13,01	10,85
GUYANE	676,68	150,36	12,52	10,45
LA REUNION	680,40	149,76	14,52	12,01

Figure Erreur ! Signet non défini.: Grilles envisagées du tarif « Bleu + » HPHC avec une nouvelle répartition abonnement/ prix du kWh

TARIF BLEU PLUS - OPTION HEURES CREUSES				
En outre-mer				
Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)	
			Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	520,02	113,22	14,47	12,22
GUADELOUPE	520,38	112,41	14,26	12,10
GUYANE	507,51	112,77	13,74	11,67
LA REUNION	510,30	112,32	15,64	13,13

7.2 Grilles des tarifs « Jaunes » envisagées par la CRE

Les modalités de souscription des tarifs « Jaunes », notamment la définition des saisons et des périodes horaires de chaque poste temporel, sont décrites en annexe B de la délibération de la CRE du 14 janvier 2026 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées. Les tarifs « Jaunes » LU peuvent souscrire un dénivelé de puissance souscrite (cf. glossaire).

Les grilles du tarif TE « Jaune » ne sont pas modifiées.

Figure 25 - Grilles du tarif « Jaune » en vigueur au 1^{er} février 2026 – option TE

TARIF JAUNE - OPTION BASE TE						
En Corse						
Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Saison Haute		Saison Basse	
			Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
	30,00	29,867	13,568	5,410	8,980	3,715
Coefficients de Puissance réduite		1,00	0,66	0,34	0,28	0,17

Figure 26 - Grilles du tarif « Jaune » en vigueur au 1^{er} février 2026 – option historique

TARIF JAUNE - OPTION BASE						
en Corse						
Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	79,20	11,864	11,864	8,522	6,627	5,385
Utilisations Moyennes	29,28		16,711	11,197	7,146	5,838
Coefficients de Puissance réduite		1,00	0,78	0,38	0,19	0,19
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	0,38	0,38	0,38
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	0,19	0,19
Utilisations Moyennes			1,00	1,00	1,00	1,00

Figure 2723 - Grilles du tarif « Jaune » envisagées au 1^{er} août 2026 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF JAUNE - OPTION BASE						
en Corse						
Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	79,20	11,864	11,864	8,522	7,252	6,010
Utilisations Moyennes	29,28		16,711	11,197	7,771	6,455
Coefficients de Puissance réduite		1,00	0,84	0,39	0,24	0,24
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	0,39	0,39	0,39
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	0,24	0,24
Utilisations Moyennes			1,00	1,00	1,00	1,00

Figure 2824 - Grilles du tarif « Jaune » envisagées au 1^{er} août 2027 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF JAUNE - OPTION BASE en Corse						
Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	79,20	11,864	11,864	8,522	7,877	6,635
Utilisations Moyennes	29,28		16,711	11,197	8,396	7,080
Coefficients de Puissance réduite	Utilisations Longues	1,00	0,89	0,39	0,30	0,30
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	0,39	0,39	0,39
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	0,30	0,30
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00

Figure 2925 - Grilles du tarif « Jaune » envisagées au 1^{er} août 2028 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF JAUNE - OPTION BASE en Corse						
Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	79,20	11,864	11,864	8,522	8,502	7,260
Utilisations Moyennes	29,28		16,711	11,197	9,021	7,705
Coefficients de Puissance réduite	Utilisations Longues	1,00	0,95	0,40	0,35	0,35
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	0,40	0,40	0,40
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	0,35	0,35
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00

Figure 26 30 - Grilles du tarif « Jaune » envisagées au 1^{er} août 2029 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF JAUNE - OPTION BASE en Corse						
Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	79,20	11,864	11,864	8,522	9,127	7,885
Utilisations Moyennes	29,28		16,711	11,197	9,646	8,330
Coefficients de Puissance réduite	Utilisations Longues	1,00	1,00	0,40	0,40	0,40
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	0,40	0,40	0,40
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	0,40	0,40
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00

7.3 Grilles des tarifs « Verts » envisagées par la CRE

Les modalités de souscription des tarifs « Verts », notamment la définition des saisons et des périodes horaires de chaque poste temporel, sont décrites en annexe B de la délibération de la CRE du 14 janvier 2026 portant proposition des tarifs réglementés de France d'électricité en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées. Les tarifs « Jaunes » LU peuvent souscrire un dénivelé de puissance souscrite (cf. glossaire).

Figure 3127 - Grilles du tarif « Vert » en vigueur au 1^{er} février 2026 – option Transition Energétique

TARIF VERT - OPTION BASE TE												
En Martinique, Guadeloupe, Guyane, Corse, à la Réunion												
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite				
				Saison Haute		Saison Basse		Saison Haute		Saison Basse		
				Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE		52,20	16,778	13,434	11,438	1,00	0,92	1,00	0,92	0,44	0,40	0,40
GUADELOUPE		55,56	19,937	12,423	10,218	1,00	0,83	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
GUYANE		46,56	18,784	12,162	9,408	1,00	0,86	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
GUYANE	HTB profil stable	26,16	17,367	10,826	8,356	1,00	0,86	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
CORSE		67,08	29,312	11,946	4,177	8,717	3,256	1,00	0,50	0,31	0,22	0,09
LA REUNION		54,36	28,969	16,613	9,004	17,543	8,763	1,00	0,84	0,43	0,32	0,14

Figure 3228 - Grilles envisagées du tarif « Vert » versionné au 1^{er} août 2027 (niveau du 1^{er} février 2026) – option Transition Energétique

TARIF VERT - OPTION BASE TE												
En Martinique, Guadeloupe, Guyane, Corse, à la Réunion												
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite				
				Saison Haute		Saison Basse		Saison Haute		Saison Basse		
				Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	Longues Utilisations	115,32	15,36	12,017	10,021	1,00	0,92	1,00	0,92	0,44	0,44	0,44
	Moyennes Utilisations	52,20	16,56	13,217	11,221	1,00	0,92	1,00	0,92	0,44	0,44	0,44
	Courtes Utilisations	31,92	18,06	14,717	12,721	1,00	0,92	1,00	0,92	0,44	0,44	0,44
GUADELOUPE	Longues Utilisations	107,64	18,65	11,137	8,932	1,00	0,83	1,00	0,83	0,40	0,40	0,40
	Moyennes Utilisations	57,48	19,95	12,437	10,232	1,00	0,83	1,00	0,83	0,40	0,40	0,40
	Courtes Utilisations	30,84	21,05	13,537	11,332	1,00	0,83	1,00	0,83	0,40	0,40	0,40
GUYANE	Longues Utilisations	128,28	16,79	10,171	7,417	1,00	0,86	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
	Moyennes Utilisations	46,56	18,99	12,371	9,617	1,00	0,86	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
	Courtes Utilisations	29,16	22,19	15,571	12,817	1,00	0,86	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
	HTB profil stable	26,16	17,367	10,826	8,356	1,00	0,86	1,00	0,86	0,53	0,53	0,53
CORSE	Longues Utilisations	67,08	29,80	12,43	4,66	9,20	3,74	1,00	0,50	0,31	0,22	0,09
	Moyennes Utilisations	41,04	30,60	13,23	5,46	10,00	4,54	1,00	0,50	0,31	0,22	0,09
	Courtes Utilisations	16,20	31,30	13,93	6,16	10,70	5,24	1,00	0,50	0,31	0,22	0,09
LA REUNION	Longues Utilisations	103,44	27,08	14,72	7,11	15,65	6,87	1,00	0,84	0,43	0,32	0,14
	Moyennes Utilisations	57,60	28,28	15,92	8,31	16,85	8,07	1,00	0,84	0,43	0,32	0,14
	Courtes Utilisations	28,32	29,88	17,52	9,91	18,45	9,67	1,00	0,84	0,43	0,32	0,14

Figure 3329 - Grilles du tarif « Vert » en vigueur au 1^{er} février 2026 – option historique

TARIF VERT - OPTION BASE En outre-mer													
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite					
				Heures Pleines		Heures Creuses		Heures Pleines		Heures Creuses			
MARTINIQUE	Longues Utilisations	115,32	19,704	11,031		5,148		1,00		0,38		0,06	
	Moyennes Utilisations	73,20	24,860	11,650		5,406		1,00		0,35		0,06	
	Courtes Utilisations	31,92	33,947	12,737		5,859		1,00		0,28		0,06	
GUADELOUPE	Longues Utilisations	107,64	18,172	10,178		5,369		1,00		0,32		0,09	
	Moyennes Utilisations	57,48	24,517	10,860		5,791		1,00		0,28		0,06	
	Courtes Utilisations	30,84	30,806	11,538		6,208		1,00		0,21		0,06	
GUYANE	Longues Utilisations	128,28	13,096	9,408		6,297		1,00		0,54		0,22	
	Moyennes Utilisations	82,92	20,429	11,228		6,477		1,00		0,51		0,18	
	Courtes Utilisations	29,16	31,208	13,945		7,796		1,00		0,46		0,15	
			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	
LA REUNION	Longues Utilisations	103,44	18,206	12,764	8,985	7,384	6,557	1,00	0,53	0,20	0,10	0,02	
	Moyennes Utilisations	57,60	23,247	14,330	9,788	7,930	7,065	1,00	0,51	0,17	0,05	0,02	
	Courtes Utilisations	28,32	29,300	16,215	10,750	8,587	7,675	1,00	0,45	0,08	0,04	0,02	
CORSE	Longues Utilisations	77,76	14,711	12,013	8,972	7,124	5,889	1,00	0,78	0,30	0,20	0,05	
	Moyennes Utilisations	41,04	19,904	15,383	10,837	7,473	6,184	1,00	0,77	0,25	0,15	0,05	
	Courtes Utilisations	16,20	27,123	20,066	13,425	7,965	6,600	1,00	0,71	0,06	0,10	0,05	

Figure 3430 - Grilles du tarif vert envisagées au 1^{er} août 2026 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF VERT - OPTION BASE En outre-mer													
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite					
				Heures Pleines		Heures Creuses		Heures Pleines		Heures Creuses			
MARTINIQUE	Longues Utilisations	115,32	19,704	11,656		6,273		1,00		0,53		0,30	
	Moyennes Utilisations	73,20	24,860	12,275		6,531		1,00		0,51		0,29	
	Courtes Utilisations	31,92	33,947	13,362		6,984		1,00		0,46		0,29	
GUADELOUPE	Longues Utilisations	107,64	18,172	10,678		5,869		1,00		0,49		0,32	
	Moyennes Utilisations	57,48	24,517	11,360		6,291		1,00		0,46		0,30	
	Courtes Utilisations	30,84	30,806	12,038		6,708		1,00		0,41		0,30	
GUYANE	Longues Utilisations	128,28	13,096	9,733		6,622		1,00		0,66		0,42	
	Moyennes Utilisations	82,92	20,429	11,553		6,802		1,00		0,63		0,38	
	Courtes Utilisations	29,16	31,208	14,270		8,121		1,00		0,60		0,36	
			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	
LA REUNION	Longues Utilisations	103,44	18,206	13,139	9,360	8,259	7,432	1,000	0,646	0,401	0,323	0,267	
	Moyennes Utilisations	57,60	23,247	14,705	10,163	8,805	7,940	1,000	0,633	0,381	0,289	0,267	
	Courtes Utilisations	28,32	29,300	16,590	11,125	9,462	8,550	1,000	0,585	0,306	0,282	0,267	
CORSE	Longues Utilisations	77,76	14,711	12,013	8,972	7,499	6,264	1,000	0,833	0,473	0,401	0,284	
	Moyennes Utilisations	41,04	19,904	15,383	10,837	7,848	6,559	1,000	0,826	0,439	0,361	0,284	
	Courtes Utilisations	16,20	27,123	20,066	13,425	8,340	6,975	1,000	0,779	0,297	0,327	0,284	

