

Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel entre 2020 et 2022

Novembre 2023

Chiffres clés des marchés de détail

au 31 décembre 2022



39,4 M
de consommateurs
d'électricité

Consommateurs résidentiels



37%
(soit 12,6M)
sont en offre
de marché

63%
sont aux TRVE

Consommateurs professionnels



70%
(soit 3,7M)
sont en offre
de marché

30%
sont aux TRVE



11,3 M
de consommateurs
de gaz naturel

Consommateurs résidentiels



76%
(soit 8,1M)
sont en offre
de marché

24%
sont aux TRVG

Consommateurs professionnels



98%
(soit 640 000)
sont en offre
de marché

2%
sont aux TRVG

57%

des clients résidentiels disposant
à la fois de l'électricité et du gaz
naturel dans leur logement
**ont souscrit des offres
chez le même fournisseur**



La crise des prix de gros de l'électricité et du gaz ont fortement contraint le développement de la concurrence en 2022 par rapport aux trois dernières années

Consommateurs résidentiels

10,1%

des clients résidentiels électricité ont changé de fournisseur en 2022 et 15,6% en gaz naturel. En diminution sensible par rapport à 2021 (13,3% en électricité et 16,4% en gaz naturel).

3

fournisseurs (EDF, ENGIE et TotalEnergies) se partagent environ 90 % des parts de marché, en électricité comme en gaz. La concentration du marché s'est accentuée en 2022.

4%

Sur le territoire des ELD, la concurrence est quasi inexistante sur le segment résidentiel. La fourniture de gaz est la plus ouverte. 4% des sites sont chez un fournisseur alternatif. En électricité c'est moins de 0,5% des sites.

En 2022, le développement des offres de marché a nettement ralenti par rapport aux trois dernières années



+572 000

sites résidentiels en offre de marché électricité en 2022 (soit 1,7% des sites)



+207 000

sites résidentiels en offre de marché gaz naturel en 2022 (soit 2,0% des sites)

Consommateurs professionnels

12,6%

des clients professionnels électricité ont changé de fournisseur en 2022 et 18,5% en gaz naturel (contre respectivement 16,0% en électricité et 16,5% en gaz naturel en 2021).

Le développement de la concurrence reste vif sur le marché des consommateurs professionnels, en particulier en gaz où il a atteint un stade "peu concentré".

Sur le territoire des ELD, les fournisseurs alternatifs détiennent 44% des parts de marché en électricité et 50% en gaz naturel en termes de volumes d'énergie livrés.



Fournisseurs actifs



35

fournisseurs actifs sur le segment résidentiel (gaz & électricité) 36 % sont des fournisseurs historiques et leurs filiales



57

fournisseurs actifs sur le segment professionnel (gaz & électricité) 28% sont des fournisseurs historiques et leurs filiales



Parts de marché en nombre de sites des dix principaux fournisseurs
au 31 décembre 2022 en électricité et en gaz naturel sur le segment
des résidentiels et évolution depuis le 31 décembre 2019
(au périmètre maison mère)

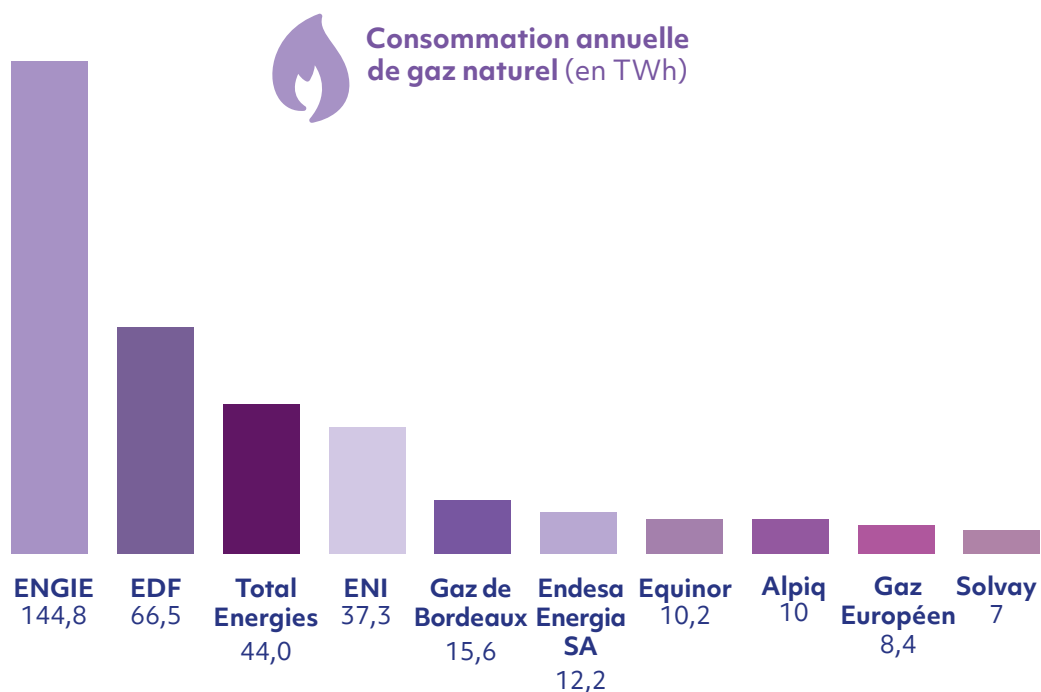
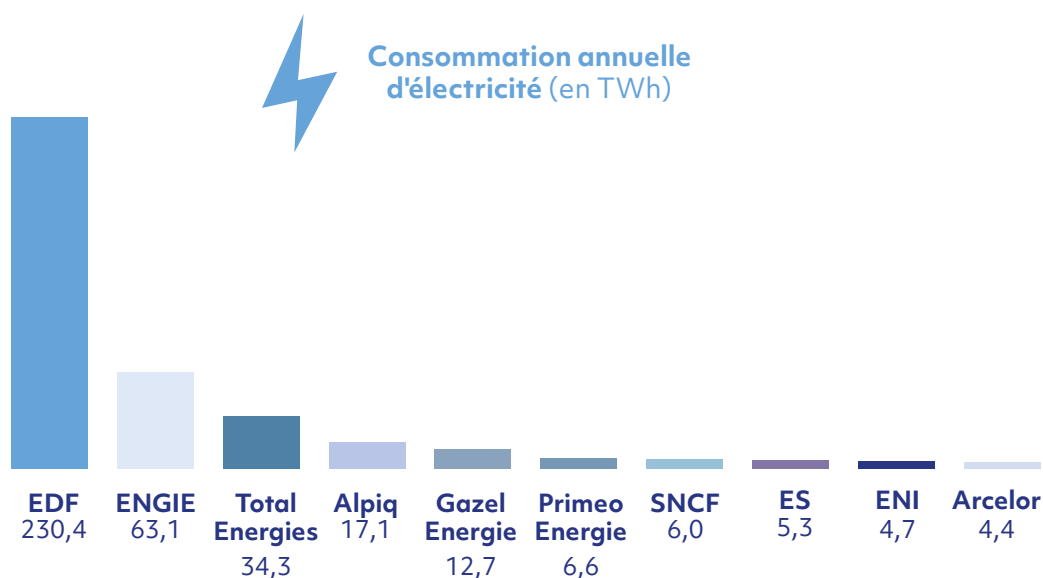
Fournisseur	Nombre de sites en électricité	Nombre de sites en gaz naturel	Cumul des sites
EDF	23 141 000 2 % ↓	2 282 000 43 % ↑	25 423 000
ENGIE	4 966 000 14 % ↑	5 871 000 14 % ↓	10 837 000
TotalEnergies	3 755 000 39 % ↓	1 292 000 26 % ↑	5 047 000
ENI	457 000 18 % ↓	571 000 19 % ↓	1 028 000
ES Strasbourg	483 000 3 % ↑	100 000 2 % ↑	583 000
Gaz de Bordeaux	3 000	220 000 1 % ↓	223 000
UEM	156 000 3 % ↑	22 000 32 % ↑	178 000
Vattenfall	108 000 180 % ↑	49 000 212 % ↑	157 000
GEG	116 000 1 % ↑	36 000 5 % ↓	152 000
Sorégies	139 000 13 % ↑	7 000	146 000



Parts de marché des dix principaux fournisseurs en nombre de sites
au 31 décembre 2022 en électricité et en gaz naturel sur le segment
des professionnels et évolution depuis le 31 décembre 2019
(au périmètre maison mère)

Fournisseur	Nombre de sites en électricité	Nombre de sites en gaz naturel	Cumul des sites
EDF	3 229 000 -11 % ↓	133 000 2 % ↑	3 362 000
ENGIE	883 000 68 % ↑	244 000 8 % ↓	1 127 000
TotalEnergies	585 000 -10 % ↓	90 000 43 % ↑	675 000
ES Strasbourg	85 000 2 % ↑	14 000 1 % ↑	99 000
EkWateur	76 000 1 193 % ↑	1 700 293 % ↑	77 700
Gaz de Bordeaux		49 000 18 % ↑	49 000
ENI	43 000 65 % ↑	35 000 46 % ↓	78 000
Octopus (ex-Plüm)	54 000 251 % ↑		54 000
Sorégies	38 000 50 % ↑	2 600 110 % ↑	40 600
GEG	35 000 11 % ↑	2 800 31 % ↓	37 800

Parts de marché en volume de consommation annuelle au 31 décembre 2022



Synthèse	8
1. Contexte	9
2. Le marché de détail a été fortement perturbé par la crise	12
3. Les perspectives de sortie de crise du marché de détail	15
Section 1	18
La crise des prix de l'électricité et du gaz et ses impacts sur le marché de détail	
1. Conséquences sur le marché de détail de la crise des prix de gros et des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	19
2. Retour d'expérience opérationnel et préparation de l'hiver 2023-2024	49
3. Amélioration du fonctionnement du marché de détail	57
4. Tendances du marché de détail en sortie de crise	64
Préface des sections 2 & 3	85
Observatoire du marché de détail	
1. Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail	86
2. Description des marchés étudiés	87
3. Étapes de l'ouverture des marchés	90
Section 2	92
Le marché résidentiel	
1. État des lieux du marché au 31 décembre 2022	93
2. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail	99
3. Structure du marché de détail	113
4. Indicateurs européens	126
Section 3	132
Le marché non résidentiel	
1. État des lieux du marché non résidentiel au 31 décembre 2022	133
2. Mesure de l'intensité concurrentielle	142
3. Structure du marché de détail	160
Glossaire	166

SYNTHÈSE

1. Contexte

1.1. Le fonctionnement du marché de détail a été perturbé par une crise des prix sans précédent

L'article L. 131-1 du code de l'énergie prévoit que la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals.

Le présent rapport vise à apporter une information claire et transparente aux acteurs sur le fonctionnement et les enjeux du marché de détail de l'électricité et du gaz naturel en France. Il couvre les années 2020, 2021, 2022, mais certaines parties portent également sur l'année 2023 compte tenu des sujets abordés.

Le marché de détail est l'aboutissement de la construction des marchés européens de l'électricité et du gaz. Son bon fonctionnement se mesure dans sa capacité à garantir au consommateur la liberté de choisir son fournisseur, en disposant d'une offre en adéquation avec ses besoins, en termes de structure de prix comme de services, et s'assurant que ce choix s'effectue dans des conditions d'information claires et transparentes, le tout dans un cadre concurrentiel sain et performant. Ces offres de fourniture doivent également refléter les coûts et la propension à payer des consommateurs, dans un contexte de transition énergétique où l'adaptation des consommations aux contraintes de réseau ou de production sera un élément encore plus structurant de l'équilibre et de la sécurité de fonctionnement du système énergétique.

Dans une situation normale, le développement de la concurrence et des offres de marché est un indicateur fort de l'atteinte de ces objectifs, il reflète le caractère dynamique et innovant du marché, particulièrement important à un moment où les attentes des consommateurs évoluent dans un contexte de transition énergétique et de développement du numérique.

La période couverte par le rapport (2020 à 2022), a été marquée par la crise exceptionnelle des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2022, qui a suivi quasiment sans transition une forte chute des prix en 2020 au plus fort de la crise sanitaire. En France comme ailleurs en Europe, le marché de détail a été fortement affecté par la hausse brutale des prix de gros de l'électricité et du gaz à partir de fin 2021, et par les interventions massives des États pour alléger les factures de consommateurs.

Dans ce contexte de crise, la dimension de protection des consommateurs est devenue un paramètre central du bon fonctionnement du marché de détail.

La CRE reste, dans ce contexte, attentive à ce que le marché de détail fonctionne au bénéfice du consommateur final. L'action du régulateur a vocation à assurer en premier lieu : la liberté de choix du consommateur dans un cadre éclairé, le respect des règles d'une concurrence saine par les fournisseurs et le maintien d'une diversité des offres qui sont proposées.

1.2. Malgré le contexte de crise, l'objectif premier de protection des consommateurs contre la hausse des prix de gros de l'énergie a été globalement atteint

Malgré une crise d'une ampleur exceptionnelle, la plupart des acteurs du marché du détail ont œuvré à la protection de la grande majorité des clients dans le cadre des mesures décidées par les pouvoirs publics.

Les offres à prix fixe, qui s'étaient largement développées pendant les années précédant la crise, tant pour les clients particuliers que pour le marché des professionnels, ont permis de protéger de nombreux clients. Sur le segment des résidentiels, 57% des consommateurs de gaz naturel et 17% des consommateurs d'électricité avaient souscrit une offre à prix fixe fin 2021. Sur le segment des petits professionnels, 66% des consommateurs de gaz naturel et 42% des consommateurs d'électricité avaient souscrit une offre à prix fixe fin 2021. Les clients concernés ont été protégés pendant toute ou partie de la crise, en fonction de la durée du contrat et sa date d'échéance.

D'autre part, les dispositifs de protection des consommateurs, qu'ils soient déjà en place ou qu'ils aient été adoptés en réponse à la crise, ont pleinement rempli leur rôle en 2022 et conduit à ce que les consommateurs français bénéficient des prix parmi les moins élevés en Europe pendant la crise. La CRE s'assure, en application de la loi, que les sommes reçues par les fournisseurs au titre des boucliers et amortisseurs mis en place, reviennent bien aux consommateurs.

Enfin, l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) a été un élément structurant permettant d'amortir les hausses importantes observées sur les marchés de gros, celui-ci contribuant à ce qu'environ 50 % de la facture finale des consommateurs soit approvisionnée à prix régulé en 2022, notamment grâce à la mise à disposition de 20 TWh d'ARENH supplémentaire qui ont été effectivement répercutés aux consommateurs, comme le souligne la CRE dans son bilan du 13 septembre 2023^(*).

1.3. La crise des prix a cependant mis en lumière des marges d'amélioration du fonctionnement du marché de détail

1.3.1 Sanctionner et prévenir les comportements d'abus d'ARENH

Un très petit nombre de fournisseurs ont tenté de tirer profit des conditions de marché en générant des départs forcés de clients en dehors des périodes de calcul des droits ARENH pour valoriser l'électricité achetée à l'ARENH au prix des marchés de gros. La CRE est résolue à combattre ces comportements et a

ouvert 3 enquêtes visant à déterminer si les comportements qu'elle a identifiés sont susceptibles de constituer un abus d'ARENH ou de porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie, ces principes étant tout deux définis dans le code de l'énergie. Ces 3 enquêtes ont conduit la Présidente de la CRE à saisir le CoRDîS au cours du mois d'octobre 2023.

(*) www.cre.fr/documents/Deliberations/Communication/bilan-de-la-repercussion-des-volumes-additionnels-d-arenh-dans-les-offres-de-fourniture-d-electricite

Les compétences de contrôle de la CRE ont, par ailleurs, été renforcées sur le dispositif ARENH. La CRE dispose, d'une part, de la possibilité de réduire, au moment du guichet, les demandes des fournisseurs dont les hypothèses de développement paraîtraient manifestement surestimées. Elle a ainsi requalifié près d'1 TWh de demande d'ARENH lors du guichet de novembre 2022. Elle a, d'autre part, la possibilité d'interrompre des livraisons d'ARENH des fournisseurs d'électricité dont les portefeuilles constatés en cours d'année s'éloignent de façon trop importante de leurs prévisions.

Fin mai 2023, la Présidente de la CRE a demandé au CoRDiS de prononcer l'interruption des livraisons pour trois fournisseurs présentant des écarts manifestes entre les volumes d'électricité effectivement fournis à leurs portefeuilles de clients et les hypothèses de consommation figurant dans leur demande d'ARENH. Les premières interruptions de livraison ont été prononcées par le CoRDiS à la fin du mois de juin 2023. Deux autres interruptions des livraisons d'ARENH ont été prononcées par le CoRDiS fin août 2023. Au total, les cinq demandes d'interruptions ont concerné quatre fournisseurs d'électricité. Par ailleurs, la Présidente de la CRE a de nouveau saisi le CoRDiS au cours du mois d'octobre.

1.3.2 Renforcer la résilience du marché par l'introduction d'obligations prudentielles

Il convient de souligner que, dans le contexte d'envolée des prix sur les marchés de gros à l'échelle européenne à partir de mi-2021, le nombre de défaillances de fournisseurs s'est avéré relativement limité en France : 4 fournisseurs d'électricité et 1 fournisseur d'électricité et de gaz ont vu leurs autorisations retirées ou suspendues entre décembre 2021 et mars 2022. Ces défaillances représentent une part très limitée

du marché. En particulier, sur le marché de la fourniture d'électricité, ces défaillances de fournisseurs ont concerné 0,4 % des sites résidentiels et 0,6 % des sites non résidentiels.

Malgré une ampleur limitée, l'existence de telles situations est de nature à dégrader la confiance des acteurs dans le bon fonctionnement du marché de détail. La CRE propose donc d'instaurer un cadre législatif et réglementaire de régulation prudentielle assurant que les fournisseurs s'approvisionnent sur les marchés de gros en cohérence avec les engagements de prix qu'ils prennent auprès de leurs consommateurs. Ces contrôles prudentiels sont indissociables du renforcement du cadre d'attribution et de contrôle des autorisations de fourniture.

1.3.3 Garantir en toutes circonstances un choix éclairé des consommateurs

Malgré l'attitude responsable de la majorité des fournisseurs pendant la crise, certaines pratiques constatées incitent à améliorer le cadre du marché de détail de l'électricité et du gaz naturel pour renforcer la protection de l'ensemble des consommateurs.

La CRE souhaite que l'encadrement des informations et des conditions contractuelles s'appliquant aux consommateurs dits du « marché de masse » (résidentiels et très petites entreprises) soit renforcé. En particulier, la CRE plaide pour un maintien pendant au moins un an des caractéristiques principales des offres souscrites par les consommateurs et pour une information claire et transparente en cas de changement de conditions tarifaires.