Figure 3531 - Grilles du tarif vert envisagées au 1^{er} août 2027 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF VERT - OPTION BASE En outre-mer													
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite					
				Heures Pleines		Heures Creuses		Heures Pleines		Heures Creuses			
MARTINIQUE	Longues Utilisations	115,32	19,704	12,281		7,398		1,00		0,69		0,53	
	Moyennes Utilisations	73,20	24,860	12,900		7,656		1,00		0,68		0,53	
	Courtes Utilisations	31,92	33,947	13,987		8,109		1,00		0,64		0,53	
GUADELOUPE	Longues Utilisations	107,64	18,172	11,178		6,369		1,00		0,66		0,54	
	Moyennes Utilisations	57,48	24,517	11,860		6,791		1,00		0,64		0,53	
	Courtes Utilisations	30,84	30,806	12,538		7,208		1,00		0,60		0,53	
GUYANE	Longues Utilisations	128,28	13,096	10,058		6,947		1,00		0,77		0,61	
	Moyennes Utilisations	82,92	20,429	11,878		7,127		1,00		0,75		0,59	
	Courtes Utilisations	29,16	31,208	14,595		8,446		1,00		0,73		0,58	
			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	
LA REUNION	Longues Utilisations	103,44	18,206	13,514	9,735	9,134	8,307	1,000	0,764	0,601	0,549	0,511	
	Moyennes Utilisations	57,60	23,247	15,080	10,538	9,680	8,815	1,000	0,755	0,587	0,526	0,511	
	Courtes Utilisations	28,32	29,300	16,965	11,500	10,337	9,425	1,000	0,724	0,538	0,522	0,511	
CORSE	Longues Utilisations	77,76	14,711	12,013	8,972	7,874	6,639	1,000	0,889	0,649	0,601	0,523	
	Moyennes Utilisations	41,04	19,904	15,383	10,837	8,223	6,934	1,000	0,884	0,626	0,574	0,523	
	Courtes Utilisations	16,20	27,123	20,066	13,425	8,715	7,350	1,000	0,853	0,532	0,551	0,523	

Figure 3632 - Grilles du tarif vert envisagées au 1er août 2028 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF VERT - OPTION BASE												
En outre-mer												
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite				
				Heures Pleines		Heures Creuses		Heures Pleines		Heures Creuses		
MARTINIQUE	Longues Utilisations	115,32	19,704	12,906		8,523		1,00		0,84		0,77
	Moyennes Utilisations	73,20	24,860	13,525		8,781		1,00		0,84		0,76
	Courtes Utilisations	31,92	33,947	14,612		9,234		1,00		0,82		0,76
GUADELOUPE	Longues Utilisations	107,64	18,172	11,678		6,869		1,00		0,83		0,77
	Moyennes Utilisations	57,48	24,517	12,360		7,291		1,00		0,82		0,77
	Courtes Utilisations	30,84	30,806	13,038		7,708		1,00		0,80		0,77
GUYANE	Longues Utilisations	128,28	13,096	10,383		7,272		1,00		0,89		0,81
	Moyennes Utilisations	82,92	20,429	12,203		7,452		1,00		0,88		0,79
	Courtes Utilisations	29,16	31,208	14,920		8,771		1,00		0,87		0,79
			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver
LA REUNION	Longues Utilisations	103,44	18,206	13,889	10,110	10,009	9,182	1,000	0,882	0,800	0,774	0,756
	Moyennes Utilisations	57,60	23,247	15,455	10,913	10,555	9,690	1,000	0,878	0,794	0,763	0,756
	Courtes Utilisations	28,32	29,300	17,340	11,875	11,212	10,300	1,000	0,862	0,769	0,761	0,756
CORSE	Longues Utilisations	77,76	14,711	12,013	8,972	8,249	7,014	1,000	0,944	0,824	0,800	0,761
	Moyennes Utilisations	41,04	19,904	15,383	10,837	8,598	7,309	1,000	0,942	0,813	0,787	0,761
	Courtes Utilisations	16,20	27,123	20,066	13,425	9,090	7,725	1,000	0,926	0,766	0,776	0,761

Figure 3733 - Grilles du tarif vert envisagées au 1er août 2029 (niveau du 1^{er} février 2026) – option historique

TARIF VERT - OPTION BASE												
En outre-mer												
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite				
				Heures Pleines		Heures Creuses		Heures Pleines		Heures Creuses		
MARTINIQUE	Longues Utilisations	115,32	19,704	13,531		9,648		1,00		1,00		1,00
	Moyennes Utilisations	73,20	24,860	14,150		9,906		1,00		1,00		1,00
	Courtes Utilisations	31,92	33,947	15,237		10,359		1,00		1,00		1,00
GUADELOUPE	Longues Utilisations	107,64	18,172	12,178		7,369		1,00		1,00		1,00
	Moyennes Utilisations	57,48	24,517	12,860		7,791		1,00		1,00		1,00
	Courtes Utilisations	30,84	30,806	13,538		8,208		1,00		1,00		1,00
GUYANE	Longues Utilisations	128,28	13,096	10,708		7,597		1,00		1,00		1,00
	Moyennes Utilisations	82,92	20,429	12,528		7,777		1,00		1,00		1,00
	Courtes Utilisations	29,16	31,208	15,245		9,096		1,00		1,00		1,00
			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver
LA REUNION	Longues Utilisations	103,44	18,206	14,264	10,485	10,884	10,057	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Moyennes Utilisations	57,60	23,247	15,830	11,288	11,430	10,565	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Courtes Utilisations	28,32	29,300	17,715	12,250	12,087	11,175	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
CORSE	Longues Utilisations	77,76	14,711	12,013	8,972	8,624	7,389	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Moyennes Utilisations	41,04	19,904	15,383	10,837	8,973	7,684	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Courtes Utilisations	16,20	27,123	20,066	13,425	9,465	8,100	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Annexe 3 - Evolutions de factures

Les évolutions de factures pour chaque ZNI concernée par cette réforme des Bleus + sont présentées ci-dessous.

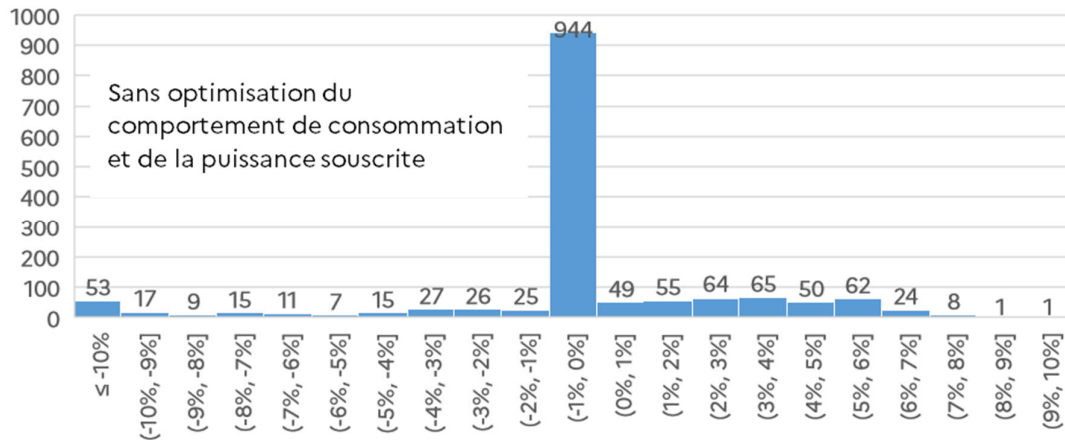
Ces évolutions de factures ne comprennent pas les évolutions en niveau des tarifs qui ont lieu au 1^{er} février et au 1^{er} août de chaque année, ni d'éventuels déplacements de consommation ou optimisation de la puissance souscrite qui pourraient venir diminuer les factures.

Dans les graphiques « Jaunes » et « Verts », il est considéré que les clients du tarif historique n'optimisent pas le moment de leur bascule et souscrivent le tarif TE après la dernière étape du lissage, c'est-à-dire entre le 1^{er} août 2029 et le 1^{er} août 2030. De plus les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE entre le 1^{er} août 2029 et le 1^{er} août 2030.

7.4 Guadeloupe

7.4.1 Bleus +

Figure 38 34 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹⁰ des clients BT sup 36 en Guadeloupe, à terme¹¹



¹⁰ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

¹¹ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2027).

Figure 39 35 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹² des clients BT sup 36 en Guadeloupe, au 1^{er} août 2026

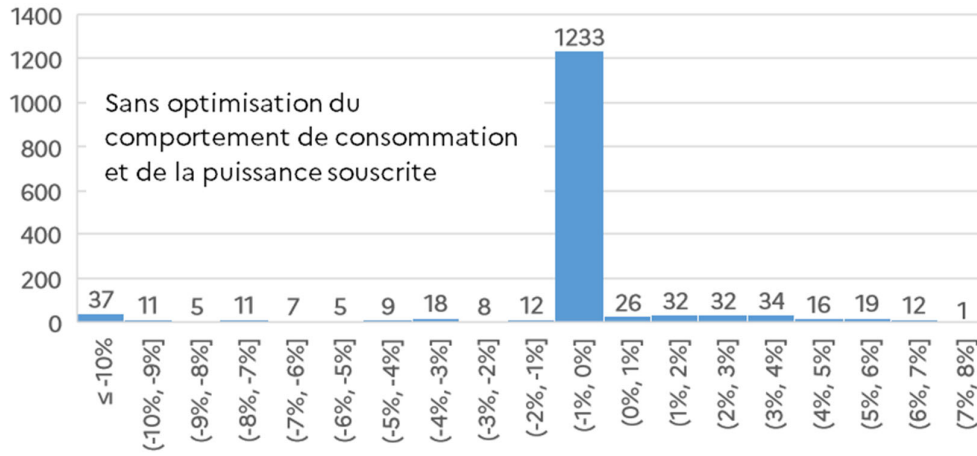
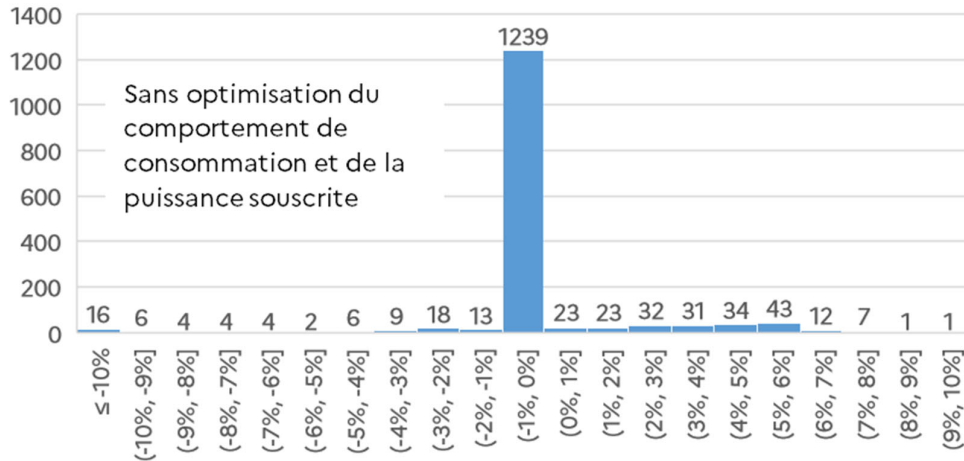


Figure 4036 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹³ des clients BT sup 36 en Guadeloupe, au 1^{er} août 2027

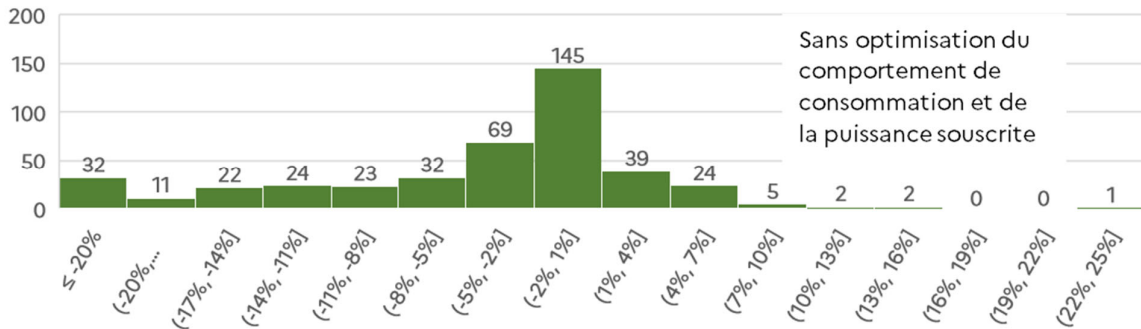


¹² Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

¹³ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

7.4.2 Verts »

Figure 4137 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹⁴ des clients HTA en Guadeloupe, à terme¹⁵ et qui seront lissées sur 4 ans

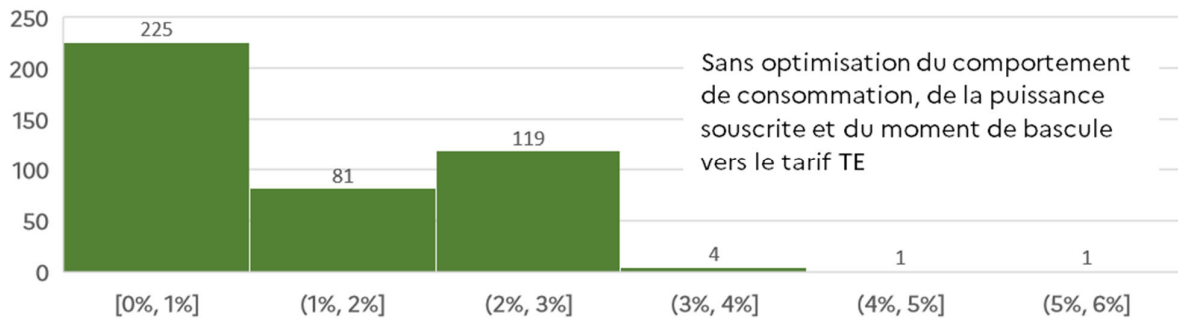


Pour les graphiques « Jaunes » et « Verts » par étape, la CRE a pris comme hypothèse le cas extrême où (i) tous les clients du tarif historique restent au tarif historique pendant les 4 ans de lissage et ne basculent au tarif TE qu’au 1^{er} août 2030, et (ii) les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE au 1^{er} août 2030.

Ainsi, dans ce scénario extrême, les clients perçoivent essentiellement des hausses entre le 1^{er} août 2026 et le 1^{er} août 2029, avant de percevoir les gains éventuels au 1^{er} août 2030 liés à leur passage au TE et au choix de leur version.

Les clients peuvent en réalité percevoir des baisses de factures dès le 1^{er} août 2026, en choisissant de basculer au tarif TE (64 % des clients au 1^{er} août 2026 et 91 % des clients au 1^{er} août 2027). Ce choix revient au client final, qui peut bénéficier de l’accompagnement d’EDF SEI.

Figure38 42 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s’ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guadeloupe, au 1^{er} août 2026



¹⁴ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

¹⁵ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

Figure 4339 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guadeloupe, au 1^{er} août 2027

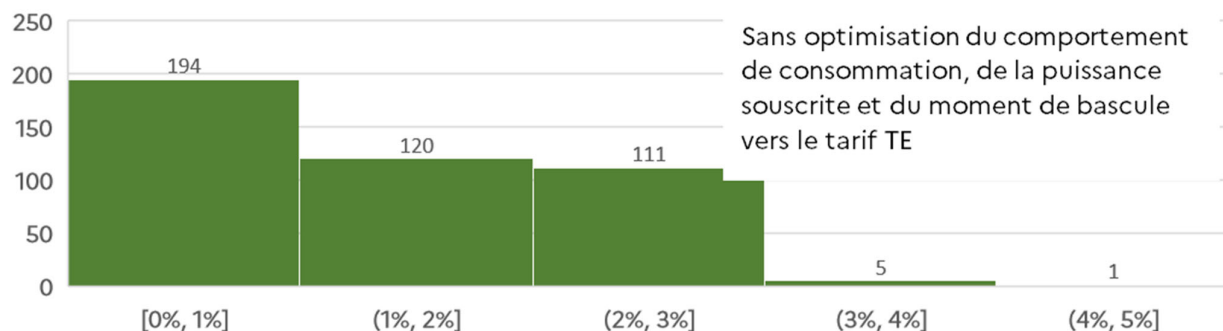


Figure 44 40- Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guadeloupe, au 1^{er} août 2028

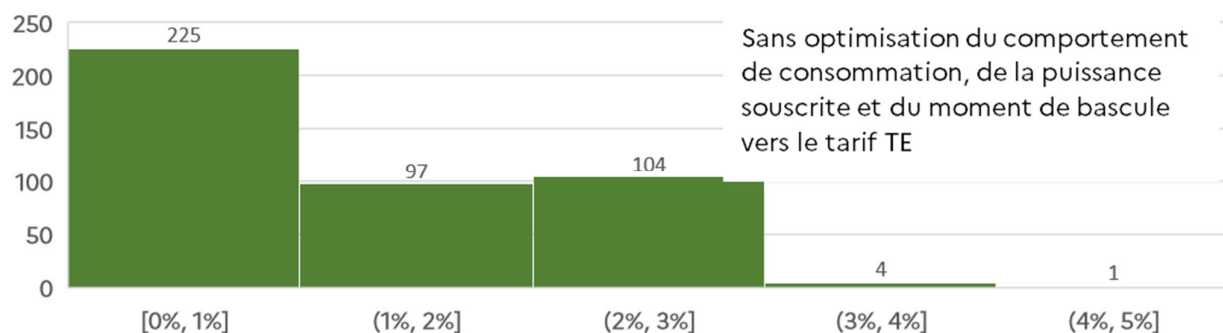


Figure 45 41- Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guadeloupe, au 1^{er} août 2029

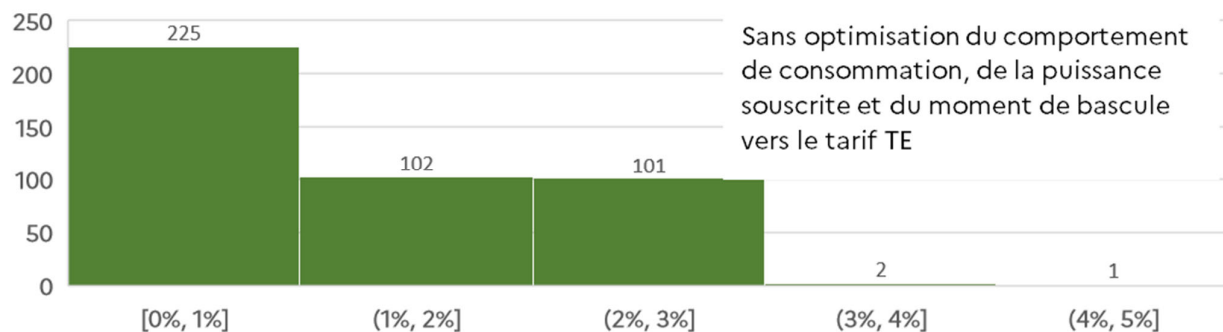
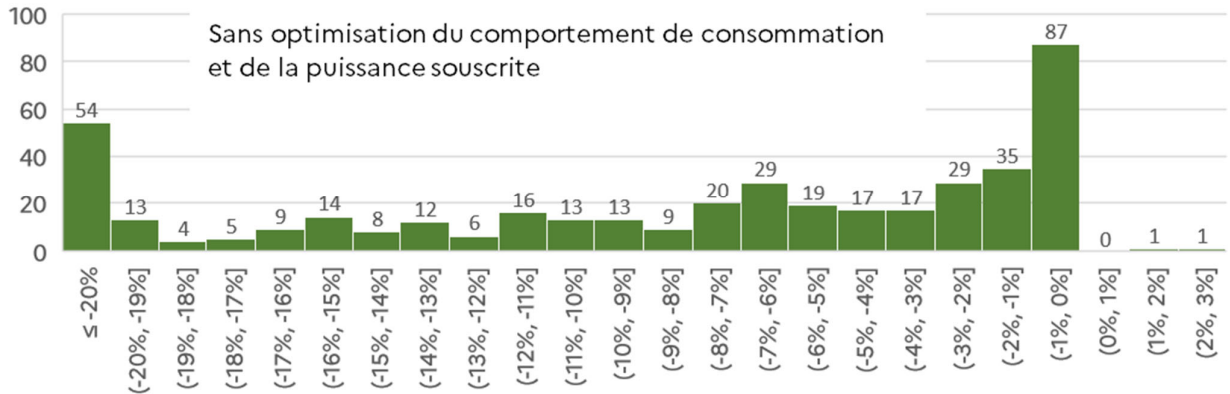


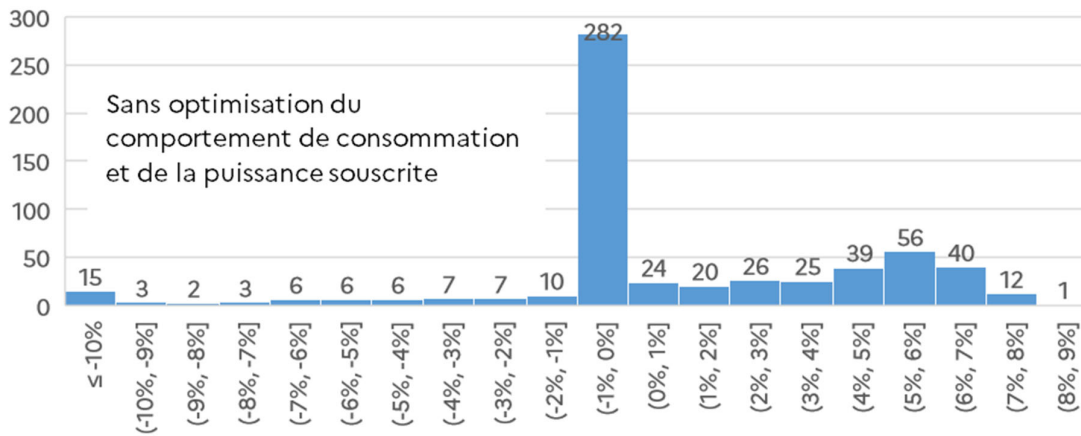
Figure 4642 - Distribution des évolutions résiduelles de factures des clients HTA en Guadeloupe, qui ont lieu au 1^{er} août 2030



7.5 Guyane

7.5.1 Bleus +

Figure 4743 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹⁶ des clients BT sup 36 en Guyane, à terme¹⁷



¹⁶ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

¹⁷ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2027).

Figure 4844 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹⁸ des clients BT sup 36 en Guyane, au 1^{er} août 2026

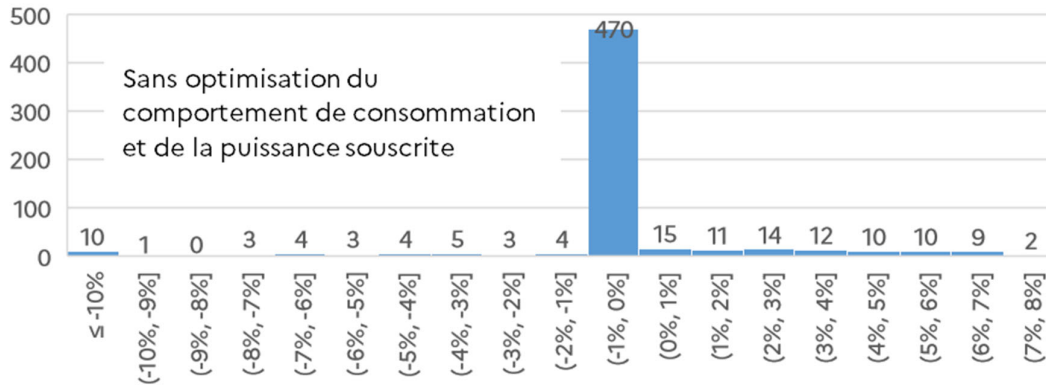
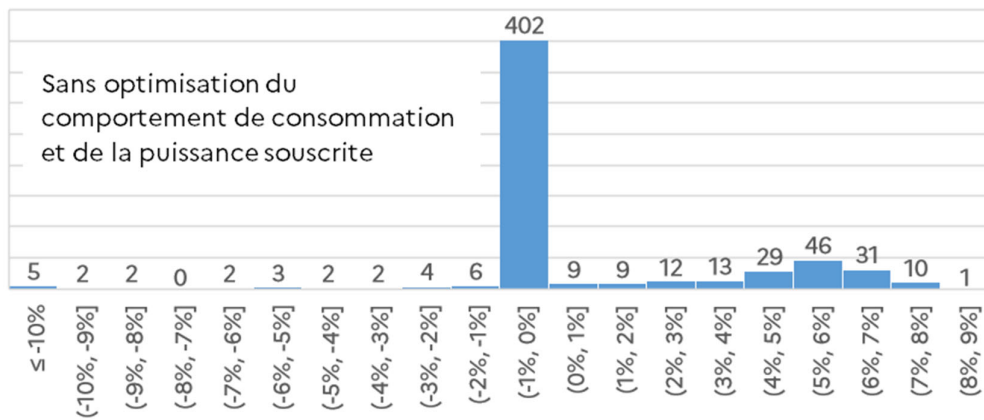


Figure 4945 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison¹⁹ des clients BT sup 36 en Guyane, au 1^{er} août 2027