Sur le segment des consommateurs professionnels, la CRE a par ailleurs constaté un besoin d'accompagnement sur un marché devenu plus complexe avec la crise. Elle a, à ce titre, publié le 14 septembre 2023 un guide de bonnes pratiques destiné aux consommateurs professionnels.

2. Le marché de détail a été fortement perturbé par la crise

2.1. Des mesures de protection efficaces mais qui ont réduit la diversité des offres

Au même titre que les tarifs réglementés de vente de gaz naturel et d'électricité, respectivement gelés dans leurs évolutions en novembre 2021 et février 2022, toutes les offres de marché ont été affectées par l'évolution des prix de gros de l'énergie. La crise des prix a entraîné une forte dégradation de la compétitivité des offres de marché ainsi qu'une raréfaction du nombre de fournisseurs proposant des offres.

Face à l'envolée exceptionnelle des prix de l'énergie, des mesures d'urgence de protection des consommateurs ont été engagées. Au fil de l'eau, des extensions des périmètres de protection ont été actées comblant progressivement et rétroactivement les manquements des dispositifs d'origine (logements collectifs en gaz, petits professionnels en électricité). Malgré cela, les boucliers ont, dans l'ensemble, permis de protéger les consommateurs français, en particulier les résidentiels et les très petites entreprises.

Cette protection s'est cependant faite au prix d'une uniformisation des offres de fourniture commercialisées par les fournisseurs sur le marché de masse, avec une généralisation des offres indexées sur les Tarifs Réglementés de Vente (TRV).

En particulier sur le marché de la fourniture de gaz, les mesures de protection ont paradoxalement rendu variables des offres qui étaient à prix fixe et inversement.

Les compensations électricité et gaz versées aux opérateurs qui garantissent

des prix réduits aux consommateurs étant calculées comme la différence entre les tarifs réglementés non gelés et gelés. La compensation pouvant être restituée à un consommateur varie au gré des rythmes d'évolution des tarifs réglementés, c'est-à-dire 1 à 2 fois par an pour l'électricité et tous les mois pour le gaz.

Les offres à prix fixe n'ont donc pas permis, du fait du mode de fonctionnement des boucliers, de proposer aux consommateurs un prix stable dans la durée. En effet, un fournisseur souhaitant proposer une offre à prix fixe est contraint :

- soit d'estimer les compensations qu'il est susceptible de recevoir sur la base d'hypothèse d'évolutions futures des TRV gelés et non gelés ;
- soit de proposer une offre à prix fixe avant application du bouclier et de restituer, mois après mois, le montant de compensation reçu.

Dans le premier cas, le fournisseur s'expose au risque de mauvaise estimation des évolutions futures des TRV. Dans le second cas, l'offre, vue du consommateur, n'est alors plus à prix fixe sur toute la durée du contrat. *A contrario*, par construction, les offres indexées aux TRV garantissent aux consommateurs un prix fixe tant que les niveaux des TRV gelés n'évoluent pas. La CRE a œuvré pour que soient accessibles sur l'ensemble du territoire (ELD comprises) des offres indexées sur les tarifs réglementés, afin de garantir aux consommateurs visibilité et stabilité de leur prix de fourniture en période de crise.

2.2. Après une période d'uniformisation des offres de marché, la sortie de crise marque le retour des offres à prix fixe

La baisse des prix de gros de l'électricité et du gaz observée au cours du premier semestre 2023, a été accompagnée d'un retour des offres à prix fixe, outil précieux visant à garantir la protection durable des consommateurs contre la volatilité des prix du marché de gros.

Le développement de ces offres avant la crise, notamment en gaz naturel, a permis de limiter le coût de la crise pour les clients et pour les finances publiques. La dégradation de la compétitivité de ces offres a atteint un maximum au cours du second semestre 2022, avec un pic en août 2022, puis la détente des prix du gaz a permis de restaurer cette compétitivité.

La CRE se félicite de la reprise du développement de telles offres sur le marché. Les offres à prix fixe contribuent à la diversité des offres disponibles pour les consommateurs et ont l'avantage de donner une visibilité pluriannuelle sur leurs factures. Par exemple, des consommateurs ayant souscrit des offres à prix fixe sur 3 ou 4 ans en 2020-2021 ont pu être protégés de la crise des prix sans aucune aide publique.

2.3. La crise a renforcé la concentration du marché autour des trois principaux fournisseurs (EDF, ENGIE, TotalEnergies)

Les mesures de protection des petits consommateurs ont principalement consisté en un gel de l'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz, ce qui a généré un net ralentissement de l'attrition naturelle des portefeuilles aux TRV qui était constatée depuis quelques années.

L'inflexion est majeure en électricité : alors qu'en 2020 et 2021, 1 051 000 sites résidentiels par an ont quitté le TRVE, l'année 2022 a vu une baisse de seulement 186 000 sites résidentiels en contrat TRVE. L'inflexion existe mais est plus limitée en gaz naturel, 299 000 sites résidentiels ont quitté le TRVG en 2022 contre 434 000 en 2021 et 585 000 en 2020. Cette évolution est à mettre en perspective avec l'impossibilité pour ces consommateurs de gaz de retourner aux TRVG qui explique une différence de tendance.

En conséquence, la dynamique de développement des offres de marché sur le segment résidentiel en électricité et en gaz naturel s'est nettement réduite en 2022, en particulier pour les fournisseurs alternatifs.

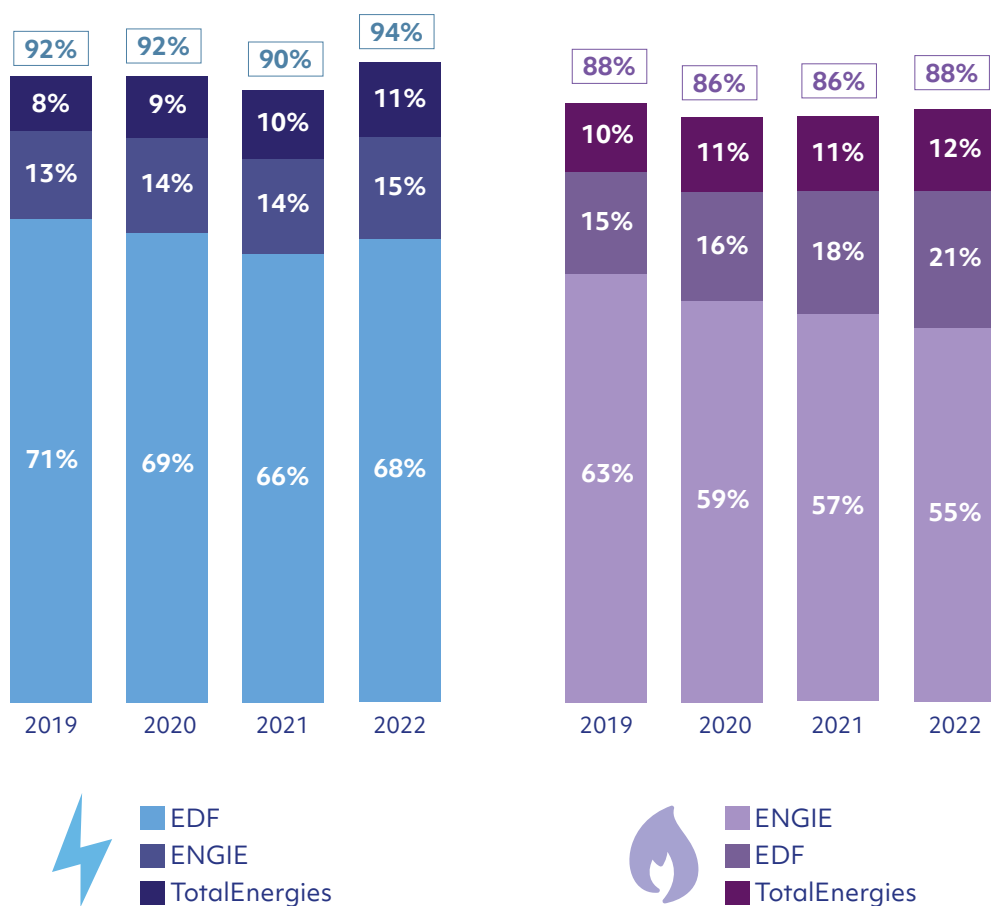
En électricité, pour la première fois depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail, le nombre de clients résidentiels chez les fournisseurs alternatifs a baissé de 3,6 % (soit -375 000 sites en 2022 contre +885 000 sites en 2021). Au périmètre de l'ensemble du marché résidentiel, seuls 572 000 sites résidentiels supplémentaires ont basculé en offre de marché en 2022.

En gaz naturel, l'augmentation du nombre de clients résidentiels en offre de marché a été plus faible en 2022 que les années précédentes. Seuls 207 000 sites résidentiels supplémentaires ont basculé en offre de marché.

Le contexte de marché a globalement conduit à une raréfaction des offres disponibles pour les consommateurs. Dans ce contexte, peu de fournisseurs ont, comme les 3 principaux fournisseurs, continué de proposer des offres compétitives à destination des nouveaux clients pendant toute la période de crise, ce qui a naturellement conduit à une augmentation de leurs parts de marché par rapport aux autres fournisseurs.

Cette tendance re-concentration naturelle du marché compte tenu de la crise devrait être plus limitée dans un contexte de retour à des conditions normales de marché qui devrait conduire au retour d'offres des autres fournisseurs.

Évolution des parts de marché des trois principaux fournisseurs en électricité (en bleu) et en gaz naturel (en violet)



3. Les perspectives de sortie de crise du marché de détail

3.1. Le marché de la fourniture de gaz naturel aux résidentiels se réorganise progressivement avec la fin des tarifs réglementés de vente de gaz

La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 prévoyait la fin des TRV de gaz naturel au 1^{er} juillet 2023. La CRE a accompagné les échéances de fin des TRV en s'assurant de la bonne information des consommateurs concernés. La CRE a veillé par ailleurs à ce que ces échéances se déroulent dans un contexte concurrentiel équitable entre fournisseurs historiques et alternatifs.

Le nombre de consommateurs au TRVG a décliné depuis leur mise en extinction, mais le rythme de sortie des clients au TRV a ralenti pendant la crise. Au 1^{er} juillet 2023, les 2,2 millions de consommateurs qui n'avaient pas quitté les TRVG d'ENGIE ont été transférés vers son offre de bascule validée par la CRE, et environ 170 000 consommateurs raccordés à une entreprise locale de distribution (ELD) à celle de leur fournisseur historique.

Pour accompagner les consommateurs dans le choix de leur offre de fourniture de gaz naturel, la CRE publie depuis juin 2023 un prix repère mensuel de vente du gaz, qui reflète les coûts supportés par les fournisseurs au titre de la fourniture de gaz naturel pour un client résidentiel.

La fin des TRVG s'est déroulée sans difficulté notable. Elle a été facilitée par la relative détente du marché de gros du gaz, par les dispositions prises pour les clients étant restés au TRVG au 30 juin 2023 et par la publication par la CRE d'un prix repère.

3.2. Le marché de la fourniture d'électricité semble s'orienter vers un retour à la normale, les acteurs de marché manquent de visibilité sur le cadre qui s'appliquera après la fin de l'ARENH

La période de crise a vu pour la première fois une baisse de la part de marché des fournisseurs d'électricité alternatifs sur le marché de masse. Toutefois, depuis début 2023, les prix de gros de l'électricité sont orientés à la baisse. S'ils se maintiennent à leur niveau constaté au moment de la publication du présent rapport, il ne devrait pas être nécessaire de maintenir en 2024 un dispositif généralisé de réduction de factures comme en 2022 et 2023.

Dans cette hypothèse, le marché de détail de l'électricité pourrait retrouver sa dynamique d'avant crise, en particulier quant à la diversité des offres : offres indexées sur les TRVE, offres annuelles ou pluriannuelles à prix fixe, offres vertes, offres variées (offres à pointe mobile de type Tempo, offres week-end, heures super creuses, etc.).

Les acteurs du marché n'ont pas de visibilité sur le cadre qui s'appliquera à partir de 2026, alors que l'ARENH continuera à produire ses effets en 2024 et 2025.

3.3. La concurrence sur le marché de masse en zone ELD peine à se développer

La CRE a établi un état des lieux de la concurrence en zone ELD dans sa délibération du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD, et annoncer le lancement de travaux ayant pour objectif de rendre plus accessibles aux fournisseurs alternatifs ces zones qui, compte tenu de leurs particularités, nécessitent un engagement plus fort des fournisseurs.

Depuis, un travail d'harmonisation des contrats GRD-Fournisseurs et des flux informatiques utilisés par les fournisseurs a été mené en concertation avec l'ensemble des GRD et des fournisseurs afin de permettre un accès plus simple à ces territoires.

Toutefois, alors que la concurrence en zone ELD s'est développée normalement sur le haut de portefeuille, elle est restée inexistante sur le marché de masse en électricité et très faible en gaz. La CRE regrette cet état de fait qui prive une partie des consommateurs français de l'impact positif que pourrait avoir la concurrence sur ces territoires en termes de diversités et de compétitivité des offres.

3.4. Alors que la sortie de crise se profile, un marché de détail innovant et dynamique a un rôle à jouer dans la transformation écologique à venir du secteur de l'électricité et du gaz

En France et en Europe, les secteurs de l'électricité et du gaz entrent dans une phase de transformation majeure. En particulier la sortie du gaz fossile et le remplacement partiel par les gaz verts, l'électrification des usages tels que le transport, le chauffage ou les process industriels et le développement accéléré de l'électricité d'origine renouvelable modifient en profondeur le cadre dans lequel les consommateurs évoluent.

Ces consommateurs, particuliers comme professionnels, devront jouer un rôle plus actif que par le passé vis-à-vis de leur consommation d'énergie. La sobriété, le pilotage de la consommation, l'autoconsommation, ou encore la valorisation de la flexibilité des consommateurs sont appelés à se développer fortement. Cette transformation suppose d'accompagner une grande partie des consommateurs pour les aider à participer activement à ces dynamiques.

L'existence d'un marché de la fourniture d'énergie innovant et dynamique, associé à des prestations de service répondant à la variété des besoins des consommateurs, est un facteur clé de succès de la mobilisation des consommateurs. Les offres valorisant la flexibilité, la maîtrise de la demande ou encore associées à de l'autoconsommation sont ainsi appelées à se développer fortement en ce qu'elles permettent de créer un lien direct entre les appétences des consommateurs et le système énergétique dans son ensemble.

SECTION 1

La crise des prix de l'électricité et du gaz et ses impacts sur le marché de détail

1. Conséquences sur le marché de détail de la crise des prix de gros et des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs

1.1. Chronologie de la hausse des prix de gros et de détail

1.1.1 Évolution des marchés de gros et impacts sur la structure des prix sur le marché de détail entre 2020 et 2022

Au début de l'année 2020, en répercussion des mesures de confinement appliquées par les gouvernements pour endiguer l'épidémie de Covid-19, l'économie a été frappée à l'échelle mondiale par un ralentissement d'une ampleur sans précédent depuis la seconde guerre mondiale. La France a connu une baisse annuelle du PIB de -8,3 % en 2020. Les mesures sanitaires, et en particulier le confinement de la population, conduisant à la baisse, voire à l'arrêt, d'une partie de l'activité économique, ont eu des effets importants sur la consommation électrique française. La consommation totale brute en France en 2020 a connu une forte baisse par rapport aux niveaux de 2019, s'établissant à environ 449 TWh (473 TWh en 2019), soit une baisse de 5,1 %⁽¹⁾. Cette baisse s'explique par les effets de la crise sanitaire mais également par des températures globalement plus chaudes qu'en 2019, une année déjà plus douce que la normale.

En conséquence, le prix spot moyen de l'électricité pour l'année 2020 a connu une forte baisse pour s'établir à 32,2 €/MWh en moyenne, soit une diminution de 18 % par rapport à 2019 (39,45 €/MWh). Le déconfinement et la reprise de la consommation associée ont entraîné une remontée progressive des prix spot à partir de juin et pendant l'été 2020.

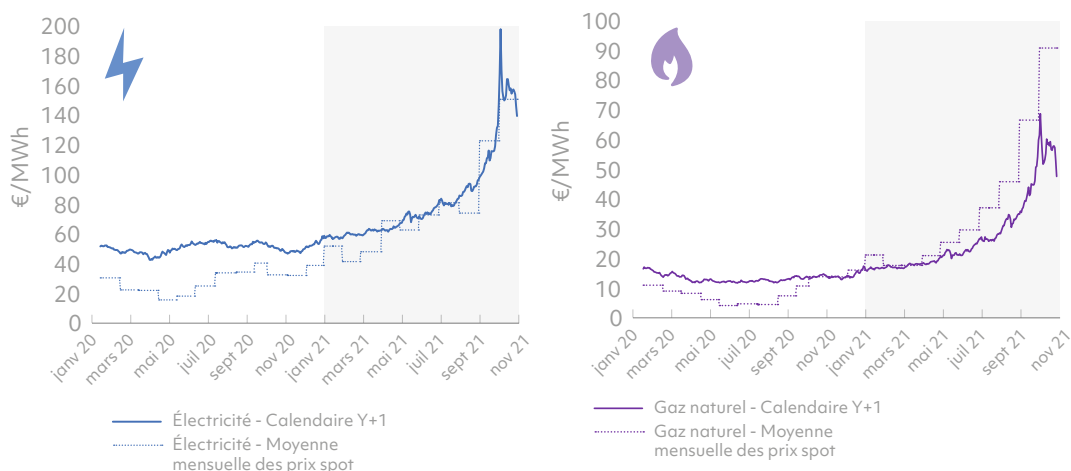
La consommation de gaz naturel a également diminué de 34 TWh et atteint 444 TWh, soit une baisse de 7 % par rapport à 2019 (479 TWh). Les prix de court terme du gaz naturel se sont effondrés à l'échelle mondiale dans le courant du premier trimestre 2020. La baisse de la demande dans un contexte d'offre abondante sur le marché de gros, notamment en raison des hauts niveaux des stockages et de l'offre de GNL, a entraîné une baisse inédite des prix du gaz naturel. Le prix du produit « PEG day-ahead », dits « spot », est resté sous le seuil des 8,0 €/MWh jusqu'en mi-août 2020, atteignant fin mai 2020 les 2,9 €/MWh, soit son plus faible niveau historique. Sur l'année 2020, les prix spot au PEG ont en moyenne baissé de 31 % par rapport à 2019 en affichant une moyenne de 9,3 €/MWh.

(1) Commission de régulation de l'énergie, 21 juillet 2021, Rapport 2020 sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

À terme, les marchés jouent un rôle majeur dans l'économie du système électrique et gazier car la majorité des volumes d'énergies à approvisionner y est achetée. Le prix payé par les consommateurs dépend ainsi souvent directement des conditions sur les marchés à terme au moment où sont signés les contrats. Les marchés à terme permettent d'échanger de l'électricité à l'avance sur des périodes de livraison données dans le futur. Ils permettent

aussi d'échanger des produits pour différents horizons de temps allant de quelques jours à plusieurs années en avance. Les marchés à terme ont, eux aussi, été fortement affectés par la crise sanitaire. Le produit calendaire français en Y+1 base s'est négocié en 2020 en moyenne à 44,9 €/MWh soit une baisse de 11,6 % par rapport au prix moyen de 2019 (50,8 €/MWh). Les prix des produits à terme gaziers ont également décliné en 2020.