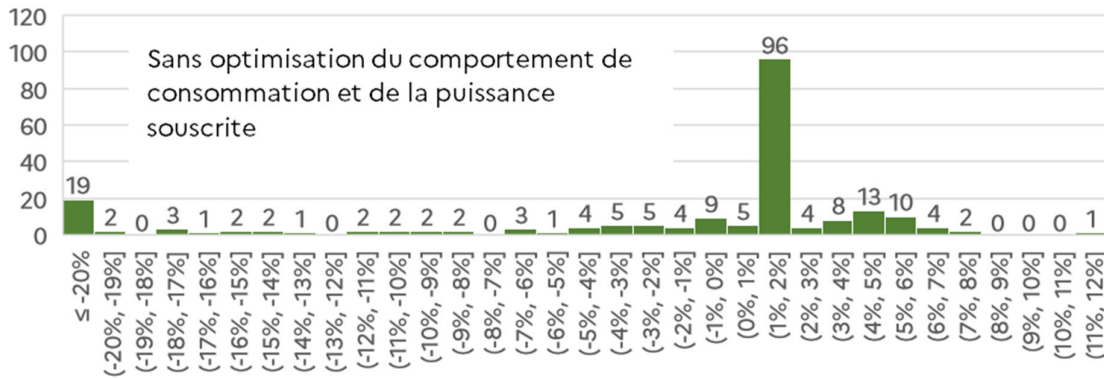


¹⁸ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

¹⁹ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

7.5.2 Verts

Figure 5046 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guyane, à terme²⁰ et qui seront lissées sur 4 ans

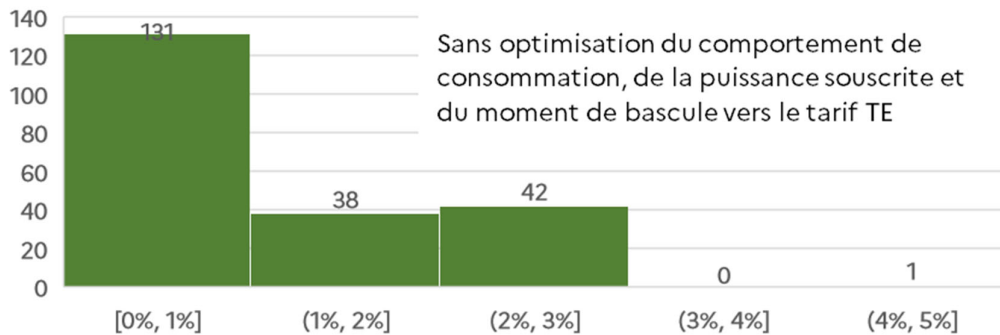


Pour les graphiques « Jaunes » et « Verts » par étape, la CRE a pris comme hypothèse le cas extrême où (i) tous les clients du tarif historique restent au tarif historique pendant les 4 ans de lissage et ne basculent au tarif TE qu'au 1^{er} août 2030, et (ii) les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE au 1^{er} août 2030.

Ainsi, dans ce scénario extrême, les clients perçoivent essentiellement des hausses entre le 1^{er} août 2026 et le 1^{er} août 2029, avant de percevoir les gains éventuels au 1^{er} août 2030 liés à leur passage au TE et au choix de leur version.

Les clients peuvent en réalité percevoir des baisses de factures dès le 1^{er} août 2026, en choisissant de basculer au tarif TE (64 % des clients au 1^{er} août 2026 et 91 % des clients au 1^{er} août 2027). Ce choix revient au client final, qui peut bénéficier de l'accompagnement d'EDF SEI.

Figure 5147 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guyane, au 1^{er} août 2026



²⁰ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

Figure 5248 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guyane, au 1^{er} août 2027

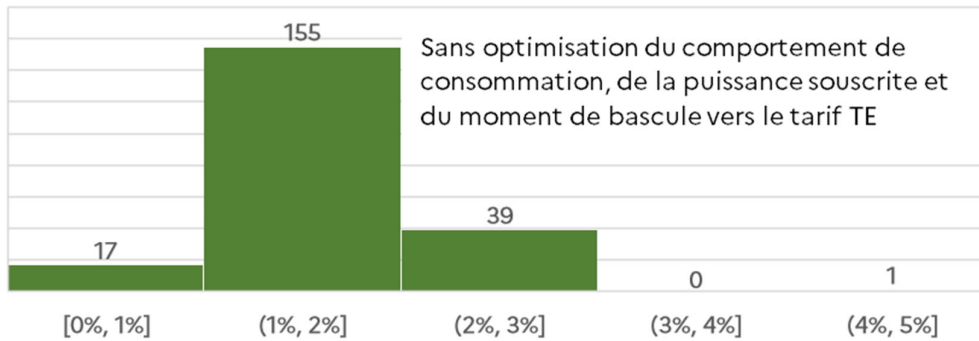


Figure49 53 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guyane, au 1^{er} août 2028

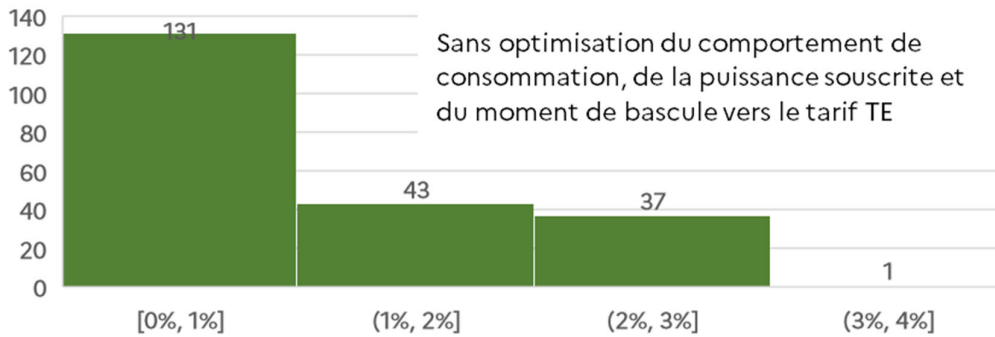


Figure 5450 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Guyane, au 1^{er} août 2029

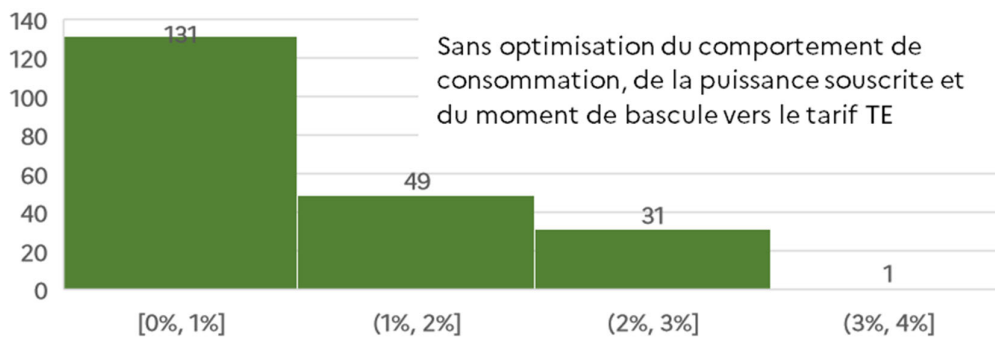
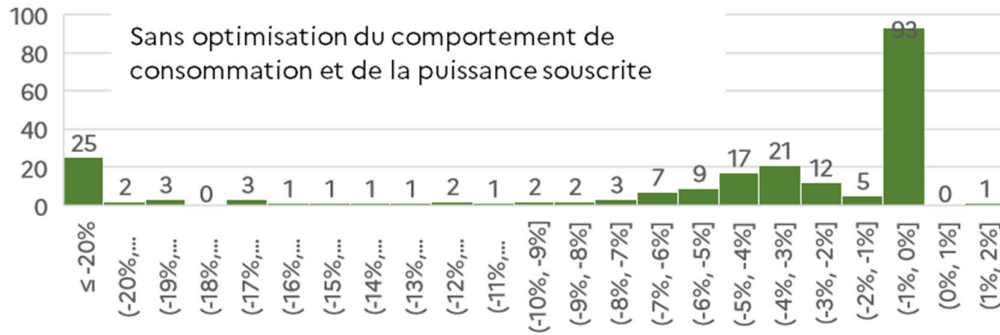


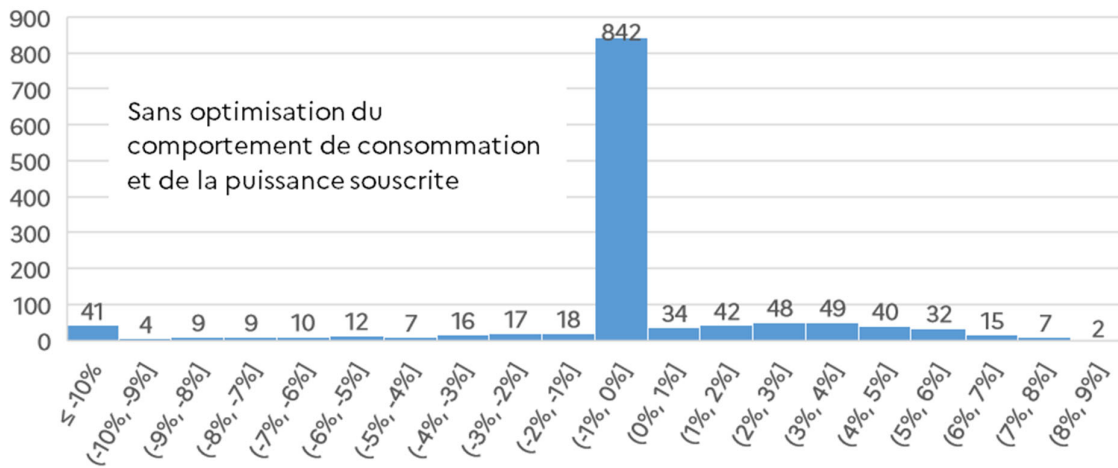
Figure 5551 - Distribution des évolutions résiduelles de factures pour chaque point de livraison des clients HTA en Guyane, au 1^{er} août 2030



7.6 Martinique

7.6.1 Bleus +

Figure 5652 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison²¹ des clients BT sup 36 en Martinique, à terme²²



²¹ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

²² Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2027).

Figure 5753 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison²³ des clients BT sup 36 en Martinique, au 1^{er} août 2026

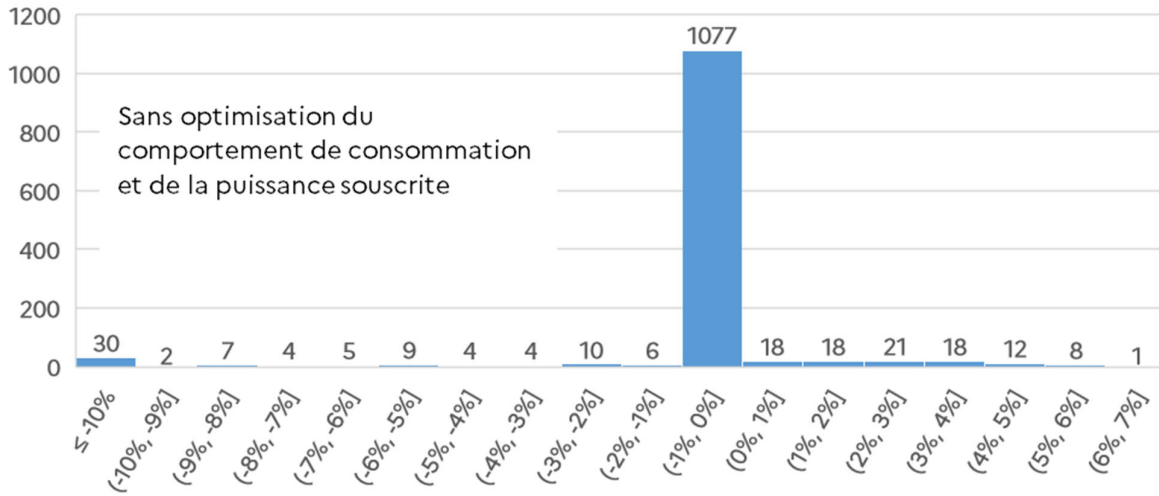
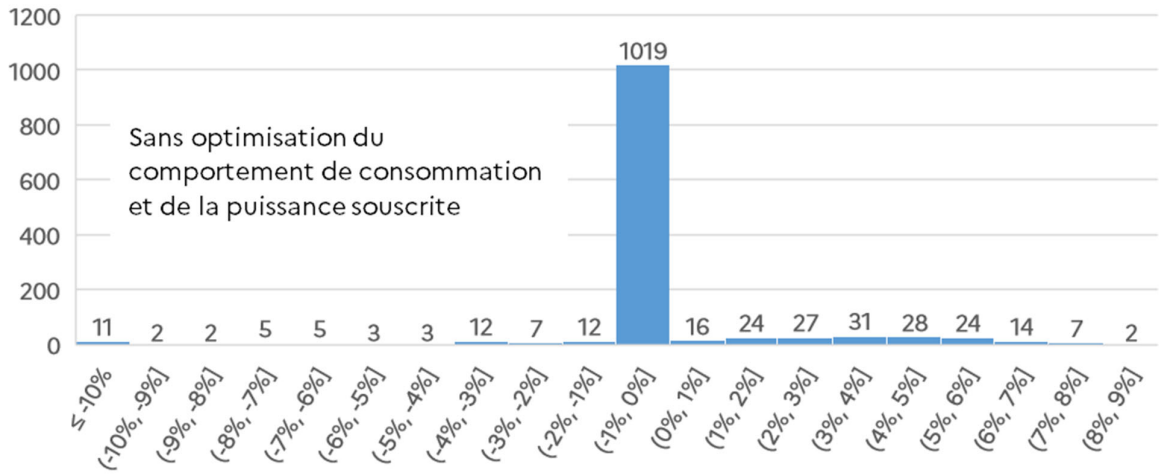


Figure 5854 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison²⁴ des clients BT sup 36 en Martinique, au 1^{er} août 2027

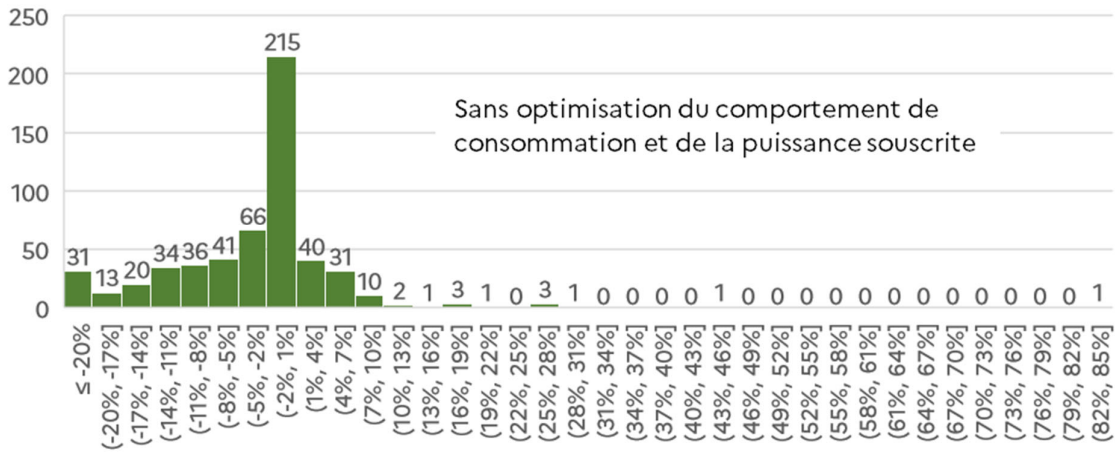


²³ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

²⁴ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

7.6.2 Verts

Figure 5955 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison des clients HTA en Martinique, à terme²⁵ et qui seront lissées sur 4 ans

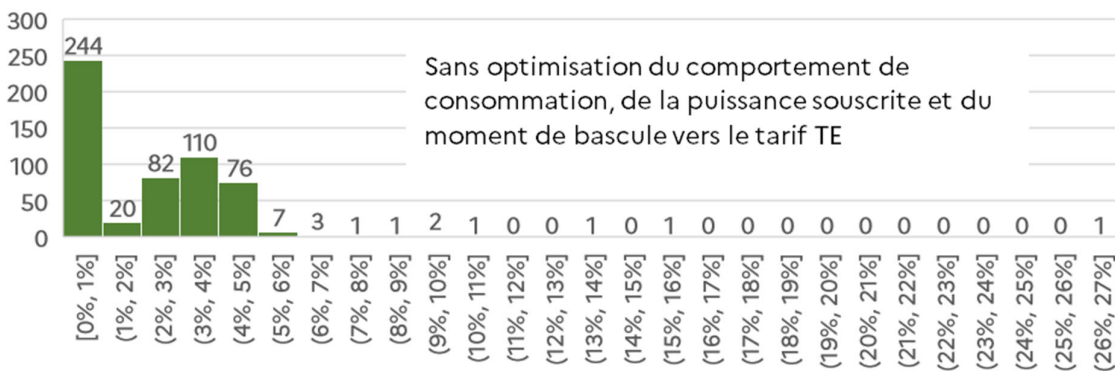


Pour les graphiques « Jaunes » et « Verts » par étape, la CRE a pris comme hypothèse le cas extrême où (i) tous les clients du tarif historique restent au tarif historique pendant les 4 ans de lissage et ne basculent au tarif TE qu'au 1^{er} août 2030, et (ii) les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE au 1^{er} août 2030.

Ainsi, dans ce scénario extrême, les clients perçoivent essentiellement des hausses entre le 1^{er} août 2026 et le 1^{er} août 2029, avant de percevoir les gains éventuels au 1^{er} août 2030 liés à leur passage au TE et au choix de leur version.

Les clients peuvent en réalité percevoir des baisses de factures dès le 1^{er} août 2026, en choisissant de basculer au tarif TE (64 % des clients au 1^{er} août 2026 et 91 % des clients au 1^{er} août 2027). Ce choix revient au client final, qui peut bénéficier de l'accompagnement d'EDF SEI.

Figure 6056 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Martinique, au 1^{er} août 2026



Le point de livraison concerné par de très fortes hausses pendant le lissage (26 % en 2026, 21 % en 2027, 16 % en 2028 et 15 % en 2029) est un cas particulier d'un fontainier qui représente une facture très faible et qui aurait déjà intérêt à basculer avant même le début du lissage au tarif TE.

²⁵ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

Figure 6157 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Martinique, au 1^{er} août 2027

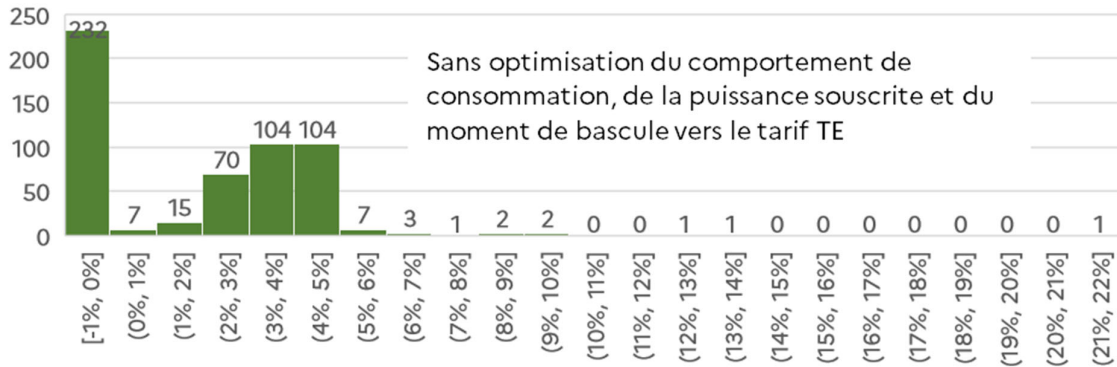


Figure 6258 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Martinique, au 1^{er} août 2028

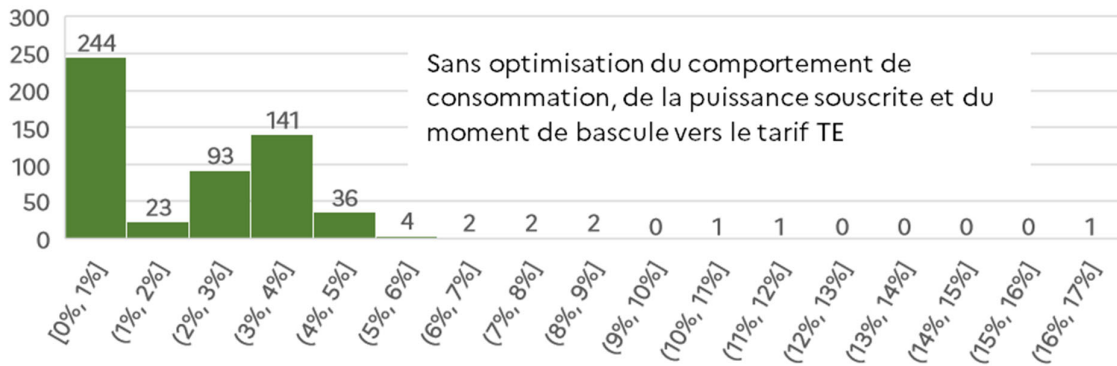


Figure 6359 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Martinique, au 1^{er} août 2029

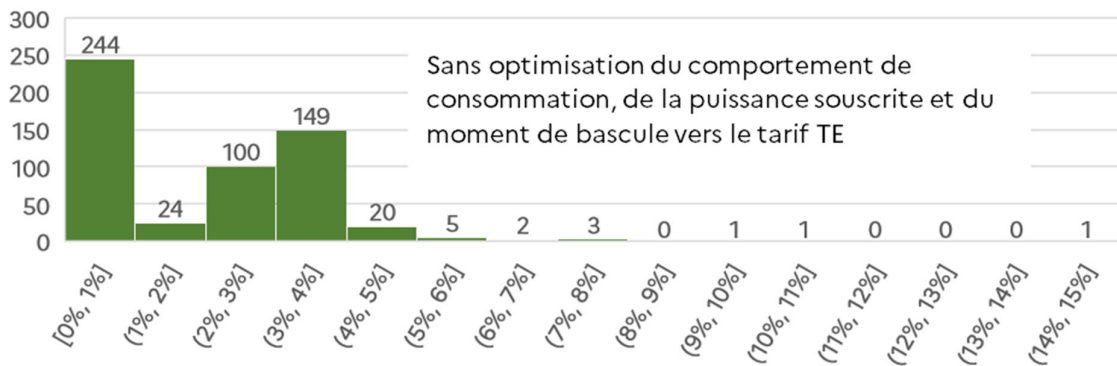
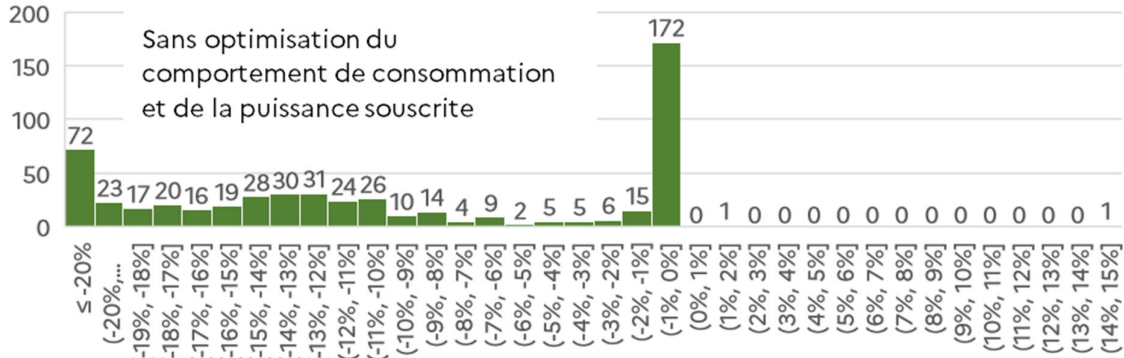


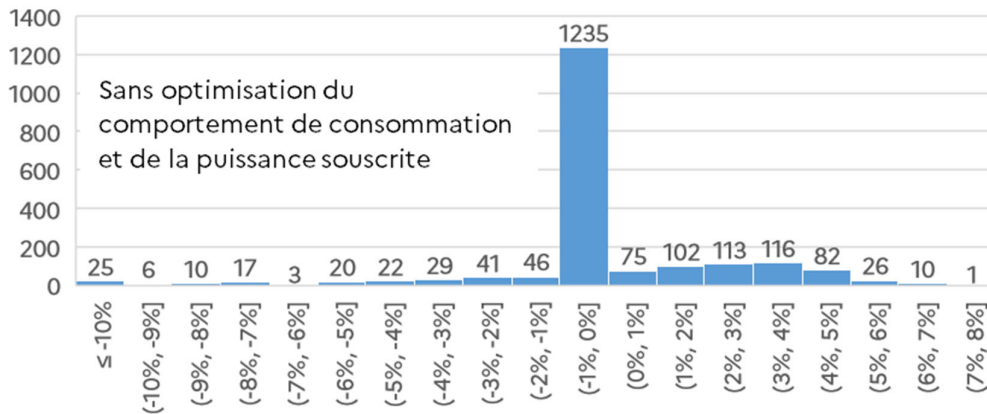
Figure 6460 - Distribution des évolutions résiduelles de factures pour chaque point de livraison des clients HTA en Martinique, au 1^{er} août 2030



7.7 Réunion

7.7.1 Bleus +

Figure 6561 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison²⁶ des clients BT sup 36 à la Réunion, à terme²⁷



²⁶ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

²⁷ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2027).