Figure 1 Évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel entre le 1^{er} janvier 2020 et le 1^{er} novembre 2021



Y+1 est le produit calendaire pour livraison à l'année suivante (noté Y+1 pour « Year + 1 »).
Ex : en 2020, le produit Y+1 correspond au contrat de livraison d'électricité pour tous les jours de l'année 2021

Source : EEX – Analyse : CRE

La reprise économique mondiale s'est poursuivie en 2021, avec une hausse généralisée des prix des matières premières sur l'ensemble de l'année pour atteindre des niveaux élevés sur le quatrième trimestre.

Plus spécifiquement, l'année 2021 a été marquée par une hausse continue et soutenue du prix du gaz naturel. Après un retour à un niveau normal des prix

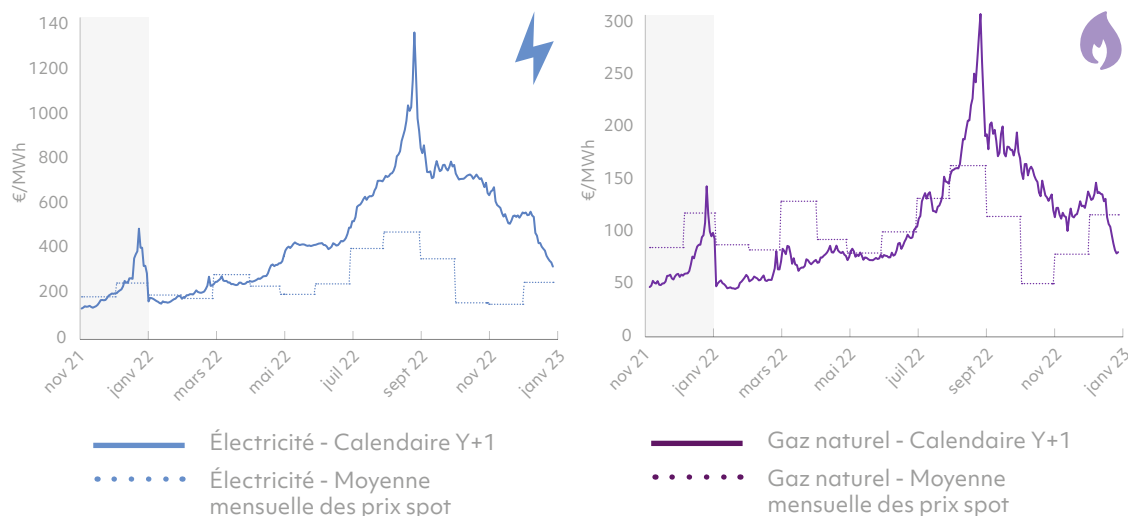
au premier semestre, la hausse s'est accélérée à partir d'août 2021, du fait du faible niveau de remplissage des stockages en Europe dû aux faibles injections de Gazprom dans ses propres stockages. Dans ce contexte, la crainte d'une rupture d'approvisionnement pour l'hiver 2021/2022 a généré une forte hausse du produit annuel Y+1 (+150,4 % en moyenne annuelle rapport à 2020).

Cette crise gazière européenne s'est propagée au marché européen de l'électricité à travers la hausse des coûts de fonctionnement des centrales thermiques. Des facteurs spécifiques au marché de l'électricité français ont exacerbé la hausse des prix constatée à l'échelle européenne, au premier rang desquels la disponibilité du parc nucléaire français. L'identification d'anomalies génériques sur les soudures des réacteurs de 1 450 MW, a créé un risque supplémentaire de rupture d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2021/2022.

Dans ce contexte, le prix spot de l'électricité a atteint en moyenne la semaine du 19 décembre 2021⁽²⁾, 367,9 €/MWh. D'importantes hausses ont également été constatées dans le niveau des prix à terme. La CRE indique dans son rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros :

« À partir du mois de septembre, la hausse du prix calendaire pour livraison en 2022 s'est nettement accélérée et le prix français a atteint un premier record à 168,4 €/MWh le 5 octobre 2021, déclenché par un fort pic des prix du gaz dans un contexte déjà tendu pour la production d'électricité en France, avec une baisse de 630 MW de la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour le 1^{er} trimestre 2022. En particulier, la hausse du prix du produit calendaire 2022 a été surtout causée par la hausse du produit trimestriel T1 2022, reflétant une tension particulière pour la période hivernale ». Le produit calendaire français pour livraison en base sur l'année 2022 s'est négocié en 2021 en moyenne à 94,7 €/MWh, soit une hausse de 111 % par rapport au prix moyen de 2020 pour livraison sur l'année 2021 (44,9 €/MWh). Son niveau moyen au mois de décembre a été de 298,9 €/MWh.

Fig. 2 Évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel entre le 1^{er} novembre 2021 et le 31 décembre 2022



Y+1 est le produit calendaire pour livraison à l'année suivante (noté Y+1 pour « Year + 1 »).
Ex : en 2020, le produit Y+1 correspond au contrat de livraison d'électricité pour tous les jours de l'année 2021

Source : EEX – Analyse CRE

(2) Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2021, publié le 31 mars 2022.

Le 24 février 2022, la Russie envahit l'Ukraine. La Russie a réduit progressivement ses livraisons de gaz par gazoduc vers l'Europe, entraînant une diminution de la majorité des volumes exportés vers le continent, sans perspective de reprise du fait de la destruction des gazoducs Nord Stream 1 et 2 le 26 septembre 2022.

La réduction de l'offre et les craintes sur la sécurité d'approvisionnement en Europe ont conduit à une hausse historique des prix du gaz jusqu'à l'été, après un premier pic le 7 mars 2022, où le prix day-ahead au PEG a atteint 213,4 €/MWh. La demande a par ailleurs été accrue pendant l'été en raison des injections dans les stockages européens, favorisées par la réglementation européenne visant à forcer le remplissage des stockages avant l'hiver 2022-2023⁽³⁾. La hausse des prix a concerné toutes les échéances. Le prix day-ahead au PEG a atteint son pic à 227,5 €/MWh le 29 août 2022, alors que le prix à terme pour le 4^e trimestre de 2022 atteignait son maximum le 26 août 2022 à 302,6 €/MWh.

Les prix de gros de l'électricité en Europe ont été tirés à la hausse par ceux du gaz. Les prix français ont été en outre affectés par la faible disponibilité du parc nucléaire en 2022 et les incertitudes l'entourant. Les prix spot et à terme de l'électricité en France ont ainsi été largement supérieurs à ceux des autres pays européens, malgré un prix du gaz plus faible qu'en Allemagne ou aux Pays-Bas.

Malgré la détente des prix de gros après le pic du mois d'août, s'expliquant principalement par le constat d'un bon niveau de remplissage des stockages de gaz en Europe, les prix de gros de l'électricité en France sont restés élevés pendant l'automne, le prix du produit annuel base 2023 s'élevant en moyenne à 505 €/MWh sur le deuxième semestre 2022. La disponibilité du parc nucléaire est restée à un niveau très faible pendant la majeure partie de l'automne, inférieure à 32 GW environ jusqu'au 15 novembre 2022, ce qui a créé des anticipations d'un niveau de défaillance élevé en France pour l'hiver 2022-2023.

La production nucléaire a atteint en 2022 un minimum historique s'élevant à 279 TWh, soit 82 TWh de moins qu'en 2021 et 56 TWh de moins qu'en 2020, année pourtant marquée par des perturbations exceptionnelles et par une faible production dans le contexte de la crise sanitaire. Grâce au retour en service de 10 GW de capacité nucléaire en quelques jours et à la modération de la consommation due aux prix élevés, aux efforts de sobriété énergétique et aux températures douces, le système électrique français n'a finalement pas été en situation de défaillance, malgré les craintes reflétées par le marché avant l'hiver.

(3) eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1032

1.1.2 Conséquences de la hausse des prix de gros sur le prix des offres à l'aval

1.1.2.1. Conséquences de la hausse des prix sur les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE)

Le niveau moyen des TRVE est déterminé selon une méthodologie dite « par empilement des coûts » conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

La quantité d'électricité approvisionnée sur les marchés de gros représente⁽⁴⁾ en moyenne 33 % de la consommation des clients aux TRVE. La méthodologie définie par la CRE retient une période de lissage du prix de marché de 24 mois pour le calcul du coût du complément d'approvisionnement en électricité. Le prix moyen de ce lissage s'est établi à 70,62 €/MWh⁽⁵⁾ pour 2022 contre 46,7 €/MWh pour 2021. La hausse des prix de gros constatée depuis l'automne 2021 est ainsi progressivement répercutée dans le niveau du TRVE compte tenu de la durée de lissage en vigueur. L'approvisionnement de la part écrêtée de l'ARENH a en revanche transmis directement l'augmentation des prix de gros de l'électricité sur le niveau des TRVE.

Les droits d'ARENH représentent en moyenne 67 % de la consommation des clients aux TRVE. Depuis le guichet de demande pour 2019, le plafond ARENH fixé à 100 TWh depuis l'entrée en vigueur du dispositif est atteint. L'augmentation, année après année, de la demande d'ARENH est due à l'augmentation continue des parts de marché des fournisseurs alternatifs ainsi qu'à la compétitivité de l'ARENH

par rapport aux prix observés sur les marchés de gros. L'atteinte du plafond affecte l'attribution des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs : les volumes sont alloués par la CRE au *pro rata* des demandes formulées, les volumes écrêtés doivent ainsi être approvisionnés sur les marchés de gros par les fournisseurs.

La demande d'ARENH totale au guichet de novembre 2021 s'élevait à 160,33 TWh (contre 146,2 TWh pour l'année précédente). Par conséquent, en raison de l'écrêtement, les droits ARENH ne représentaient dès lors plus 67% de la consommation des clients aux TRVE mais 41,8%. L'attribution de 20 TWh supplémentaire d'ARENH en cours d'année 2022 a fait remonter ce ratio à 50,1 %. Les volumes d'ARENH écrêtés sont approvisionnés sur les marchés de gros. Dans le cas des TRVE, cet approvisionnement est lissé sur 22 jours en décembre. Ce lissage s'est élevé à 256,98 €/MWh, ce qui a eu pour effet une augmentation très importante du niveau des TRVE.

Dans son rapport du 2 juillet 2020⁽⁶⁾ analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH, la CRE a alerté sur les effets négatifs résultant de cet écrêtement. Elle recommande depuis lors l'augmentation du plafond ARENH à son maximum légal pour revenir à la proportion de droits ARENH dans l'approvisionnement des consommateurs français qui prévalait avant l'apparition de l'écrêtement.

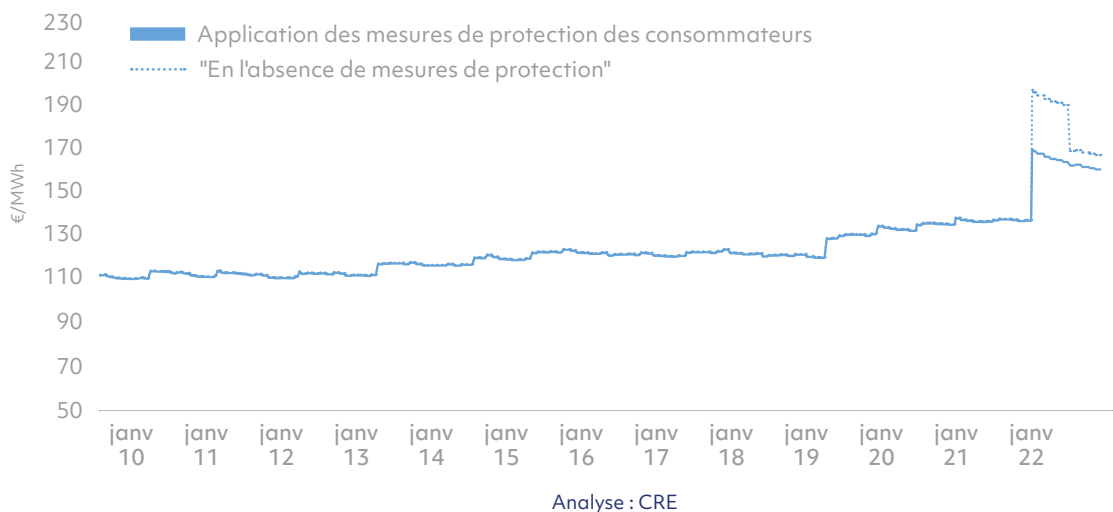
Au total, la CRE a calculé que la crise des prix de marché de gros aurait dû induire en 2022 une augmentation de 44,5 % des TRVE. L'évolution du niveau des TRVE en €/MWh est rappelée en Figure 3.

(4) L'arrêté du 27 juillet 2023 portant modification de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique dispose que le coefficient de bouclage pour les demandes effectuées pour les périodes de livraison commençant à compter du 1^{er} janvier 2024, est de 0,844. Il était de 0,964 précédemment. Cette modification conduit à une baisse de la couverture des consommations par de l'ARENH.

(5) Produit type calendrier base.

(6) Rapport du 22 juillet 2020 pris en application de l'article R.336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH.

Fig. 3 Historique des TRVE hors taxes en euros constants - 2016

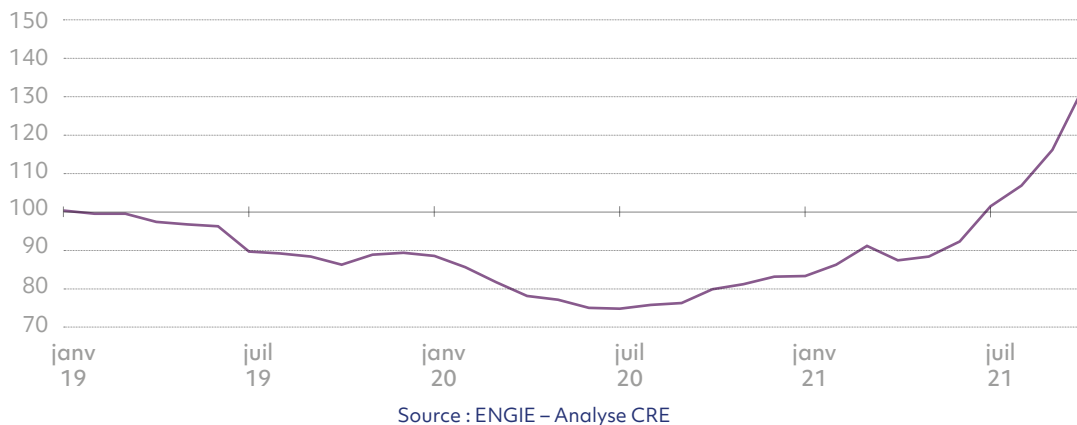


1.1.2.2. Conséquence de la hausse des prix sur les TRVG

Par leur construction, les TRVG reflètent l'évolution des coûts des fournisseurs historiques, ENGIE et les ELD⁽⁷⁾. Depuis 2013, le TRVG d'ENGIE évoluait mensuellement sur la base d'une formule reposant principalement sur l'évolution

des prix de gros mensuels et trimestriels du gaz naturel. Les conditions d'approvisionnement de court terme étaient donc directement répercutées dans le niveau des TRVG. Avant d'être gelé (cf. partie 1.1.3), le TRVG a augmenté, entre juin 2021 et octobre 2021 de 43,8 % HT soit 37,8 % TTC.

Fig. 4 Évolution en base 100 depuis janvier 2019 des TRVG hors taxes



(7) Les TRVG ont disparu au 1^{er} juillet 2023, en application des dispositions de la LEC du 8 novembre 2020.

Au total, entre le 1^{er} janvier 2019 et le 1^{er} octobre 2021, le TRVG moyen hors taxes en euros constants a augmenté de 31,9 €/MWh, et de 39,9 €/MWh entre le 1^{er} juin 2021 et le 1^{er} octobre 2021. Cette augmentation soudaine, après

une période où les prix TRVG étaient exceptionnellement bas (notamment durant la crise sanitaire), a conduit le Gouvernement à geler l'évolution des TRVG à compter du 1^{er} novembre 2021, par voie de décret.

1.1.3 Conséquences de la hausse des prix sur la construction des offres de marché

En plus des TRV, un consommateur résidentiel a principalement le choix entre trois types d'offres de marché, qui reflètent des stratégies d'approvisionnement différentes du fournisseur :

- **Les offres indexées sur les tarifs réglementés** : le prix du kWh est indexé sur les TRV en vigueur. Pour les offres d'électricité, le prix du kWh évolue ainsi une à deux fois par an lors des mouvements tarifaires. Pour les offres de gaz naturel, le prix du kWh varie mensuellement (trimestriellement ou annuellement pour les ELD) suivant la formule tarifaire applicable du 1^{er} juillet de l'année N au 30 juin de l'année N-1.
- **Des offres à prix fixe (annuelles ou pluriannuelles)** : le fournisseur garantit un prix fixe au consommateur et se couvre de façon à pouvoir faire face aux évolutions des marchés de gros sur la période contractuelle. Le prix reflète ainsi en principe la couverture du fournisseur au moment de la souscription du contrat. Il convient de noter que le périmètre de la partie « fixe » du prix peut varier d'une offre à l'autre (prix total, part approvisionnement seule, part approvisionnement et coûts commerciaux, etc.). Notamment, les offres indexées à l'ARENH peuvent, pour certains consommateurs professionnels, être considérées comme fixes en application du cadre réglementaire actuel.

► Des offres à prix variable :

- En gaz et en électricité, le prix reflète généralement un approvisionnement court terme du fournisseur qu'il répercute dans ses offres. Les fluctuations du marché peuvent être reflétées par une indexation définie contractuellement : prix plus bas le week-end ou à certaines heures la nuit, prix au contraire très élevés aux périodes de pointe et plus bas le reste du temps, prix reflétant les prix spot horaires, etc.
- En électricité, un contrat à prix variable peut être indexé sur un indice de marché de gros mais pas seulement. Le prix peut en effet évoluer à la discrétion du fournisseur, dans le respect du délai d'un mois de prévenance, afin de répercuter dans le contrat le coût d'approvisionnement supporté. Ces contrats à prix variable peuvent être assimilés à des contrats à « prix libre et non contraint ».

Au même titre que les TRV, l'ensemble des offres de marché ont été touchées par l'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel.