Figure 6662 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison²⁸ des clients BT sup 36 à la Réunion, au 1^{er} août 2026

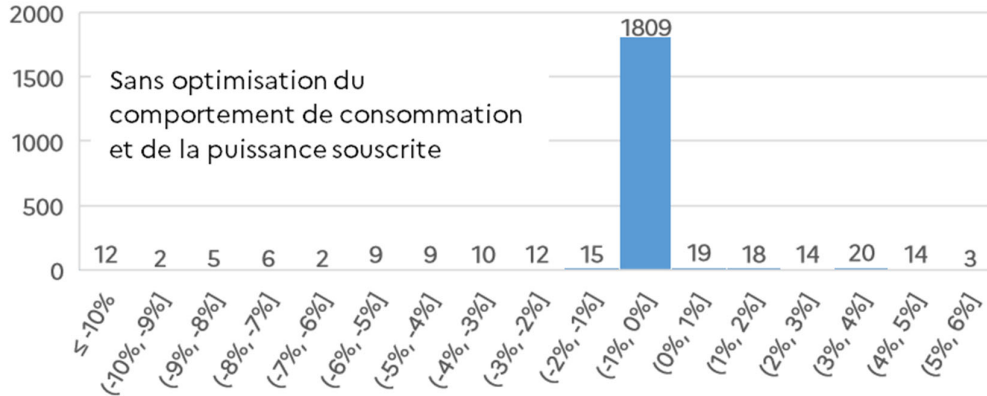
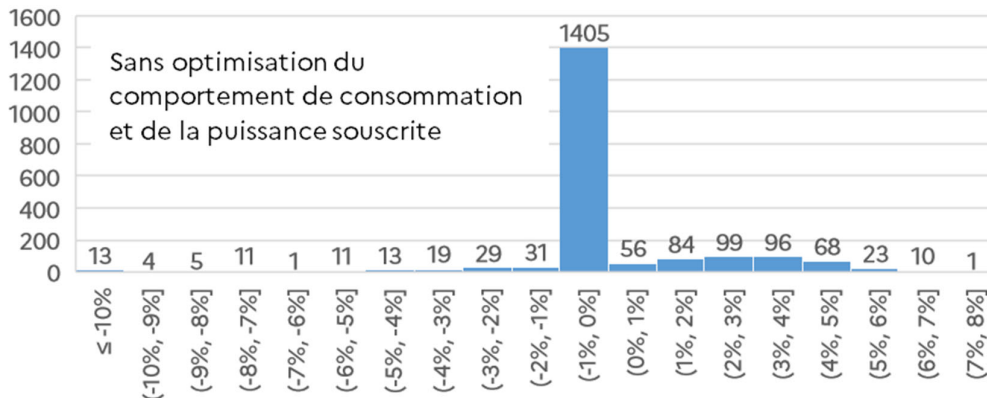


Figure 63 67- Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison²⁹ des clients BT sup 36 à la Réunion, au 1^{er} août 2027



7.7.2 Verts

Pour les graphiques « Jaunes » et « Verts » par étape, la CRE a pris comme hypothèse le cas extrême où (i) tous les clients du tarif historique restent au tarif historique pendant les 4 ans de lissage et ne basculent au tarif TE qu'au 1^{er} août 2030, et (ii) les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE au 1^{er} août 2030.

Ainsi, dans ce scénario extrême, les clients perçoivent essentiellement des hausses entre le 1^{er} août 2026 et le 1^{er} août 2029, avant de percevoir les gains éventuels au 1^{er} août 2030 liés à leur passage au TE et au choix de leur version.

Les clients peuvent en réalité percevoir des baisses de factures dès le 1^{er} août 2026, en choisissant de basculer au tarif TE (64 % des clients au 1^{er} août 2026 et 91 % des clients au 1^{er} août 2027). Ce choix revient au client final, qui peut bénéficier de l'accompagnement d'EDF SEI.

²⁸ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

²⁹ Un consommateur peut disposer de plusieurs points de livraison.

Figure 6864 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison des clients HTA à la Réunion, à terme³⁰ et qui seront lissées sur un total de 4 ans

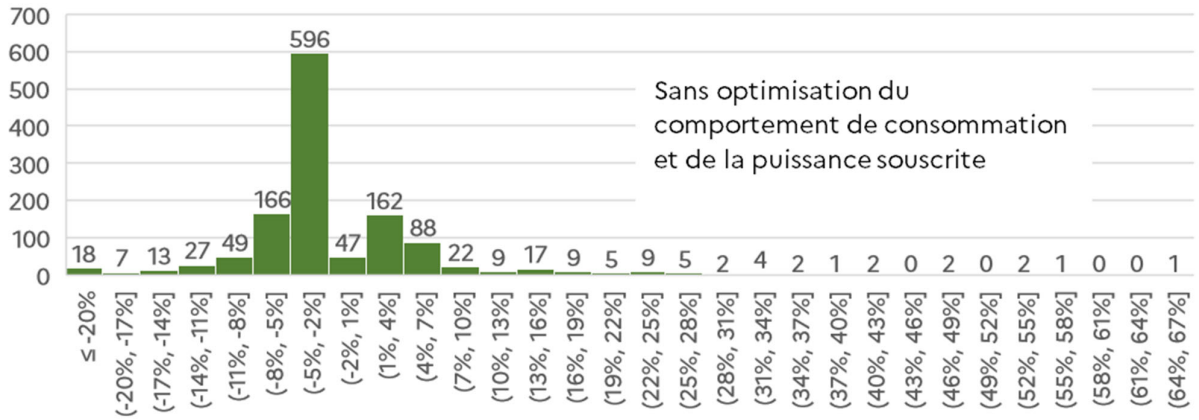
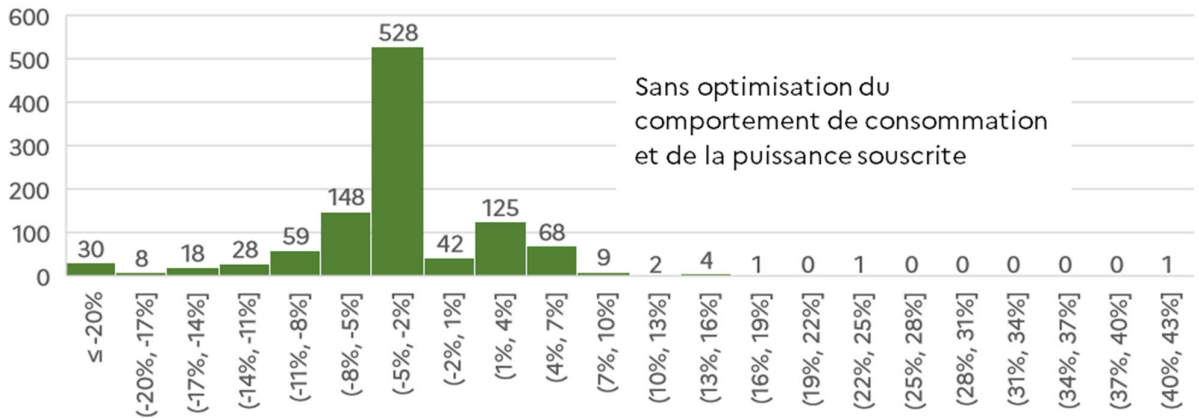


Figure 6965 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison des clients HTA à la Réunion, à terme³¹ et qui seront lissés sur un total de 4 ans hors fontainiers³²

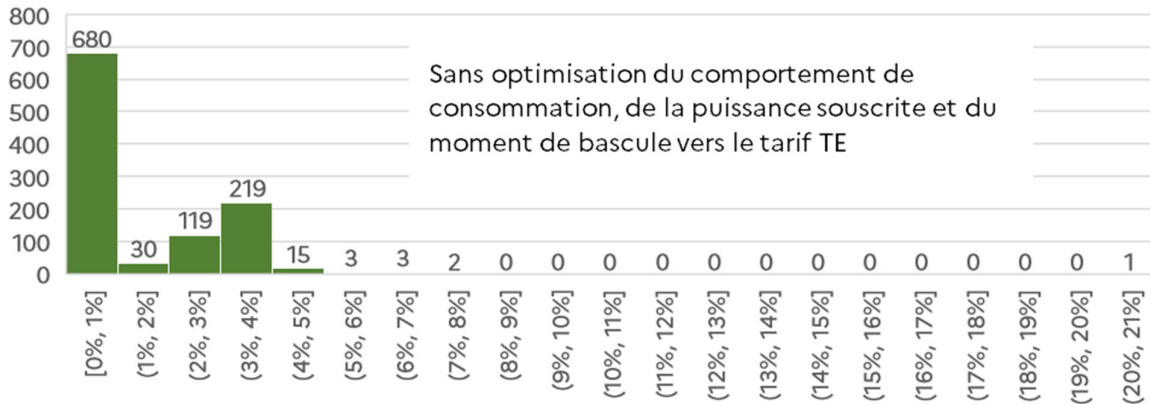


³⁰ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

³¹ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

³² Les fontainiers regroupent de nombreux PDL. Au total, l'ensemble des PDL fontainiers perçoivent une hausse moyenne de 5%.

Figure 7066 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel à la Réunion, au 1^{er} août 2026 hors fontainiers



Le point de livraison concerné par de très fortes hausses pendant le lissage (20 % en 2026, 17 % en 2027, 14 % en 2028 et 12 % en 2029) est un cas très particulier d'un fontainier disposant d'une facture extrêmement faible (inférieure à 200€).

Figure 7167 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel à la Réunion, au 1^{er} août 2027 hors fontainiers

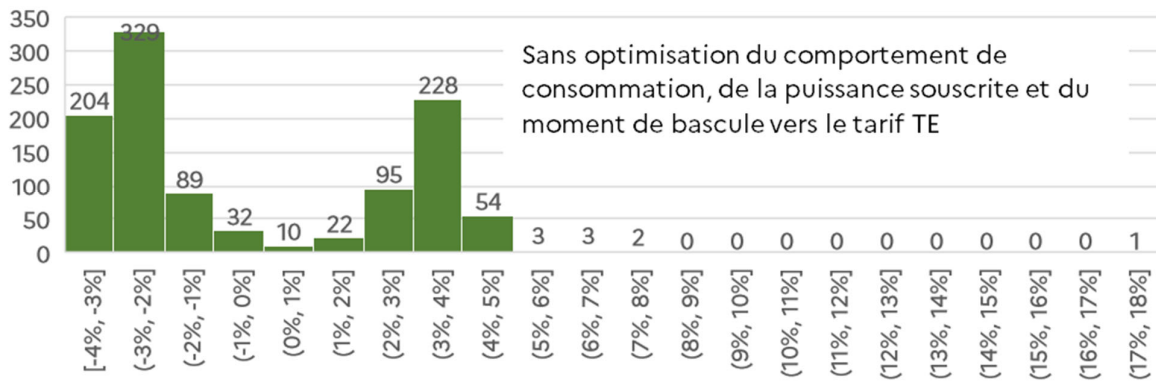


Figure 7268 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel à la Réunion, au 1^{er} août 2028 hors fontainiers

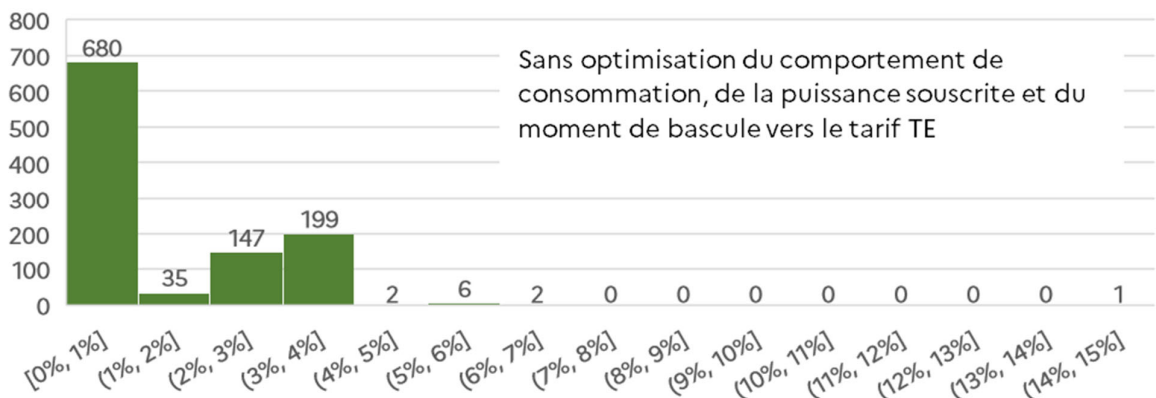


Figure 7369 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel à la Réunion, au 1^{er} août 2029 hors fontainiers

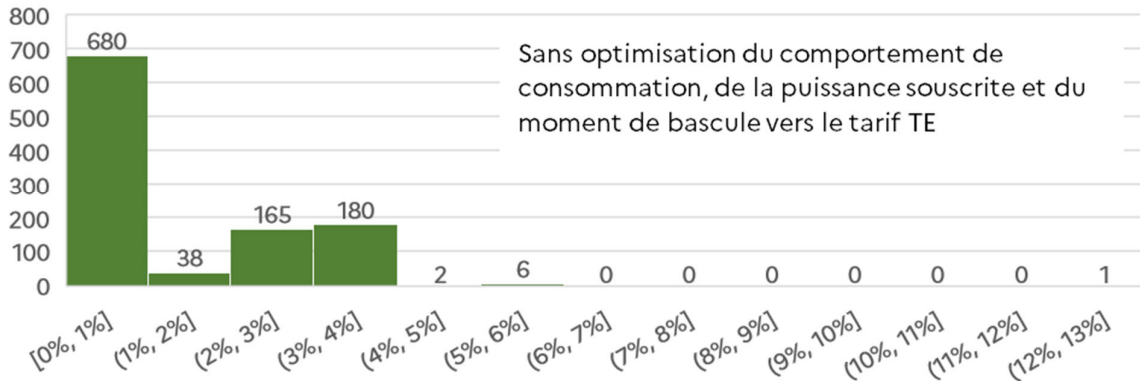


Figure 7470 - Distribution des évolutions résiduelles de factures pour chaque point de livraison des clients HTA à la Réunion, au 1^{er} août 2030

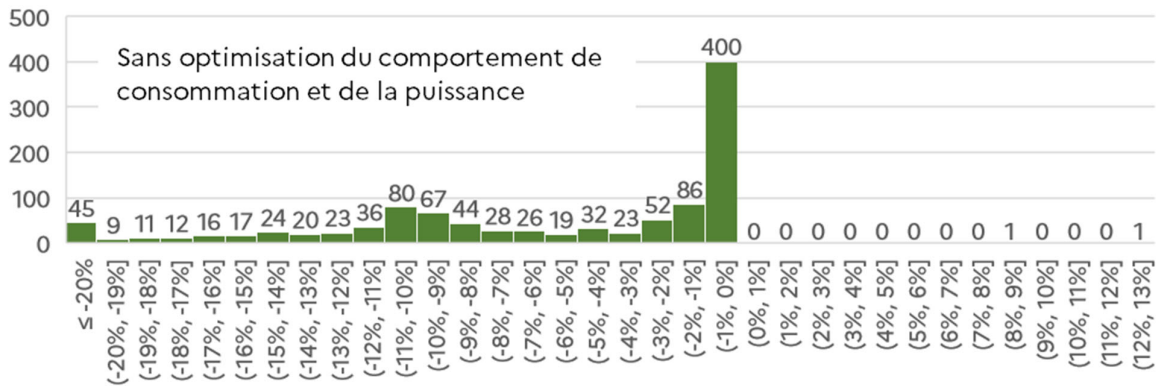
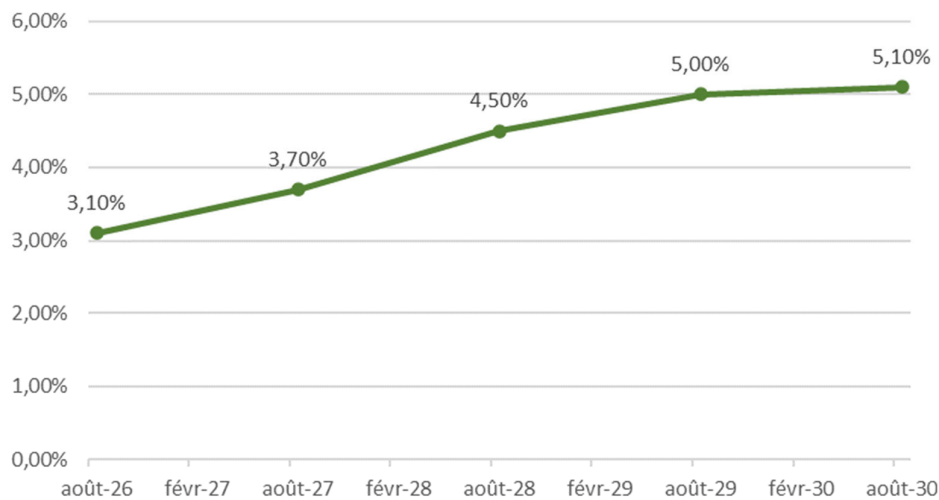


Figure 71 75 - Evolution cumulée perçues par l'ensemble des PDL de fontainiers à la Réunion

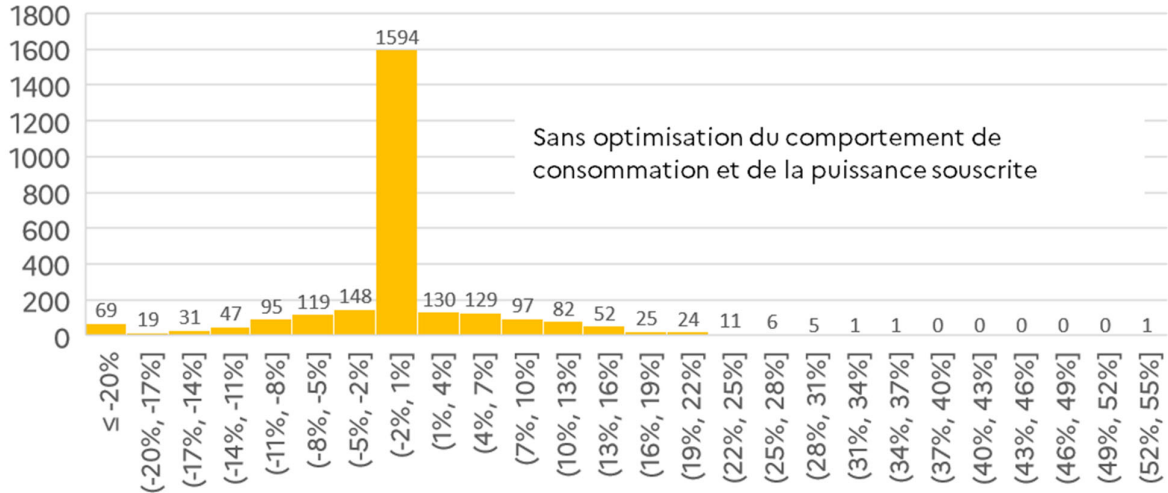


Il existe 3 fontainiers à la Réunion. Ainsi les fontainiers percevront les variations de factures de nombreux points de livraisons agrégés. Leur évolution de facture globale ressemblera au graphique ci-dessus. Au bout de 4 ans, les factures des fontainiers auront augmentées de 5,10% en lien avec la réforme décrite dans cette consultation publique.

7.8 Corse

7.8.1 Jaunes

Figure 7276 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison des clients BT sup 36 en Corse, à terme³³ et qui seront lissées sur un total de 4 ans



Pour les graphiques « Jaunes » et « Verts » par étape, la CRE a pris comme hypothèse le cas extrême où (i) tous les clients du tarif historique restent au tarif historique pendant les 4 ans de lissage et ne basculent au tarif TE qu'au 1^{er} août 2030, et (ii) les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE au 1^{er} août 2030.

Ainsi, dans ce scénario extrême, les clients perçoivent essentiellement des hausses entre le 1^{er} août 2026 et le 1^{er} août 2029, avant de percevoir les gains éventuels au 1^{er} août 2030 liés à leur passage au TE et au choix de leur version.

Les clients peuvent en réalité percevoir des baisses de factures dès le 1^{er} août 2026, en choisissant de basculer au tarif TE (64 % des clients au 1^{er} août 2026 et 91 % des clients au 1^{er} août 2027). Ce choix revient au client final, qui peut bénéficier de l'accompagnement d'EDF SEI.

³³ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

Figure 7377 - Distribution des évolutions de factures des clients BT sup 36 s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2026

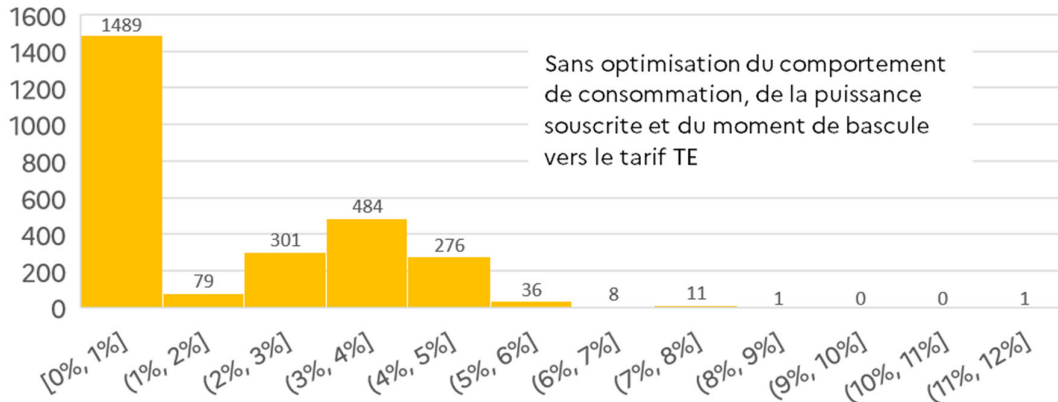


Figure 7874 - Distribution des évolutions de factures des clients BT sup 36 s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2027

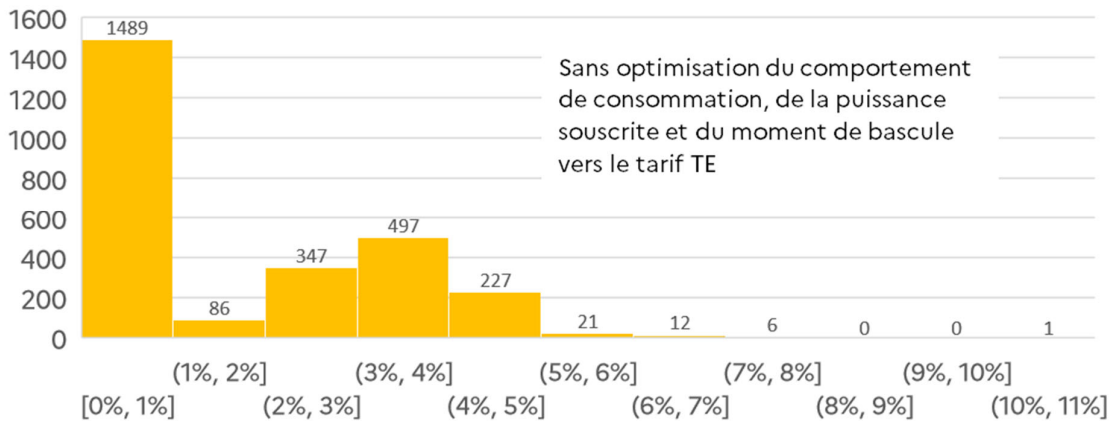


Figure 7975 - Distribution des évolutions de factures des clients BT sup 36 s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2028

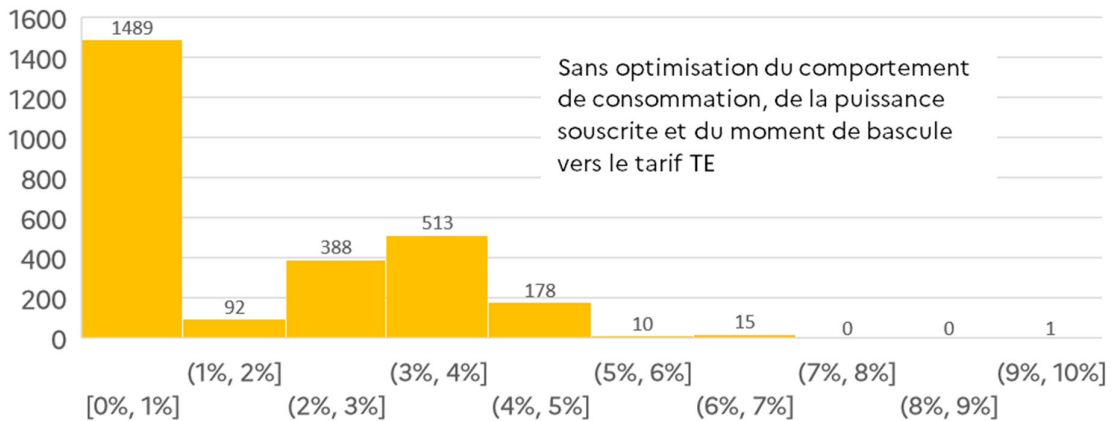


Figure 8076 - Distribution des évolutions de factures des clients BT sup 36 s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2029