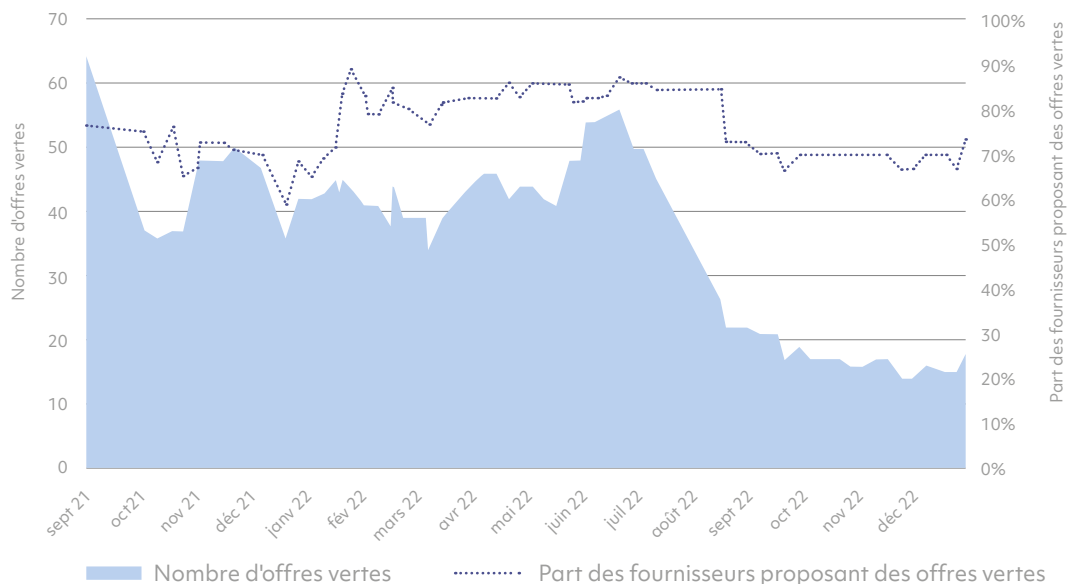
La crise des prix a entraîné une forte dégradation de la compétitivité des offres de marché ainsi qu'une raréfaction du nombre de fournisseurs proposant des offres. En effet, au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix de gros de l'électricité⁽⁸⁾, 108 offres étaient disponibles sur le site du Médiateur National de l'Énergie (MNE). En 2022, en moyenne, 45 offres de fourniture d'électricité étaient disponibles sur le site du comparateur.

Les différentes offres de marché peuvent se combiner avec le caractère « vert » de l'électricité ou du gaz, se matérialisant par l'achat par le fournisseur de GO certifiant que tout ou partie de l'énergie fournie au client provient de sources renouvelables.

La crise des prix a entraîné une forte baisse du nombre d'offres vertes disponibles en raison. Cependant, la part des fournisseurs proposant des offres vertes sur le marché est restée relativement stable : entre 70% et 90% des fournisseurs commercialisant des offres. La partie 4.3 du présent rapport détaille le cadre de fonctionnement des offres vertes.

La crise des prix n'a donc pas fortement entravé la capacité des fournisseurs à proposer des offres vertes. Il convient toutefois de noter qu'une hausse importante du prix des GO a été observée à compter de l'été 2022, ce qui devrait contribuer à surenchérir le prix des offres vertes par rapport aux offres standards.

Fig. 5 Disponibilité des offres vertes d'électricité pour les consommateurs résidentiels



Source : MNE – Analyse : CRE

(8) En option Heures Pleines Heures Creuses.

1.2. Mise en place de dispositifs de protection des consommateurs face à la hausse des prix de gros

1.2.1 Synthèse des mesures exceptionnelles à destination des consommateurs

1.2.1.1. Mesures exceptionnelles ciblées pour les consommateurs de gaz naturel

En réponse à la hausse importante des prix de marché de gros du gaz naturel, le décret n°2021-1380 du 23 octobre 2021 a gelé le niveau des TRVG d'ENGIE à compter du 1^{er} novembre 2021. Ce gel des TRVG a été étendu aux territoires des ELD⁽⁹⁾ à compter du 1^{er} janvier 2022. Ce bouclier tarifaire cible les consommateurs résidentiels dont la consommation est inférieure à 30 MWh/an et les petites copropriétés dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh/an.

Pour compenser les fournisseurs des pertes engendrées par l'application de ce gel, la loi de finances pour l'année 2022 a prévu un dispositif de compensation de pertes de recettes pour les fournisseurs historiques proposant les TRVG. Ce dispositif de compensation était également ouvert aux fournisseurs proposant des offres de marché directement indexées sur les TRVG gelés⁽¹⁰⁾.

Le 9 avril 2022⁽¹¹⁾, un décret a étendu les mesures de protection à l'habitat collectif résidentiel, dont les sites n'étaient plus éligibles aux TRVG depuis la promulgation de la LEC de 2019. L'entrée en vigueur de ce décret a permis aux copropriétés raccordées à un réseau de chaleur ou de gaz ou encore les

immeubles d'habitation à loyer modéré d'intégrer les dispositifs de protection face à la hausse des prix de l'énergie.

À la suite de l'invasion de l'Ukraine et de la hausse des prix du gaz de l'électricité, le Gouvernement a mis en place en juillet 2022, dans le cadre du plan de résilience économique et sociale, une aide pour les entreprises les plus consommatrices de gaz naturel (ci-après appelée « guichet Ukraine »). Ce dispositif permet de compenser la hausse brutale du coût de fourniture des professionnels dont les dépenses énergétiques couvrent plus de 3 % du chiffre d'affaires. Il couvre les contrats dont le prix moyen de l'énergie pendant la période d'aide a augmenté de 50 % par rapport au prix moyen payé en 2021.

Enfin, un dispositif *ad hoc* a été ouvert aux collectivités territoriales. Le « Filet de sécurité » a permis aux collectivités éligibles de voir couvrir par l'État 70 % de la hausse de leurs dépenses énergétiques en 2022. Le versement de l'aide est conditionné à des seuils en matière de niveau et de diminution de l'épargne entre 2021 et 2022 et de potentiel financier de la collectivité. 11 000 communes sont éligibles en 2022.

En synthèse, à l'origine destinées aux petits consommateurs de gaz naturel, les mesures de protection du consommateur se sont étendues courant 2022 aux grandes copropriétés initialement exclues des dispositifs et à certains professionnels, dans un contexte de maintien durable des prix du gaz à des niveaux élevés.

(9) Article 181 de la loi de finances pour 2022.

(10) L'article 37 de la loi de finances rectificative a par la suite étendu le dispositif à l'ensemble des contrats souscrits à compter du 1^{er} septembre 2022.

(11) Décret n° 2022-514 du 9 avril 2022 relatif à l'aide en faveur de l'habitat collectif résidentiel face à l'augmentation du prix du gaz naturel.

1.2.1.2. Mesures exceptionnelles ciblées pour les consommateurs d'électricité – boucliers tarifaires et aides

En vertu de la loi de finances pour l'année 2022, le Gouvernement a fixé la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE) à son taux minimal, puis a rejeté la proposition tarifaire de la CRE et fixé, par arrêté, un barème des TRVE correspondant à une augmentation de 4 % TTC en moyenne. Le bouclier tarifaire électricité a été prévu par la loi de finances pour 2022 au périmètre des clients résidentiels pour la période allant de février 2022 à janvier 2023. Il a été étendu rétroactivement par la loi de finances pour 2023 aux clients « petits professionnels » éligibles au TRVE (sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA d'entreprises de moins de 10 salariés réalisant un chiffre d'affaires annuel de moins de 2 M€).

Les consommateurs d'électricité étaient également éligibles au « guichet Ukraine ». De la même manière que pour le gaz naturel, le dispositif permet de compenser la hausse importante du prix de fourniture des professionnels dont les dépenses énergétiques couvrent plus de 3 % du chiffre d'affaires. Il couvre les contrats dont le prix moyen de l'énergie pendant la période d'aide a augmenté de 50 % par rapport au prix moyen payé en 2021.

Les collectivités ont également, via le « filet de sécurité » présenté ci-avant, pu couvrir une partie de leurs dépenses d'électricité par l'aide de l'État en 2022.

En synthèse, les dispositifs « Ukraine » et « Filet de sécurité » ont également été appliqués aux consommateurs d'électricité. Le bouclier tarifaire électricité mis en place par la loi de finances a eu un périmètre d'application plus large que le bouclier gaz, incluant l'ensemble des contrats professionnels

et résidentiels éligibles aux TRVE. Le fonctionnement de ce bouclier est présenté en partie 1.2.

1.2.1.3. Mesures exceptionnelles pour tous les consommateurs d'électricité – mise à disposition de volumes d'ARENH supplémentaires (ARENH+)

En premier lieu, la loi de finances pour l'année 2022 a fixé la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) à son niveau minimum (1 €/MWh pour les résidentiels, à 0,5 €/MWh pour les professionnels). Cette mesure a été reconduite par la loi de finances 2023.

Devant l'aggravation fin 2021 et début 2022 de la crise des prix de l'électricité, le Gouvernement a décidé en cours d'année la mise à disposition de 20 TWh d'ARENH supplémentaires pour l'année 2022.

L'attribution s'est effectuée *au prorata* des volumes d'ARENH reçus par les fournisseurs pour l'année 2022 dans le cadre du guichet de novembre 2021. Ainsi, tout fournisseur a eu le droit, mais non l'obligation, d'obtenir des quantités d'ARENH supplémentaires (ci-après ARENH+). Au total, 19,5 TWh sur les 20 TWh offerts ont été demandés par les fournisseurs et attribués au prix de 46,2 €/MWh, un petit nombre de fournisseurs ayant refusé tout ou partie de leurs droits à l'ARENH+.

Compte tenu de cette intervention en cours d'année, dans un contexte où les fournisseurs avaient couvert l'essentiel de leur approvisionnement, la CRE a défini dans les délibérations du 31 mars 2022⁽¹²⁾ et du 27 juillet 2022⁽¹³⁾ les principes de répercussion par les fournisseurs de l'ARENH+ aux consommateurs.

(12) Délibération de la CRE du 31 mars 2022 portant orientations et décision sur les modalités de répercussion des volumes additionnels d'ARENH dans les offres de fourniture.

(13) Délibération de la CRE du 27 juillet 2022 portant orientations complémentaires à la délibération du 31 mars 2022 sur les modalités de répercussion des volumes additionnels d'ARENH dans les offres de fourniture.

Cette répercussion s'appuie sur deux principes :

- la valeur de l'ARENH supplémentaire doit être intégralement répercutée aux consommateurs, sauf lorsque les clients n'ont pas été affectés par la hausse des prix dans le cadre de leur contrat ;
- les montants restants seront intégralement redistribués, par l'intermédiaire d'une sur-répercussion, aux consommateurs les plus touchés par la hausse des prix, après prise en compte éventuelle par les fournisseurs de leurs coûts de maintien des contrats à prix modéré pendant la hausse des prix,

et sous réserve que ces coûts soient inévitables, non répercutés et que les fournisseurs apportent la preuve de leur réalité à la CRE.

Ce dispositif ayant été mis en place pour protéger les consommateurs en période de crise, la CRE a contrôlé que la valeur économique des volumes d'ARENH supplémentaires a bien été transmise aux consommateurs pour 99,6 % des 7,9 milliards d'ARENH supplémentaires reçus par les fournisseurs alternatifs ou répercutés par EDF à ses clients. Elle a publié son bilan dans la délibération du 13 septembre 2023 ⁽¹⁴⁾.

1.2.2 Bilan des dispositifs d'aide à destination des consommateurs résidentiels jusqu'à fin 2022

Face à la hausse exceptionnelle des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel, les boucliers tarifaires gaz et électricité ont permis de limiter la hausse des factures des consommateurs, à des niveaux parmi les plus bas en Europe. Ces mesures s'inscrivant dans le dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie, elles ont généré d'importantes contraintes opérationnelles pour les fournisseurs.

La compensation tant pour les fournisseurs historiques qu'alternatifs, est définie comme la différence entre les tarifs réglementés non gelés et les tarifs réglementés gelés. Le montant de la compensation dépend donc des caractéristiques propres aux TRV. Il évolue chaque mois pour le gaz et seulement deux fois par an en électricité.

Afin de limiter l'impact de ces mesures sur les besoins de trésorerie des fournisseurs⁽¹⁵⁾, la loi de finances a intégré des dispositifs d'acomptes pour les fournisseurs.

En électricité, la loi de finances pour 2022 a prévu également un dispositif de versement anticipé pour les fournisseurs ayant moins d'un million de clients résidentiels. Plus globalement, le dispositif était à ce titre conçu initialement comme un mécanisme d'avance de trésorerie : les pertes de recettes supportées en 2022 et compensées par l'État, devaient être contrebalancées par un rattrapage tarifaire en 2023 reversé à l'État. Au vu de l'évolution ultérieure des prix, ce montant redevable en 2023 au titre des mesures pour 2022, a ensuite été intégré dans le dimensionnement du bouclier tarifaire 2023 (voir ci-après).

En gaz, la loi de finances pour 2022 a prévu un versement anticipé pouvant couvrir les pertes jusqu'au 30 juin 2022, pour les fournisseurs ayant moins de 300 000 clients concernés par la mesure. Cette disposition a été reconduite lors de l'extension du gel tarifaire au 31 décembre 2022. La loi de finances rectificative pour 2022 prévoyait à cet effet un versement avant le 30 novembre 2022, des charges prévisionnelles supportées entre le 1^{er} juillet 2022 et le 31 décembre 2022, pour les fournisseurs de moins de 500 000 clients concernés par la mesure.

(14) Délibération du 13 septembre 2023 portant communication sur le bilan de la répercussion des volumes additionnels d'ARENH dans les offres de fourniture d'électricité.

(15) La CSPE prévoit un versement l'année d'après la déclaration de charges auprès de la CRE.

1.2.2.1. Bilan à fin 2022 du bouclier tarifaire électricité 2022

La CRE s'est prononcée à plusieurs reprises sur les montants d'avances et/ou de charges de service public de l'énergie dans le cadre du bouclier tarifaire 2022 sur l'électricité. Courant 2022, 131,3 M€ ont été versés en tant qu'avance de trésorerie à 30 fournisseurs.

La délibération du 13 juillet 2023⁽¹⁶⁾, fixe à 903,1 M€ le coût du bouclier tarifaire électricité au titre de 2022.

52 fournisseurs ont bénéficié du bouclier tarifaire, dont 35% sont des fournisseurs historiques (EDF et ELD) et 65% des fournisseurs alternatifs.

Du point de vue du consommateur résidentiel, le bouclier tarifaire n'a

pas été l'unique levier de baisse des prix. Il s'ajoute à la diminution de la TICFE, et à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires courant 2022 (ARENH+).

Pour un consommateur en offre heures pleines/heures creuses consommant 8,5 MWh par an, le bouclier tarifaire contribue à hauteur de 27 % à la baisse de la facture TTC, contre une participation de la baisse de la TICFE de 40 % et de l'ARENH+ de 33 %. L'économie totale sur la facture TTC du consommateur est de 552 € en 2022. Les contributions des différents dispositifs sont d'un ordre de grandeur équivalent pour un consommateur en offre base consommant 2,4 MWh par an, qui bénéficie sur la même période d'une baisse de 157 € sur sa facture TTC.

Fig. 6 Impact des mesures de protection exceptionnelles dont le bouclier tarifaire sur les factures d'un consommateur d'électricité type HP/HC (rattrapage de janvier 2022 inclus)

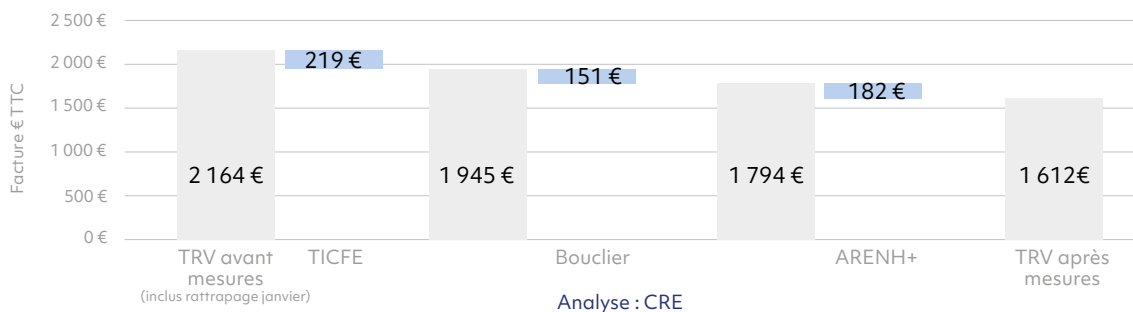
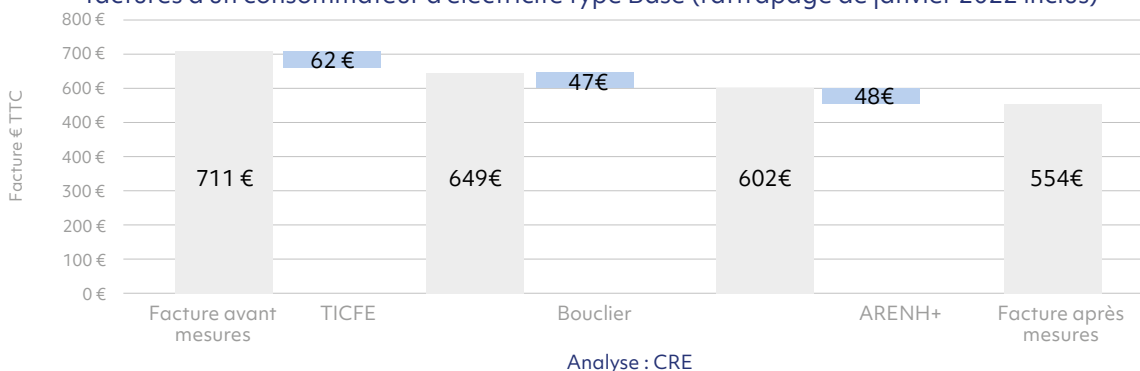


Fig. 7 Impact des mesures de protection exceptionnelles dont le bouclier tarifaire sur les factures d'un consommateur d'électricité type Base (rattrapage de janvier 2022 inclus)



(16) Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

1.2.2.2. Bilan à fin 2022 du bouclier tarifaire gaz 2022

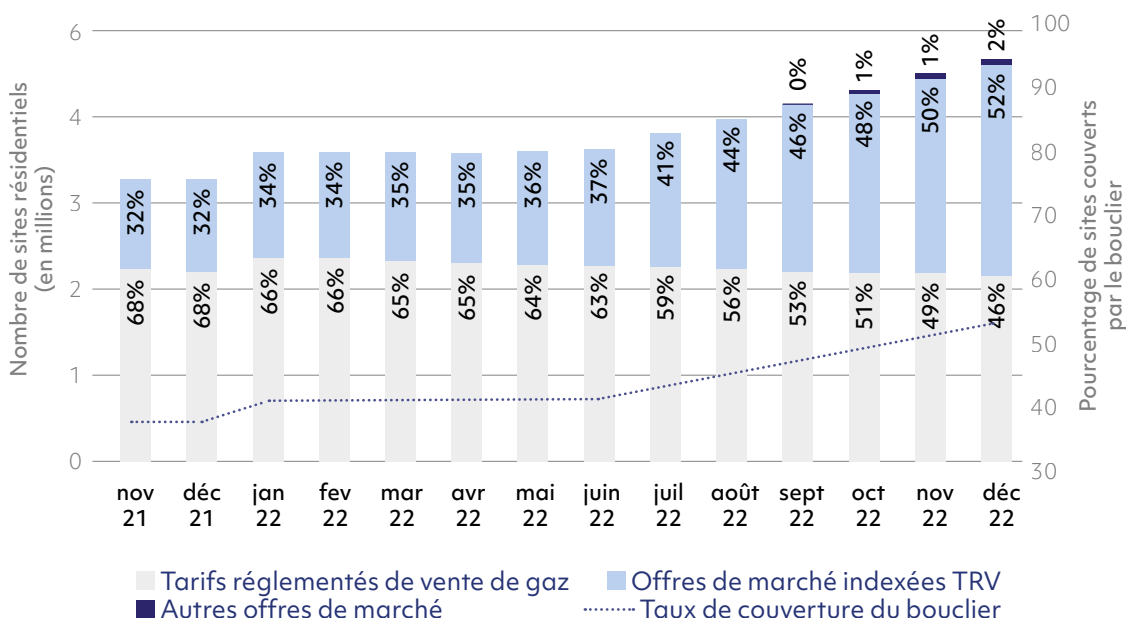
Le dispositif de bouclier tarifaire gaz a été prévu par la loi de finances pour 2022 au périmètre des offres indexées aux TRV. Son extension jusqu'au 31 décembre 2022 a été entérinée, par la loi de finances rectificative pour 2022, qui s'accompagne également d'une ouverture de la compensation à toute offre de marché souscrite à compter du 1^{er} septembre 2022.

Le marché de détail de la fourniture de gaz s'étant davantage structuré autour d'offres à prix fixe, la majorité des consommateurs étaient protégés de la hausse des prix par les termes contractuels de leur offre de marché. En conséquence, en janvier 2022, 40 % des sites (courbe bleue ci-dessous), sont éligibles au dispositif mis en place par la loi de finances.

Au gré des échéances contractuelles des offres de marché, et des sorties de consommateurs des TRVG, le stock d'offres éligibles au bouclier tarifaire a augmenté. Au 31 décembre 2022, 52% des sites résidentiels sont couverts par la compensation. Parmi ceux-ci, 46% sont des clients aux TRVG, 52% bénéficient d'une offre indexée TRVG, et 2% bénéficient d'une autre offre de marché (indexées sur divers produits de marché ou prix fixe).

Sur le graphique ci-dessous, la rupture de tendance entre juin et juillet 2022, correspond au lancement de la commercialisation d'offres de marché indexées TRVG par ENGIE, qui proposait jusqu'alors des offres à prix fixe.

Fig. 8 Contrats ayant bénéficié chaque mois depuis novembre 2021 du dispositif bouclier gaz

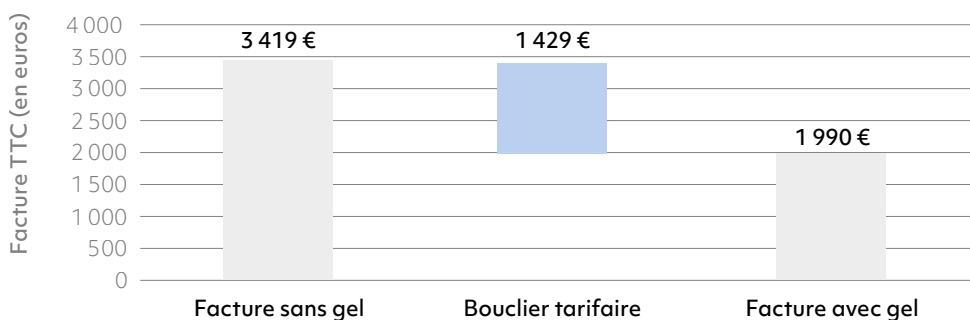


Source : Dépôts de dossier CSPE – Analyse : CRE

Au cours de l'année 2022, la CRE a délibéré à trois reprises sur les montants de charges et d'avance de trésorerie à verser aux fournisseurs⁽¹⁷⁾. Courant 2022, 579,9 M€ ont été versés en tant qu'avance de trésorerie à 22 fournisseurs. La délibération du 13 juillet 2023, fixe à 3 382,4 M€ le coût du bouclier tarifaire gaz constaté au titre de 2022. 25 fournisseurs ont bénéficié du bouclier tarifaire, dont 56% sont des fournisseurs

historiques (ENGIE et les ELD) et 44% des fournisseurs alternatifs. Du point de vue d'un consommateur résidentiel type chauffage, entre novembre 2021 et décembre 2022, la perte de recette compensée pour un client type chauffage consommant 14 MWh par an aura permis de le protéger à hauteur de 1 430 € TTC, correspondant ainsi à une économie de 75 €/MWh TTC.

Fig. 9 Impact du bouclier gaz sur les factures d'un consommateur type chauffage (14 MWh/an) au TRVG entre novembre 2021 et décembre 2022



Analyse : CRE

1.2.3 Présentation des dispositifs pour 2023

Le bouclier tarifaire a été reconduit et étendu à un plus grand nombre de consommateurs par la loi de finances pour 2023. Les gels des TRV ont été reconduits en intégrant une augmentation de leurs niveaux de 15% TTC au 1^{er} janvier pour les TRVG et au 1^{er} février pour les TRVE. Les dispositifs de compensation des pertes de recettes des fournisseurs ont également été reconduits.

Les compensations des boucliers électricité et gaz intègrent pour 2023, de nouvelles contraintes d'application. La compensation est plafonnée au niveau nécessaire pour ramener le prix payé par les consommateurs au niveau du TRV gelé. En outre, la compensation totale versée à un fournisseur est réduite si les prix qu'il a pratiqués et le

montant de la compensation qu'il reçoit excèdent la couverture de ses coûts d'approvisionnement effectifs.

Enfin, la loi de finances pour 2023 a mis en place le dispositif dit d'« amortisseurs électricité », ayant pour objectif de protéger les TPE non éligibles au bouclier, les PME, les associations et les petites collectivités locales face à la hausse des prix de l'électricité constatée dans leurs contrats pour l'année 2023. La CRE a évalué en juillet 2023 le coût prévisionnel des boucliers tarifaires et des amortisseurs pour 2023 dans le cadre de l'exercice annuel d'évaluation des CSPE. Ce coût est de 21 835,7 M€ pour le bouclier électricité, 1 350,5 M€ pour le bouclier gaz et 2 628,6 M€ pour les amortisseurs électricité.

1.2.4 Conclusion et faits marquants des mesures exceptionnelles

Face à l'envolée exceptionnelle des prix de l'énergie, des mesures d'urgence de protection des consommateurs ont été engagées. Des extensions des périmètres de protection ont été actées au fil de l'eau comblant progressivement et rétroactivement manquements des dispositifs d'origine (habitats collectifs en électricité et en gaz, petits professionnels en électricité). Les boucliers et dispositifs de protection ont, dans l'ensemble, permis de protéger efficacement la majorité des petits consommateurs.

Cette protection s'est faite au prix d'une uniformisation des offres de fourniture commercialisées par les fournisseurs

Les compensations électricité et gaz versées aux opérateurs qui garantissent des prix réduits aux consommateurs sont calculées comme la différence entre les tarifs réglementés non gelés et gelés.

Ainsi, par construction, les offres à prix fixe ne permettent pas automatiquement de garantir aux consommateurs un prix stable dans la durée. En effet, la compensation, donc le montant unitaire pouvant être restitué à un consommateur varie au gré des évolutions des TRV gelés et non gelés, c'est-à-dire 1 à 2 fois par an pour l'électricité et tous les mois pour le gaz.

Un fournisseur souhaitant proposer une offre à prix fixe est contraint :

- ▶ soit d'estimer les compensations qu'il est susceptible de recevoir sur la base d'hypothèse d'évolution future des TRV gelés et non gelés ;
- ▶ soit de proposer une offre à prix fixe avant application du bouclier et de restituer, mois après mois, le montant de compensation reçu.

Dans le premier cas, le fournisseur s'expose au risque de mauvaise estimation des évolutions futures des TRV. Dans le second cas, l'offre, vue du consommateur, n'est alors plus à prix fixe sur toute la durée du contrat.

A contrario, par construction, les offres indexées aux TRV garantissent aux consommateurs un prix fixe tant que les niveaux des TRV gelés n'évoluent pas.

Ainsi, en pratique, les boucliers tarifaires ont eu pour effet paradoxal d'assurer un prix fixe pour les consommateurs en offres indexées aux TRV et, dans la plupart des cas, de rendre variable le prix des consommateurs en offres à prix fixe.

En gaz naturel, les périodes de lissage des tarifs réglementés étant plus courtes qu'en électricité, les fournisseurs de gaz naturel ne proposant pas d'offres indexées aux TRVG fin 2021, ont généralement progressivement proposé ce type d'offres aux consommateurs.

(17) Délibération n°2022-36 portant décision sur l'acompte versé aux fournisseurs de moins de 300 000 clients en compensation du gel des TRVG.

Délibération n°2022-202 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

Délibération n°2022-271 portant évaluation des pertes des fournisseurs dans le cadre de la compensation du gel des TRVG prise en application de l'article 37 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022.

1.3. Conséquences de la crise sur le marché de détail du secteur résidentiel

1.3.1 Une concentration accrue du marché autour des trois principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel

La crise des prix de l'énergie a eu des effets inédits sur le marché de détail français dont les bilans quantitatifs sont présentés en section 2 et 3, respectivement pour le marché résidentiel et non résidentiel.

1.3.1.1. Évolution du nombre de clients aux TRV et en offres de marché

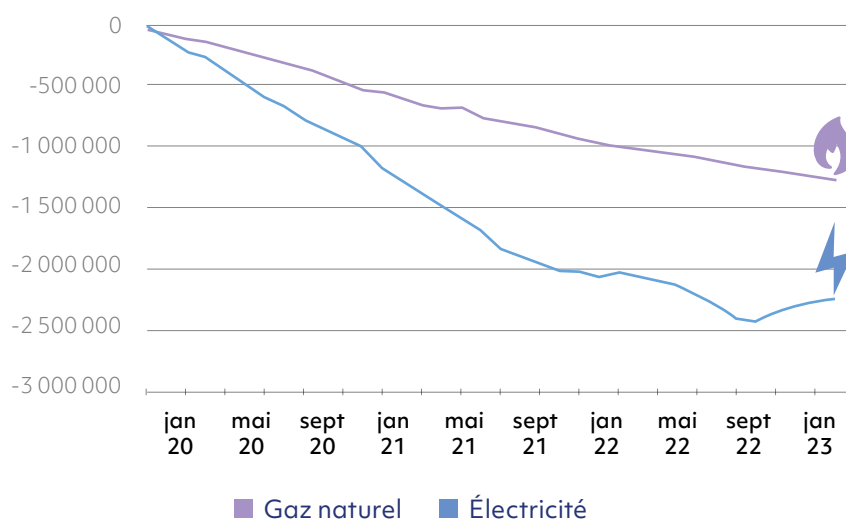
En premier lieu la crise des prix de l'énergie a freiné l'attrition des portefeuilles aux TRV, en électricité comme en gaz naturel. Les mesures de protection des petits consommateurs ont principalement

consisté en un gel de l'évolution des TRV d'électricité et de gaz, ce qui a généré un net ralentissement de l'attrition naturelle des portefeuilles aux TRV constatée depuis quelques années.

L'inflexion est majeure en électricité : alors qu'en 2020 et 2021, 1 051 000 sites résidentiels par an ont quitté le TRVE, l'année 2022 a vu une baisse de seulement 186 000 sites résidentiels en contrat TRVE.

Cette inflexion est moindre en gaz naturel, 299 000 sites résidentiels ont quitté le TRVG en 2022 contre 434 000 en 2021 et 585 000 en 2020. Cette attrition, certes moins marquée, est tout de même à mettre en regard avec le contexte de fin des TRVG et l'impossibilité pour un consommateur de retourner aux TRVG après les avoir quittés.

Fig. 10 Évolution des portefeuilles résidentiels aux tarifs réglementés depuis 2020



Sources : ENGIE, EDF – Analyse : CRE

En conséquence, la dynamique de développement des offres de marché sur le segment résidentiel en électricité et en gaz naturel s'est nettement réduite en 2022, en particulier pour les fournisseurs alternatifs.

En 2020 et 2021, le nombre de sites résidentiels en offre de marché d'électricité a continué d'augmenter à un rythme relativement élevé (+1 450 000 nouveaux sites en 2021). En 2022, seuls 572 000 sites résidentiels supplémentaires ont basculé en offre de marché. Au 31 décembre 2022, 12 579 000 sites résidentiels sont en offre de marché sur un total de 34,2 millions.

Pour la première fois depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail, le nombre de clients résidentiels chez les fournisseurs alternatifs a baissé de 3,6 % (soit -375 000 sites en 2022 contre +885 000 sites en 2021). Au 31 décembre 2022, le nombre de sites résidentiels en offres de marché chez les fournisseurs alternatifs est de 9 960 000.

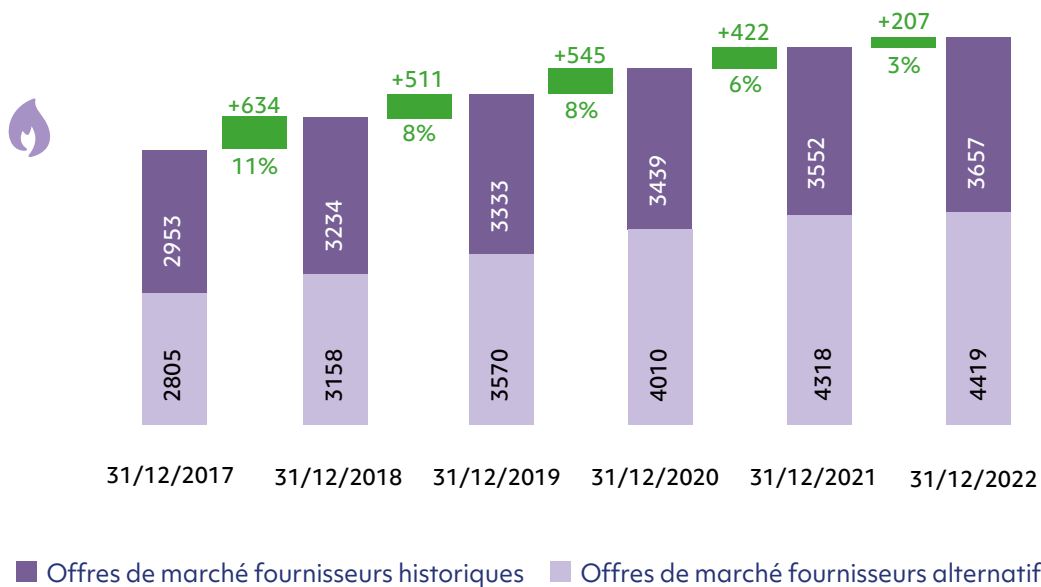
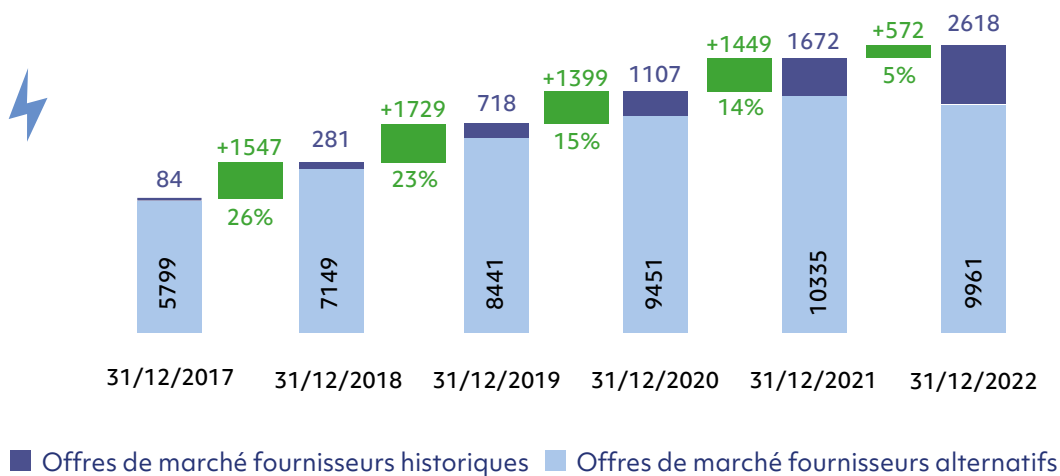
L'augmentation du nombre de contrats en offre de marché en électricité est donc principalement liée à la croissance des portefeuilles des fournisseurs historiques, en particulier EDF. En 2021, les fournisseurs historiques gagnaient

en moyenne 47 000 sites résidentiels supplémentaires en offre de marché chaque mois. Cette croissance s'établit à 79 000 sites par mois en 2022. Fin décembre 2022, le nombre de sites résidentiels en offre de marché chez les fournisseurs historiques est de 2 617 000.

En gaz naturel, l'augmentation du nombre de clients résidentiels en offre de marché a également été plus faible entre 2021 et 2022. En 2021, 422 000 sites supplémentaires ont basculé en offre de marché. Un quart de cette croissance est imputable aux fournisseurs historiques et trois quarts aux fournisseurs alternatifs. En 2022, seuls 207 000 sites résidentiels supplémentaires ont basculé en offre de marché. Au cours de l'année 2022, le nombre d'acquisitions de clients en offres de marché des fournisseurs historiques et alternatifs est équivalent : +105 000 sites pour les fournisseurs historiques +101 000 sites pour les fournisseurs alternatifs.

En électricité, il apparaît une croissance inédite du nombre de sites en offre de marché des fournisseurs historiques. En gaz naturel, la crise a simplement limité la réduction constatée depuis plusieurs années des parts de marché des fournisseurs historiques.

Fig. 11 Évolution du nombre d'offres de marché sur le segment résidentiel en milliers de sites



Source : GRD – Analyse : CRE

1.3.1.2. Un maintien de l'activité, voire une croissance inédite de l'activité des fournisseurs historiques

Les ventes nettes sont la résultante du nombre de clients que le fournisseur a acquis ou perdu au cours de la période considérée. C'est à ce titre un indicateur de la dynamique d'évolution du portefeuille des fournisseurs.