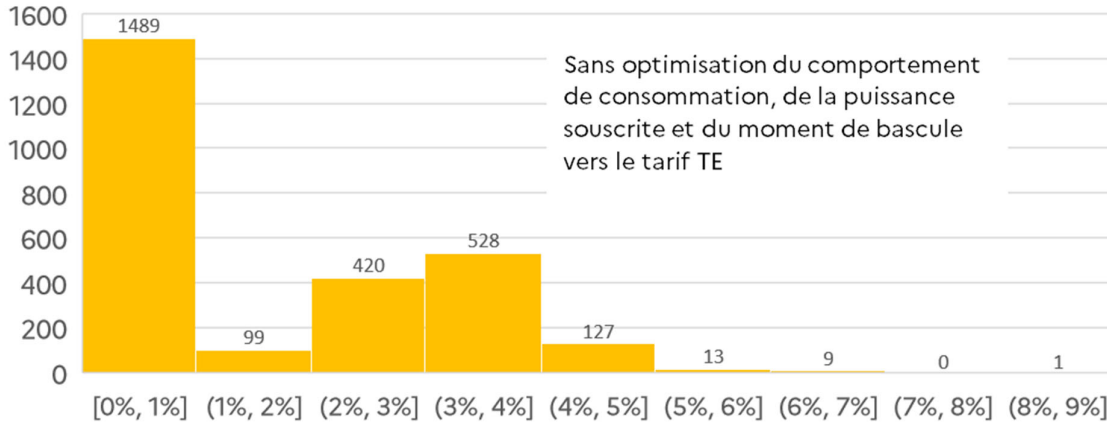
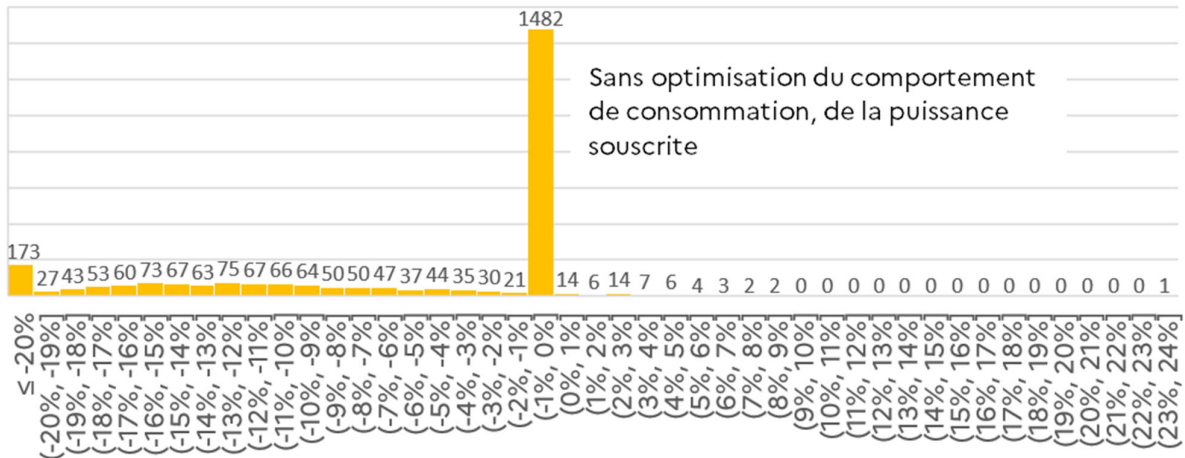


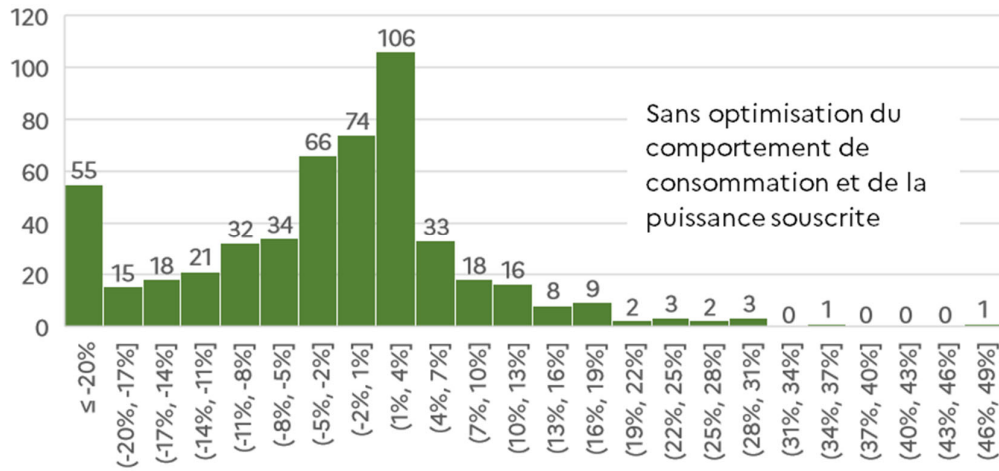
Figure 8177 - Distribution des évolutions résiduelles de factures pour chaque point de livraison des clients BT sup 36 en Corse, au 1^{er} août 2030



Le point de livraison concerné par la très forte hausse (23 %) lors de la suppression est un client communal avec une consommation très atypique et disposant d'une facture très faible (environ 2200€).

7.8.2 Verts

Figure 8278 - Distribution des évolutions de factures pour chaque point de livraison des clients HTA en Corse, à terme³⁴ et qui seront lissés sur un total de 4 ans

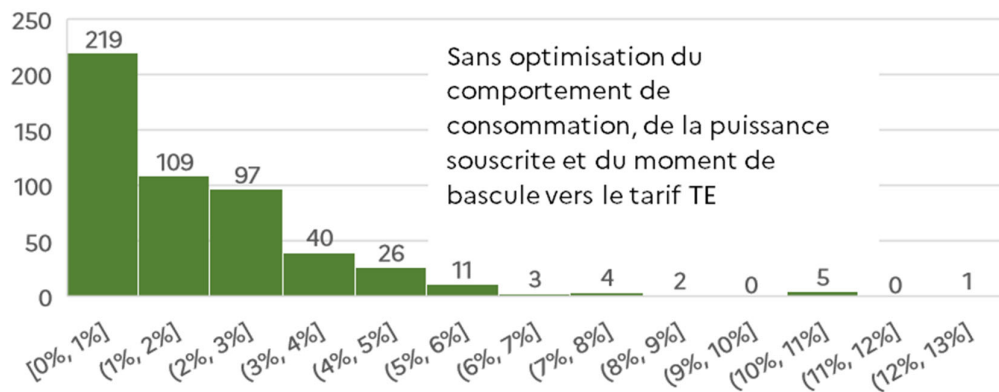


Pour les graphiques « Jaunes » et « Verts » par étape, la CRE a pris comme hypothèse le cas extrême où (i) tous les clients du tarif historique restent au tarif historique pendant les 4 ans de lissage et ne basculent au tarif TE qu'au 1^{er} août 2030, et (ii) les clients au tarif TE se voient attribuer automatiquement la version la plus proche du TE actuel au 1^{er} août 2027 puis optimisent leur version du TE au 1^{er} août 2030.

Ainsi, dans ce scénario extrême, les clients perçoivent essentiellement des hausses entre le 1^{er} août 2026 et le 1^{er} août 2029, avant de percevoir les gains éventuels au 1^{er} août 2030 liés à leur passage au TE et au choix de leur version.

Les clients peuvent en réalité percevoir des baisses de factures dès le 1^{er} août 2026, en choisissant de basculer au tarif TE (64 % des clients au 1^{er} août 2026 et 91 % des clients au 1^{er} août 2027). Ce choix revient au client final, qui peut bénéficier de l'accompagnement d'EDF SEI.

Figure 8379 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2026



³⁴ Variations de facture liées à la réforme entre la situation actuelle et la fin de la réforme (au 1^{er} août 2030).

Figure 8480 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2027

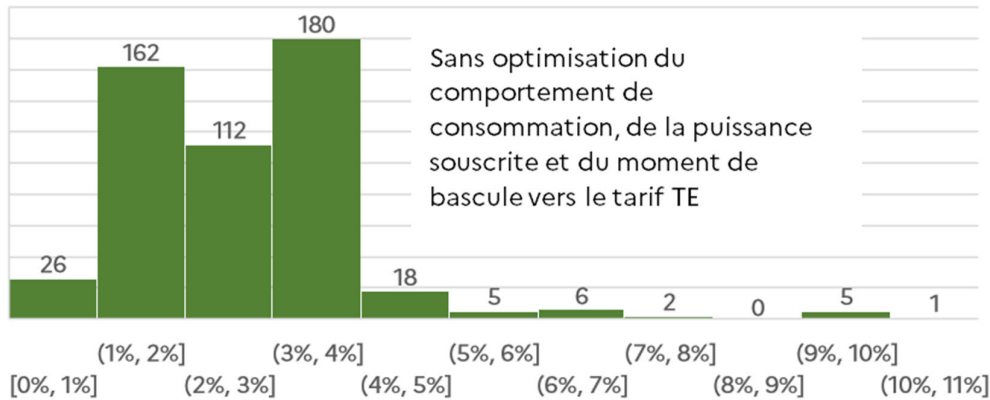


Figure 8581 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2028

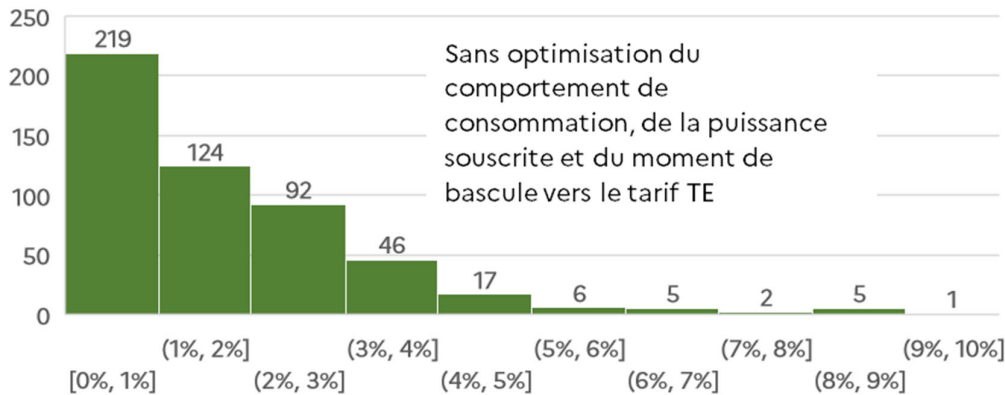


Figure 8682 - Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2029

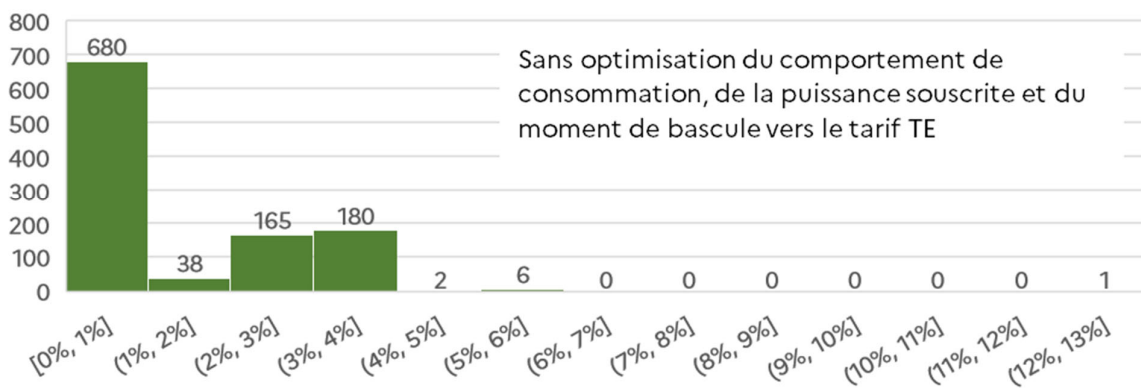


Figure 83 87- Distribution des évolutions de factures des clients HTA s'ils choisissent tous de rester dans leur tarif actuel en Corse, au 1^{er} août 2030