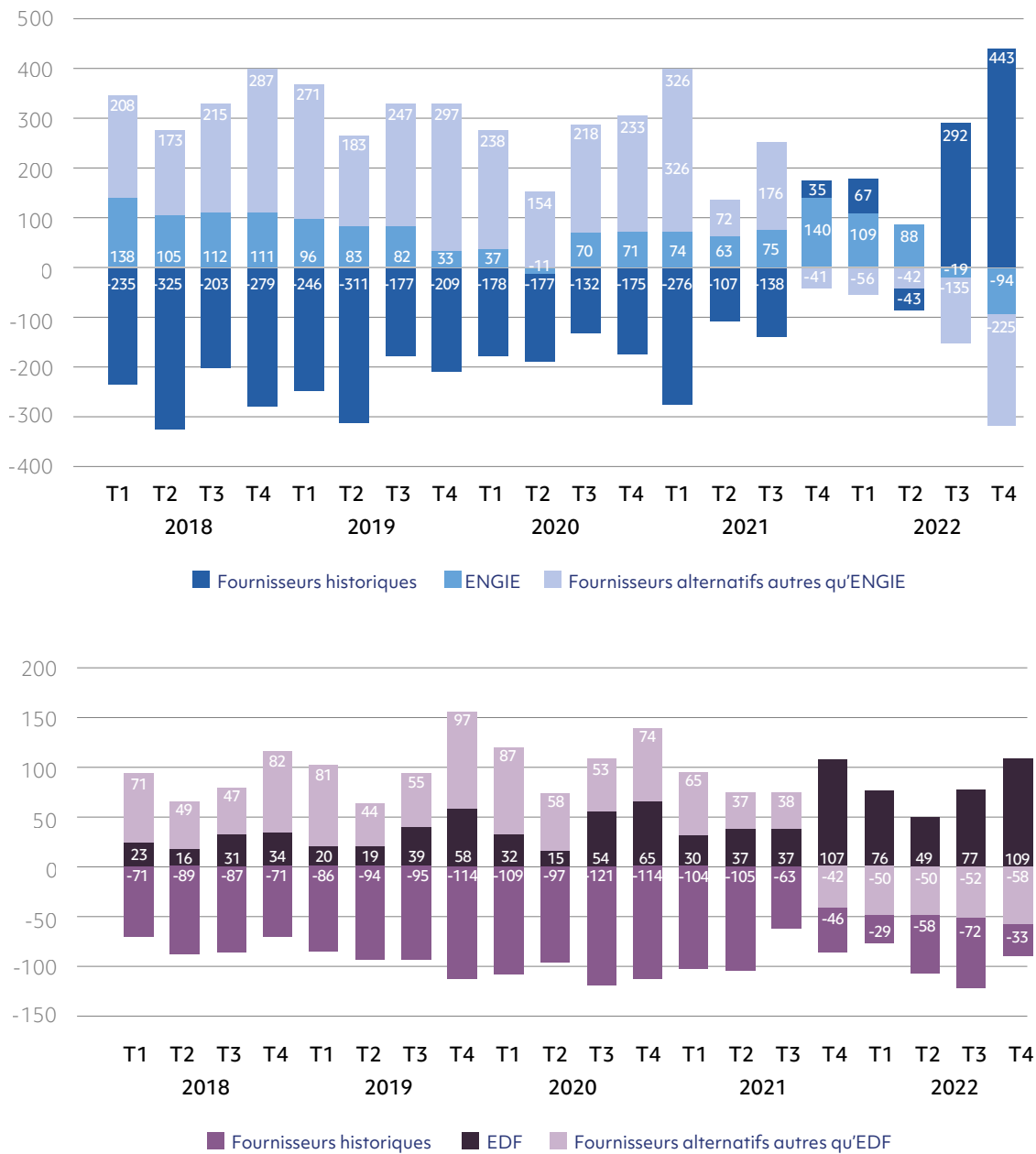
En électricité :

- ▶ les fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE ont vu leur nombre de clients décroître depuis le troisième trimestre 2021. Entre la fin du troisième trimestre 2021 et le 31 décembre 2022, ces derniers ont perdu, dans leur ensemble, 499 000 clients, alors qu'ils avaient gagné 1 417 000 clients entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 septembre 2021 ;
- ▶ depuis le 30 septembre 2021, les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) ont gagné 794 000 clients, contre une perte de 1 182 000 clients entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 septembre 2021 ;
- ▶ malgré un ralentissement en 2022, les ventes nettes d'ENGIE restent positives (+84 000 en 2022, contre 352 000 en 2021).

En gaz naturel :

- ▶ le rythme de décroissance du portefeuille d'ENGIE a été nettement ralenti passant à -48 000 clients en moyenne par trimestre en 2022, contre -79 500 en 2021 et -110 000 en 2020 ;
- ▶ à compter du quatrième trimestre 2021, seul EDF et ses filiales (Sowee, Dalkia) sont en croissance. EDF a connu une nette accélération de son développement sur le marché de la fourniture de gaz naturel : +41 500 en 2020, +53 000 en 2021 et +78 000 en 2022 ;
- ▶ les fournisseurs alternatifs, hors EDF, perdent dans leur ensemble 210 000 clients en 2022 après deux années de croissance : +272 000 clients en 2020 et +98 000 en 2021.

Fig. 12 Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2020, 2021 et 2022 – [TRV inclus]



La segmentation entre ENGIE, EDF et le reste du marché, est une méthodologie historique de la CRE visant à évaluer la progression de la concurrence face aux fournisseurs historiques dans l'une des deux énergies qui sont, de fait, les deux fournisseurs avec le plus de clients résidentiels sur les deux énergies.

La crise a néanmoins contribué à faire apparaître une situation plus oligopolistique sur le marché de masse compte tenu de la dynamique de croissance de TotalEnergies par rapport aux autres fournisseurs alternatifs (hors EDF et ENGIE dans leurs énergies « non-historiques »). La partie suivante présente des éléments complémentaires compte tenu de cette structure de marché.

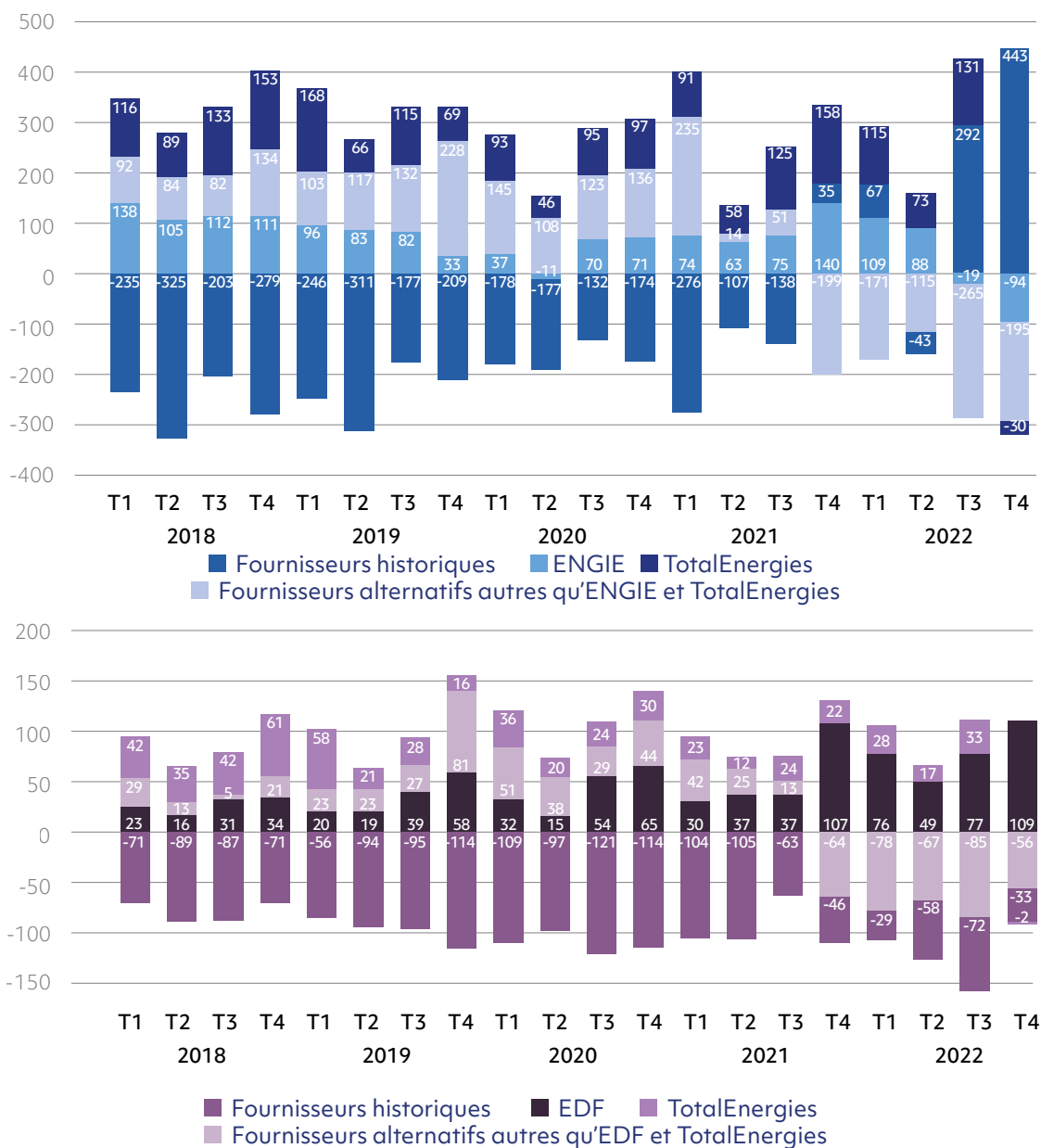
1.3.1.3. Une concentration de l'activité autour de trois principaux fournisseurs

La CRE a par ailleurs souhaité mesurer la pertinence du maintien de la séparation historique entre fournisseurs historiques et fournisseurs alternatifs. En distinguant les parts de marché de TotalEnergies, il ressort assez nettement que la société a maintenu durant la crise le développement de son activité, quand le reste des fournisseurs alternatifs perdaient de nombreux clients. Il résulte que TotalEnergies limite à lui seul le recul de l'activité des fournisseurs alternatifs dans leur ensemble en Figure 13.

Il ressort plus globalement des graphiques ci-contre que, dans les deux énergies, la crise a accentué l'écart entre les trois plus grands fournisseurs (EDF, ENGIE, TotalEnergies) et les autres.

Ces graphiques présentent l'évolution des ventes nettes en distinguant EDF, ENGIE et TotalEnergies des autres fournisseurs.

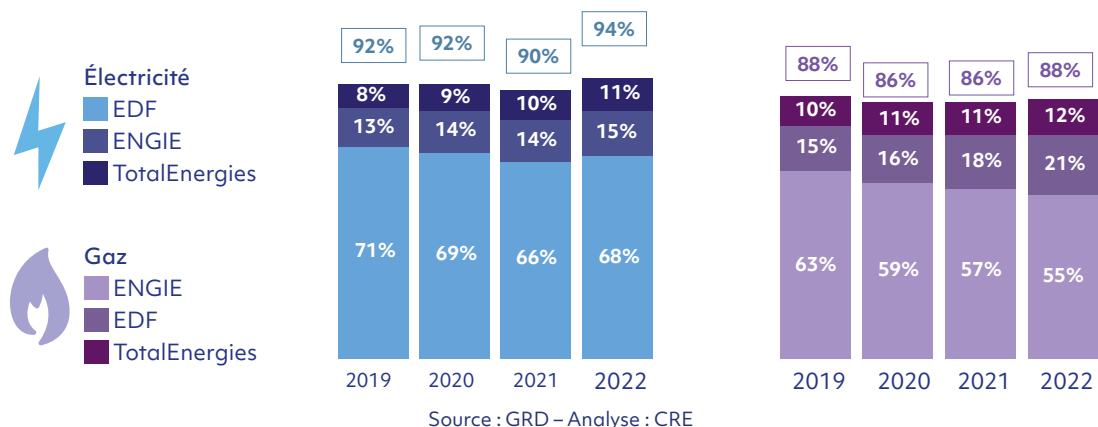
Fig. 13 Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2020, 2021 et 2022 – [TRV inclus]



Source : GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du troisième trimestre 2022, TotalEnergies a gagné 33 000 sites en gaz naturel et 73 000 sites en électricité. Les fournisseurs alternatifs ont perdu 72 000 sites en gaz naturel et 265 000 sites en électricité.

Fig. 14 Évolution des parts de marché à fin décembre entre 2019 et 2022 sur le segment résidentiel [TRV inclus]



1.3.2 L'impact des prix de gros sur le marché de la fourniture d'électricité aux résidentiels

1.3.2.1. La compétitivité des offres de marché s'est fortement dégradée en 2022, en particulier pour les offres à prix fixe

Malgré la mise en place d'un bouclier tarifaire dont les modalités sont analysées en partie 1.3, la hausse des prix de gros de l'électricité a entraîné une forte hausse du prix des offres de marché proposées aux consommateurs et une réduction de leur nombre.

La compétitivité des offres proposées à la souscription par la plupart des fournisseurs a été dégradée depuis novembre 2021, y compris une fois le bouclier tarifaire pris en compte.

Cette dégradation s'est accentuée à compter de l'été 2022. La Figure 15 (p42) illustre le positionnement des offres de fourniture proposées par les fournisseurs à leurs nouveaux clients par rapport au TRVE.

La CRE souligne qu'elle n'illustre pas le prix moyen payé par les consommateurs sur la période – souvent protégés par

des contrats à prix fixe ou indexés TRVE souscrits avant la crise. Par ailleurs, la CRE souligne que les moyennes affichées correspondent à l'ensemble des offres proposées, mais pas nécessairement aux offres souscrites.

Notamment, il convient de noter le positionnement compétitif de certains fournisseurs alternatifs qui ont maintenu des tarifs au niveau des TRVE sur l'ensemble de la période. Au cours du premier semestre 2022, 9 offres en moyenne étaient inférieures aux TRVE, pour 3 en moyenne au cours du second semestre (Figure 51).

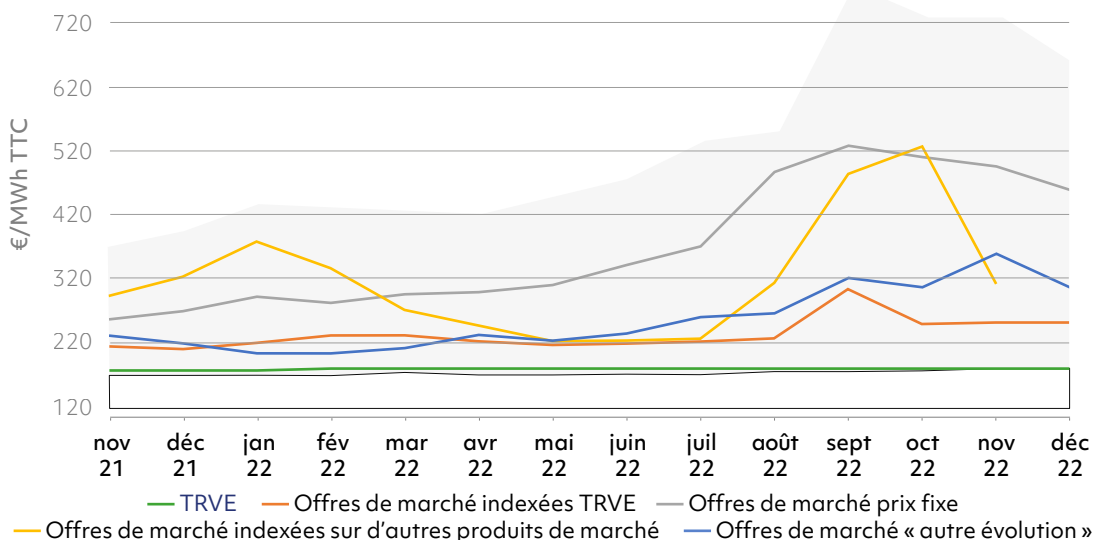
Entre novembre 2021 et décembre 2022, le prix moyen des TRVE en option heures pleines/heures creuses a été de 187 €/MWh TTC pour un client consommant 8,5 MWh. Au cours de l'année 2022, les offres de marché indexées sur les TRVE proposées à la souscription ont été, en moyenne, 18,4% plus chères que les TRVE et les offres à prix fixe 91,7% plus chères sur la base des informations publiées sur le site energie-info.fr du MNE.

Cet écart de compétitivité résulte des spécificités des formules de prix des différentes offres et des conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés de gros.

Le niveau des TRVE reflète, pour partie, un approvisionnement sur le marché de gros lissé sur les deux années précédant l'année de livraison. À ce titre, les fluctuations des prix de gros ont un effet plus limité sur le niveau des TRVE, et offres de marché indexées sur les TRVE.

À l'inverse, le niveau des offres à prix fixe reflète généralement le prix des marchés à terme au moment de la souscription et suit donc directement l'évolution des marchés de gros.

Fig. 15 Évolution du prix des offres de fourniture proposées à la souscription depuis le 1^{er} novembre 2021 en €/MWh TTC [offres affichées sur le site du MNE sans remise avec intégration du bouclier pour un consommateur heures pleines/heures creuses]



NB : L'aire grisée représente les prix maximal et minimal proposés par le marché. La CRE souligne que les chiffres présentés correspondent aux offres proposées par les fournisseurs aux nouveaux clients, mais ne sont pas représentatifs des prix effectivement payés par les consommateurs sur la période. En particulier, il convient de souligner que la grande majorité des consommateurs disposaient d'offres leur garantissant un niveau de facture proche de celui qu'ils auraient payé s'ils étaient au TRVE.

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Il convient de noter que, pour les contrats en vigueur, les fluctuations des prix de gros ont un impact souvent limité, du fait du faible nombre d'offres de marché indexées sur prix de gros de court terme type marché spot ou mensuel chez les clients résidentiels. Au 31 décembre 2022, dans les portefeuilles des quatre plus grands fournisseurs de clients résidentiels, environ 40 % des offres de marché étaient des offres à prix fixe et 60 % des contrats indexés

TRVE ou assimilés indexés TRVE eu égard de leurs modalités d'évolution.

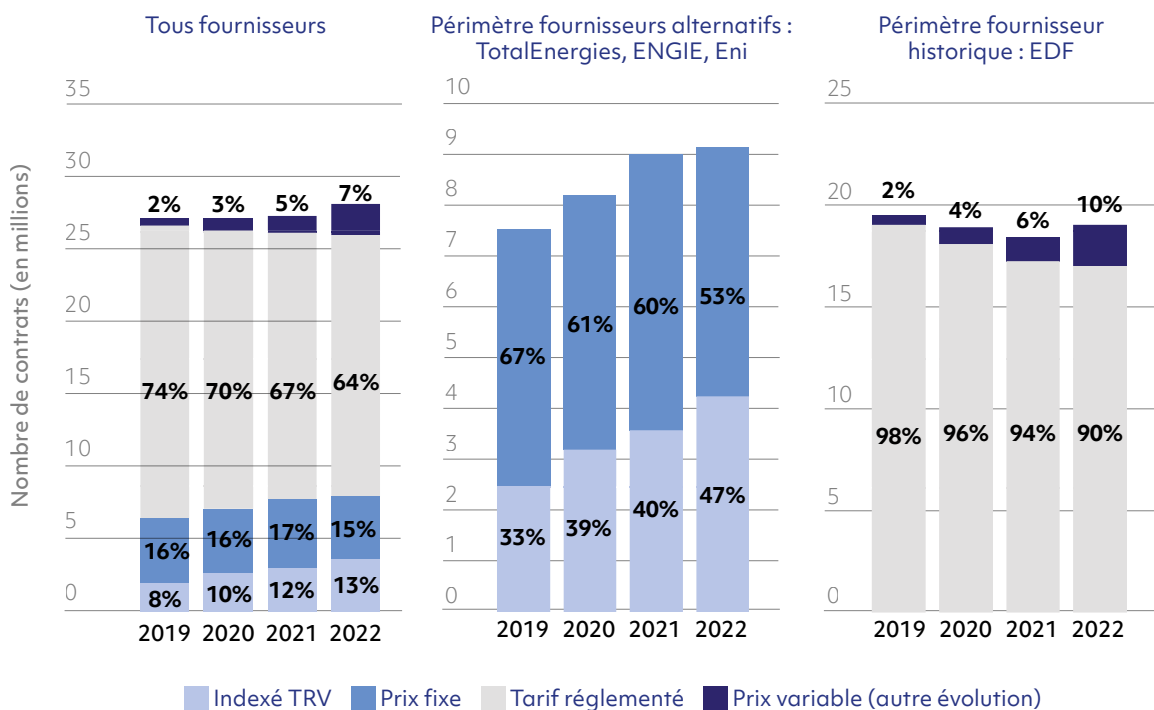
Les contrats pluriannuels à prix fixe en vigueur en 2022 ont permis de protéger un très grand nombre de consommateurs résidentiels. Dans la très grande majorité des cas, les fournisseurs ont respecté leur engagement et les consommateurs concernés ont pu traverser la période de crise ou une partie de cette période sans subir de

hausse de prix. En outre, ces contrats (4,9 millions de sites) n'ont généré aucun coût pour le budget de l'État au titre du bouclier tarifaire. Toutefois, une fois arrivé à échéance, ce type d'offres expose les consommateurs aux prix de gros élevés du moment. Malgré le bouclier tarifaire, cette perte de

compétitivité a eu pour conséquence une diminution de la part d'offre à prix fixe fin 2022 (-2 points par rapport à 2021) comme l'illustre le graphique ci-dessous. Cet effet a été de surcroît accentué par l'architecture du bouclier tarifaire présentée dans la partie 1.3.

Fig. 16 Évolution des typologies de contrats d'électricité sur le segment résidentiel à fin décembre

Répartition des types d'offres de marché



Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

Il ressort des données à disposition de la CRE par les principaux fournisseurs d'électricité aux consommateurs résidentiels une réduction de la part des offres à prix fixe. Cela s'explique en grande partie par la définition du bouclier tarifaire qui a conduit à une uniformisation des offres de marchés disponibles autour des offres indexées sur les TRVE.

À ce titre, la CRE considère que la fin du bouclier tarifaire devrait permettre de voir émerger à nouveau une diversité satisfaisante des offres proposées par les fournisseurs.

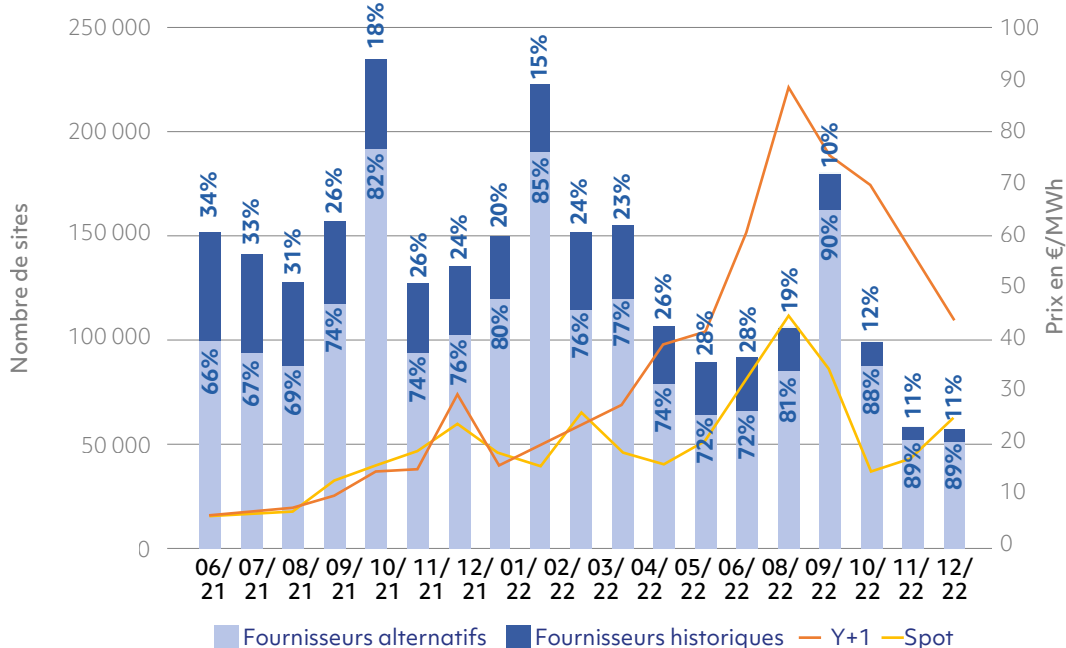
1.3.2.2. La hausse brutale des prix sur le marché de gros a eu des conséquences sur la dynamique concurrentielle du segment résidentiel en électricité

Les prix moyens pratiqués sur le marché de détail présentent une inertie importante et ne reflètent donc pas la volatilité des prix de gros. Toutefois, l'augmentation et la volatilité des prix de gros ont eu deux types d'effets sur le marché de détail :

- La crise des prix a complexifié et renchéri l'approvisionnement des fournisseurs, ce qui a entraîné des défaillances pour les acteurs fragiles ou insuffisamment couverts.
- Certains fournisseurs ont augmenté fortement le prix des contrats en vigueur, afin de refléter l'envolée des prix de gros et les risques qu'ils estimaient associés.

L'analyse des changements de fournisseurs d'électricité depuis juin 2021 montre qu'ils ont atteint des pics d'amplitude comparables sur trois périodes distinctes.

Fig. 17 Nombre de demandes de changement de fournisseur d'électricité de la part des clients résidentiels



Y+1 : prix du produit calendaire pour l'année suivante. Il correspond à la livraison d'un volume stable d'électricité (en ruban) sur l'ensemble de l'année. Spot : moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché, à savoir la moyenne des prix établis sur le marché par les bourses le jour J pour le lendemain.

Sources : GRD, EEX – Analyse : CRE

Deux pics de changements de fournisseurs correspondent pour octobre 2021 et février 2022 aux sorties ou défaillances de fournisseurs (Leclerc, Planète Oui). L'analyse des défaillances de fournisseurs et des sorties du marché se trouve en partie 2 de la présente section. Le pic de septembre 2022 est, lui, corrélé au pic de prix en juillet et août 2022 qui a conduit plusieurs fournisseurs potentiellement mal couverts sur les marchés à revoir à la hausse leurs grilles

de prix ; ce qui a diminué très fortement la compétitivité des offres à prix fixe, conduisant de nombreux consommateurs à ne pas renouveler leur contrat arrivant à échéance chez le même fournisseur. En dehors de ces 3 pics, la dynamique concurrentielle a ralenti progressivement pendant la période de bouclier tarifaire. Une première diminution est observée en mai 2022, puis une seconde à l'entrée de l'hiver.

1.3.3 L'impact des prix de gros sur le marché de la fourniture de gaz naturel aux résidentiels

1.3.3.1. La compétitivité des offres de marché à prix fixe s'est dégradée dans les mêmes proportions qu'en électricité

Comme pour l'électricité, la compétitivité des offres de gaz proposées à la souscription par la plupart des fournisseurs a été dégradée depuis novembre 2021, y compris une fois le bouclier tarifaire pris en compte. La CRE souligne que la Figure 18 n'illustre pas le prix moyen payé par les consommateurs sur la période (souvent protégés par des contrats à prix fixe ou indexés TRVG souscrits avant la crise). Par ailleurs, la CRE souligne que les moyennes affichées correspondent à l'ensemble des offres proposées, mais pas nécessairement les offres souscrites. Notamment, il convient de noter le positionnement compétitif de certains fournisseurs alternatifs qui ont maintenu des tarifs au niveau des TRVG sur l'ensemble de la période. Au cours du premier semestre 2022, 5 offres en moyenne étaient inférieures aux TRVG, pour 2 en moyenne au cours du second semestre (Figure 58). Entre novembre 2021 et décembre 2022, le prix moyen des TRVG a été de

106 €/MWh TTC pour un consommateur se chauffant au gaz naturel. Au cours de l'année 2022, les offres indexées sur les TRVG ont été en moyenne 2,5 % plus chères que les TRVG, alors que les offres à prix fixe ont été en moyenne 69,8 % plus chères que les TRVG.

Les modalités d'application du bouclier tarifaire gaz ont fortement contraint le fonctionnement du marché de détail.

En effet :

- seuls les fournisseurs d'offres de marché indexées sur les TRVG étaient éligibles à la compensation pour les volumes correspondants jusqu'au 1^{er} septembre 2022 ;

- les offres indexées sur les TRVG étaient éligibles au dispositif sous réserve d'un prix du kWh inférieur ou égal aux prix du TRVG gelé.

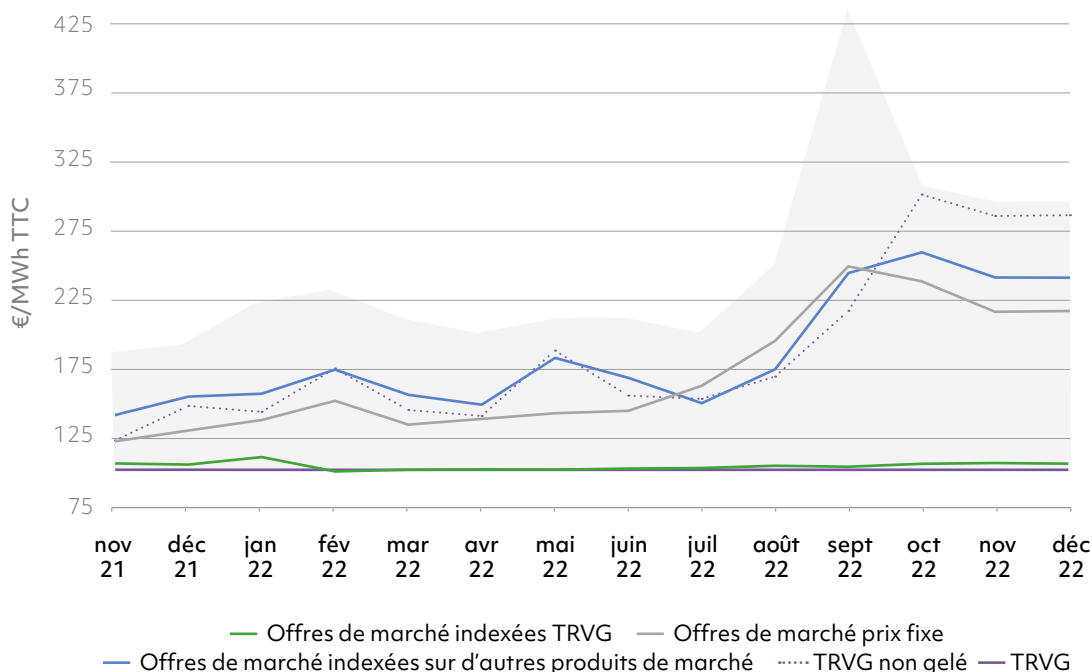
En conséquence, seules les offres de marché indexées sur les TRVG ont préservé leur compétitivité sur le marché de la fourniture de gaz naturel aux consommateurs résidentiels, les pertes de recettes dues à l'absence de répercussion des coûts d'approvisionnement aux consommateurs⁽¹⁸⁾ étant compensées intégralement par le bouclier tarifaire prévu par la loi de finances.

(18) Coûts indexés majoritairement sur les produits mensuels et trimestriels de la formule tarifaire d'ENGIE.

Malgré la diminution de la diversité des offres, ces mesures ont permis d'assurer la disponibilité d'offres de marché

abordables pour le consommateur tout au long de l'hiver, dans le contexte de disparition programmée des TRVG.

Fig. 18 Évolution du prix des offres de fourniture de gaz depuis le 1^{er} novembre 2021 en €/MWh TTC [offres affichées sur le site du MNE sans remise et avec intégration du bouclier pour un consommateur chauffage]



L'aire grisée représente les prix maximal et minimal proposés par le marché.

Source : MNE – Analyse : CRE

Comme pour l'électricité, la compétitivité des offres proposées à la souscription a été dégradée depuis novembre 2021, y compris une fois le bouclier tarifaire pris en compte. Il ressort en particulier une hausse importante des prix de nombreuses offres, notamment à compter de l'été 2022.

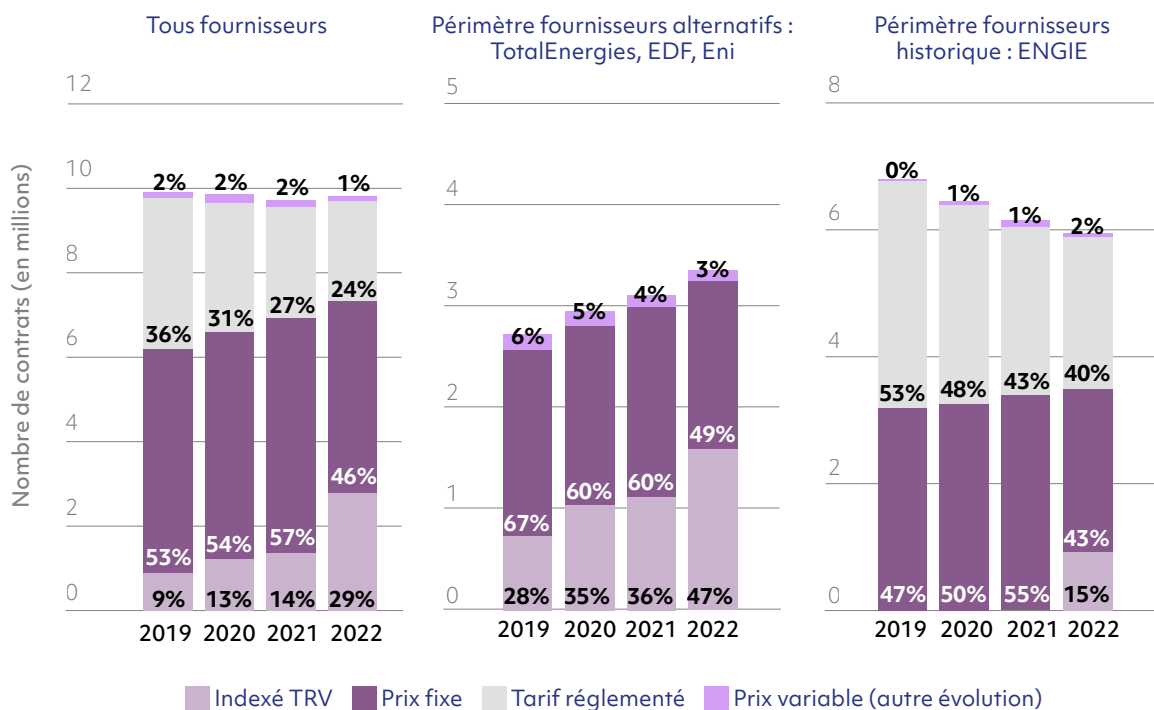
Comme l'illustre la Figure 19, fin 2021, 57 % des contrats en vigueur étaient des offres à prix fixe. La plupart de ces offres ont permis de protéger les consommateurs résidentiels contre la hausse des prix de gros, sans contribution budgétaire de l'État.

La forte augmentation des prix des nouvelles offres à prix fixe proposées à la souscription (renouvellement de contrats ou contrats proposés aux nouveaux clients) a rendu ces offres moins attractives que les offres indexées aux TRVG et a entraîné une réduction de la part des offres à prix fixe par rapport aux années précédentes.

Fin 2022, la part des offres à prix fixe a diminué à 46 %, alors que la proportion d'offres indexées sur les TRVG est passée dans le même temps de 14 % à 29 %.

Fig. 19 Évolution des typologies de contrats de gaz naturel sur le segment résidentiel à fin décembre

Répartition des types d'offres de marché



Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

La proportion importante d'offres à prix fixe sur des durées pouvant aller jusqu'à 4 ans a permis à un grand nombre de consommateurs résidentiels de gaz naturel d'être efficacement protégés par leurs contrats en vigueur. Néanmoins les données à disposition de la CRE sur les principaux fournisseurs de gaz font apparaître une réduction de la part des offres à prix fixe.

Cela s'explique en grande partie par la définition du bouclier tarifaire qui a conduit à une uniformisation des offres de marchés disponibles autour des offres indexées sur les TRVG. À ce titre, la CRE considère que la fin du bouclier tarifaire devrait permettre de voir émerger à nouveau une diversité satisfaisante des offres proposées par les fournisseurs.

1.3.3.2. La hausse brutale des prix sur les marchés de gros a eu des conséquences sur la dynamique concurrentielle du segment résidentiel en gaz naturel

Comme le montre la figure 20, le rythme de changements de fournisseurs en gaz naturel suit la même tendance qu'en électricité.

Les départs de clients ont été également corrélés à des hausses de prix de gros. Le pic d'octobre 2021 correspond à la première phase de hausse des prix de gros qui a précédé le gel des tarifs réglementés de vente de gaz. Le pic d'août 2022, correspond au pic observé sur les marchés de gros qui a conduit certains fournisseurs, potentiellement mal couverts, à augmenter le prix

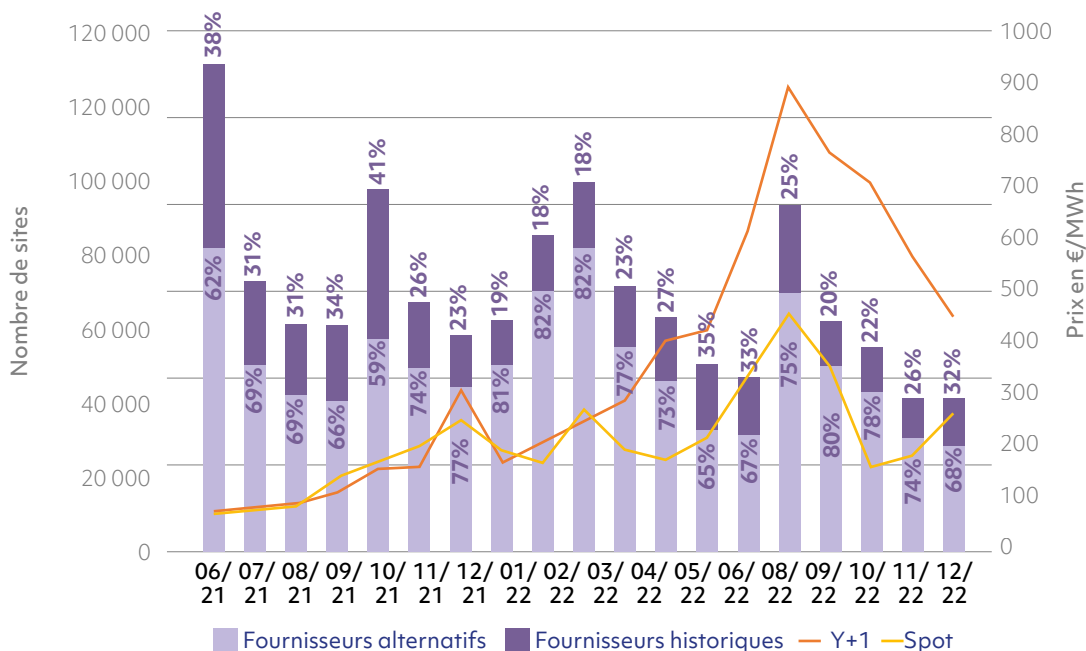
de leurs offres. Cela a incité les consommateurs à souscrire des offres indexées aux TRVG dont le niveau gelé est resté stable sur la période.

Par ailleurs, la défaillance du fournisseur Planète Oui a marqué la dynamique du marché de gaz en février et mars 2022..

Il convient enfin de souligner que les changements de fournisseur en électricité peuvent avoir des répercussions sur les changements de fournisseur de gaz et réciproquement, les consommateurs cherchant souvent à négocier les deux contrats au même moment.

Il résulte de ces observations que la dynamique concurrentielle du marché de la fourniture de gaz naturel suit les mêmes tendances que le marché de la fourniture d'électricité.

Fig. 20 Nombre de demandes de changement de fournisseur de gaz naturel de la part des clients résidentiels



Y+1 : prix du produit calendaire pour l'année suivante.

Il correspond à la livraison d'un volume stable d'électricité (en ruban) sur l'ensemble de l'année.

Spot : moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché, à savoir la moyenne des prix établis sur le marché par les bourses le jour J pour le lendemain.

Source : GRD – Analyse : CRE

2. Retour d'expérience opérationnel et préparation de l'hiver 2023-2024

2.1. Une baisse inédite du nombre de fournisseurs actifs sur le marché

La crise a entraîné une baisse significative du nombre de fournisseurs d'électricité et de gaz présents en France, soit du fait de la défaillance de certains fournisseurs, soit par des décisions volontaires de sortie du marché.

2.1.1 Les défaillances de fournisseurs

À son démarrage, la crise des prix sur le marché de gros a eu des conséquences directes sur la composition du marché de détail. Entre décembre 2021 et mars 2022, plusieurs fournisseurs se sont vu retirer leurs « autorisations de fourniture⁽¹⁹⁾ » du fait de défaillances d'ordres divers.

Il convient toutefois de souligner que, dans le contexte d'envolée des prix sur les marchés de gros à l'échelle européenne à partir de mi-2021, le nombre de défaillances de fournisseurs

s'est avéré relativement limité en France : 4 fournisseurs d'électricité et 1 fournisseur d'électricité et de gaz ont vu leurs autorisations retirées ou suspendues entre décembre 2021 et mars 2022, principalement pour cause de liquidation judiciaire. À titre de comparaison, une trentaine de fournisseurs ont fait défaut au Royaume-Uni en 2021 et 2022. Les tableaux ci-dessous résument les défaillances de fournisseurs identifiées depuis le début de la crise.

Tableau récapitulatif des défaillances de fournisseurs d'électricité

Nom du fournisseur	Segment de clientèle	Nombre de clients concernés	Retrait de l'autorisation de fourniture	Bascule en fourniture de secours ?
Hydroption	Non résidentiel	14 000	02/12/2021	Oui
Hydroption Collectivités			22/12/2021	Oui
Bulb	Résidentiel	20 000	02/03/2022	Oui
E-pango	Non résidentiel	7 000	18/03/2022	Oui
Oui Energy	Résidentiel	125 000	28/02/2022	Non, clients repris par Mint Énergie
	Non résidentiel	11 000		Partielle (certains clients ont été repris par BCM Energy)

Tableau récapitulatif des défaillances de fournisseurs de gaz naturel

Oui Energy	Résidentiel (99% des sites) et non résidentiel	19 000	31/03/2022	Non, clients repris par Mint Énergie
------------	--	--------	------------	--------------------------------------

(19) « Autorisation d'achat pour revente d'électricité », pour l'électricité, et « autorisation de fourniture », pour le gaz.

Cette résilience du marché français peut s'expliquer par plusieurs raisons, dont : le dispositif ARENH, limitant l'exposition des fournisseurs aux marchés de gros et aux appels de marge, la compensation des fournisseurs pour les pertes générées par les mesures de protection des consommateurs (cf. partie 1.3) mais également par l'adaptation du cadre réglementaire au fil de l'eau.

En électricité, les règles relatives à l'équilibrage (règles dites « MA-RE ») ont ainsi été adaptées pour renforcer les obligations des responsables d'équilibre en conséquence de la hausse des prix de l'électricité (rehaussement des garanties financières, raccourcissement des délais de mise en demeure, etc.). Le modèle de contrat d'accès aux réseaux publics de distribution (GRD-F) en électricité a également été modifié fin 2022 : désormais les GRD peuvent facturer aux fournisseurs le coût des écarts générés par les soutirages des clients dans les situations de perte de leur responsable d'équilibre. Le contrat GRD-F d'Enedis a été approuvé le 23 février 2023 par la CRE.

En électricité, des fournisseurs de secours transitoires, EDF et des ELD, ont été désignés pour « accueillir » les clients perdant leur fournisseur en cas de défaillance par deux arrêtés, respectivement en date du 3⁽²⁰⁾ et du 5⁽²¹⁾ novembre 2021. Environ 42 000 sites, soit environ 0,1% du marché, ont ainsi basculé chez EDF en fourniture de secours entre fin 2021 et le premier semestre 2022, dont 60 % de sites non résidentiels. Les clients résidentiels ont été passés aux TRVE alors que les clients professionnels se sont vu appliquer une offre de marché, avec une majoration spécifique compensant les coûts

supportés par le fournisseur de secours. La fourniture de secours transitoire a permis de restituer aux clients concernés le bénéfice de l'ARENH et de l'ARENH+ lorsque le fournisseur en recevait avant sa défaillance.

À ce jour, un très faible nombre de sites professionnels est encore en offre de secours. Le retour d'expérience de la fourniture de secours en électricité a montré la complexité de ces situations, notamment du fait de la qualité variable des données transmises par les fournisseurs défaillants aux fournisseurs de secours⁽²²⁾. Ce dispositif a malgré tout permis d'assurer la continuité de l'approvisionnement des clients avec succès.

Un cadre pérenne à la fourniture de secours se met progressivement en place :

- pour le gaz naturel, à la suite du lancement des appels à candidatures par la ministre de la Transition écologique, les fournisseurs de secours ont été désignés le 20 décembre 2022 pour 5 ans sur chacun des segments de consommateurs visés et sur l'ensemble des zones de desserte des GRD et GRT⁽²³⁾ ;
- pour l'électricité, la CRE a proposé aux pouvoirs publics un cahier des charges (délibération du 14 octobre 2021), dont la publication nécessite au préalable un arrêté précisant les conditions et modalités de transfert aux fournisseurs de secours des volumes d'ARENH initialement attribués au fournisseur défaillant. Cet arrêté doit faire l'objet d'une proposition de la CRE⁽²⁴⁾.

(20) Arrêté du 3 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité.

(21) Arrêté du 5 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité sur les zones de dessertes des entreprises locales de distribution.

(22) Dont les modalités ont été précisées par une délibération de la CRE en date du 21 juillet 2022 en ce qui concerne le gaz naturel.

(23) Arrêté du 20 décembre 2022 portant nomination de fournisseurs de secours en gaz naturel.

(24) Conformément à l'article 37 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.

2.1.2 Les sorties volontaires du marché

Parallèlement aux défaillances de fournisseurs, certains fournisseurs ont fait le choix de sortir du marché français sur au moins un segment, estimant que ce marché ne correspondait plus à leurs attentes en termes de rentabilité ou de risques. 2 fournisseurs d'électricité⁽²⁵⁾, 2 fournisseurs de gaz naturel⁽²⁶⁾ et 3 fournisseurs d'électricité et de gaz⁽²⁷⁾ ont ainsi annoncé arrêter leurs activités de fourniture en France entre mi-2021

et fin 2022. Ces sorties de marché sont plus ou moins rapides en fonction des fournisseurs, certains fournisseurs fixant une date-butoir de sortie du marché quand d'autres réduisent leur exposition au rythme des fins de contrats de leurs clients en portefeuille. Dans plusieurs cas, les portefeuilles de clientèle ont été cédés, pour tout ou partie, à un autre fournisseur.

Tableau récapitulatif des sorties volontaires du marché de la fourniture d'électricité

Nom du fournisseur	Segment de clientèle	Nombre de clients au 30 juin 2021
Leclerc	Résidentiels	139 000
Barry	Résidentiels	2 000
Antargaz	Non résidentiels	10 000
Greenyellow (Groupe Casino)	Résidentiels	166 000
Iberdrola	Résidentiels	197 000

Tableau récapitulatif des sorties volontaires du marché de la fourniture de gaz

Antargaz	Non résidentiels dont copropriétés	24 000
E-Pango	Non résidentiels	500
Naturgy	Non résidentiels	2 500
Greenyellow (Groupe Casino)	Résidentiels	39 000
Iberdrola	Résidentiels	107 000

Les procédures de marché construites en concertation sous l'égide de la CRE ont évolué pour tenir compte des sorties de marché des fournisseurs et améliorer l'information des GRD et des clients dans ces situations (mise en place d'un délai de prévenance de 6 mois, notamment). Alors qu'il est naturel, pour un acteur économique, de pouvoir sortir d'un marché ou un segment de marché sur lequel il est actif, la CRE a été

particulièrement attentive aux traitements des clients concernés par les sorties évoquées plus haut. La CRE souligne que toute sortie planifiée ne peut se faire que dans le respect des contrats en cours et doit prévoir un accompagnement renforcé des consommateurs, en particulier des clients résidentiels, qui subissent cette décision de l'entreprise.

(25) Leclerc et Barry.

(26) E-Pango et Naturgy.

(27) Antargaz, Greenyellow et Iberdrola pour le segment résidentiel.

2.1.3 Bilan et perspectives d'amélioration du système

Même si les défaillances ont été relativement limitées, il apparaît qu'un certain nombre de fournisseurs n'avaient pas couvert, ou insuffisamment couvert, soit par leur approvisionnement, soit par des garanties financières, les engagements qu'ils avaient pris vis-à-vis de leurs clients. Cette situation a concerné aussi bien des clients résidentiels que professionnels.

La CRE considère inacceptable que des fournisseurs s'engagent dans des contrats, notamment à prix fixe, sans agir de façon prudente en contrepartie en se couvrant sur les marchés de gros. Afin d'éviter que ces situations se répètent à l'avenir, la CRE estime qu'une révision en profondeur du cadre d'attribution et de maintien des autorisations de fourniture est nécessaire. Cette révision devra porter sur les conditions d'attribution et de maintien des autorisations (régulation prudentielle, exigences financières, redéfinition des conditions de suspension ou de retrait des autorisations, etc.) et son instruction pourrait être confiée à la CRE.

2.2. Suivi de crise de la CRE et accompagnement du marché sur la fin de l'année 2022

Alors que les prix de gros étaient très élevés depuis le début de l'année, l'envolée des cours du gaz et de l'électricité pendant l'été 2022 a conduit la CRE à mettre en place, en septembre 2022, une organisation *ad hoc* dédiée au suivi du marché de détail pendant la crise.

Cette cellule de crise a mené un suivi rapproché des fournisseurs pour anticiper d'éventuelles défaillances, aux conséquences potentiellement importantes pour les consommateurs et sur le système énergétique (risques d'impayés auprès des gestionnaires de réseaux et/ou des responsables d'équilibre, impayés ARENH, etc.). Cela s'est notamment traduit par le suivi d'indicateurs hebdomadaires, s'appuyant en particulier sur les données transmises par les gestionnaires de réseaux, pour détecter les signes avant-coureurs de défaillance : niveaux des encours d'équilibrage, évolutions hebdomadaires des portefeuilles-clients, etc.

Cette cellule a également servi de point de contact et de centre de coordination avec les différents acteurs du marché de détail : fournisseurs d'électricité et de gaz, gestionnaires de réseaux, représentants des consommateurs, ministères, etc. Des réunions hebdomadaires ont eu lieu entre septembre 2022 et janvier 2023 avec les gestionnaires des réseaux de distribution, qui disposent d'informations précises sur l'état du marché.

Les échanges ont également été nourris avec les services du ministère de l'Économie impliqués dans l'accompagnement des consommateurs professionnels : médiateur des entreprises, « négociateur énergie » désigné pour faire le lien avec les Commissaires aux Restructurations et Préventions des difficultés des entreprises (CRP) sur les problématiques énergétiques ou encore la Direction générale des entreprises. En particulier, au cours du second semestre 2022, la question de l'accompagnement des consommateurs professionnels non éligibles aux boucliers tarifaires, et dont un nombre significatif avait des contrats arrivant à échéance au moment où les prix étaient les plus élevés, a fait l'objet d'une attention toute particulière (cf. partie 2.3).

À l'approche de l'hiver 2023-2024, cette cellule reste en veille et pourra être réactivée si le marché se retrouvait de nouveau dans une situation difficile.

2.3. Surveillance et accompagnement renforcé de la CRE à destination des consommateurs professionnels

2.3.1 La CRE a constaté le besoin chez les consommateurs professionnels d'une visibilité accrue sur le fonctionnement des marchés de l'énergie

En lien avec les pouvoirs publics, la CRE s'est fortement mobilisée sur l'accompagnement des consommateurs professionnels dont les contrats arrivaient à échéance au cours du second semestre 2022 – notamment le 31 décembre, qui constitue une date d'anniversaire fréquente pour les clients professionnels ayant une consommation d'énergie importante (i.e. supérieure à 1 GWh/an). Les conditions de marché particulièrement défavorables, la forte réduction du nombre d'offres proposées par les fournisseurs ainsi que l'incertitude sur les aides sur la facture (cf. ci-dessus), ont créé des difficultés pour les acheteurs professionnels, qu'ils soient publics ou privés.

Dans ce contexte, la signature d'une charte par la grande majorité des fournisseurs et fédérations représentatives, sous l'égide des ministères de l'Economie et de la Transition énergétique, le 5 octobre 2022, par laquelle les fournisseurs s'engageaient notamment à proposer des offres à tous les clients en faisant la demande, a été une réponse utile à la problématique du manque d'offres sur le marché. Cette charte, qui est en vigueur jusqu'au mois d'avril 2024, a permis aux clients de disposer *a minima* d'une offre de leurs fournisseurs précédents. Elle devait initialement être complétée par un « fonds de garantie » introduit par la loi de finances pour 2023 dont l'objet était d'apporter aux fournisseurs

de gaz et d'électricité une garantie de l'État (via la Caisse centrale de réassurance) face aux risques d'impayés des consommateurs, mécaniquement accrus par la hausse des prix. Cette garantie publique n'a néanmoins pas été opérante en 2023, faute de signatures de conventions entre la Caisse centrale de réassurance et les banques et assurances.

La très forte hausse des prix a conduit certains acheteurs à repousser la souscription d'un contrat d'énergie pour 2023. Ce phénomène a également été alimenté par les incertitudes sur les paramètres (prix et volumes) de l'ARENH pour 2023, ainsi que par la définition tardive et la complexité des différents dispositifs d'aides sur la facture. Les fournisseurs ont ainsi constaté, au cours du dernier trimestre 2022, un retard dans les renouvellements et les souscriptions de contrats pour 2023 par les consommateurs professionnels.

Ce retard dans les souscriptions de contrats a, en particulier, concerné les acteurs publics, notamment les organismes HLM et les collectivités territoriales. Cela peut s'expliquer en partie par le fait que la hausse des prix a fait passer un certain nombre de marchés publics au-delà du seuil de 40 k€ en-deçà duquel les acheteurs publics peuvent passer par une procédure de gré-à-gré, plus simple et rapide qu'un appel d'offres. Le nombre d'acteurs publics sans contrat pour 2023 a très fortement diminué dans les derniers jours de décembre 2022, en particulier sous l'effet du retour aux TRVE de petites communes éligibles qui passaient jusqu'alors par leurs syndicats d'énergie ou des groupements pour leurs achats.

Pour donner de la visibilité aux entreprises (PME/PMI) et aux collectivités, et les aider à évaluer la pertinence des offres des fournisseurs, la CRE a publié un indice de prix de référence de l'électricité, à partir d'octobre 2022. Les retours sur cette initiative ont été positifs, aussi bien du côté des consommateurs que des fournisseurs.

In fine, grâce en particulier aux différents dispositifs d'aides sur la facture mis en place par le Gouvernement pour amortir le choc de prix (boucliers tarifaires, amortisseur et sur-amortisseur électricité, guichet d'aides, filet de sécurité pour les collectivités territoriales) et à la « charte fournisseurs », le nombre de clients sans fournisseur au 1^{er} janvier 2023, en gaz comme en électricité, aura été relativement limité (cf. partie 2.3.2).

Lors de ses échanges avec les représentants des consommateurs (collectivités, organismes HLM, entreprises fortement consommatrices d'énergie...) et des fournisseurs, la CRE a constaté un fort besoin d'accompagnement des consommateurs professionnels, sur un marché particulièrement complexe, *a fortiori* en période de crise.

Ce retour d'expérience a conduit à l'élaboration d'un guide de bonnes pratiques publié par la CRE le 14 septembre 2023⁽²⁸⁾ afin d'accompagner les consommateurs professionnels pour 2024 et au-delà.

Parmi les principales recommandations, la CRE appelle les consommateurs à anticiper au maximum le renouvellement de leurs contrats de fourniture afin de limiter les risques de signatures de contrats dans l'urgence dans des conditions très défavorables.

2.3.2 La gestion des clients sans fournisseurs

Face au retard constaté au dernier trimestre 2022 dans les souscriptions de contrats pour 2023 par les consommateurs professionnels, il était à craindre qu'un certain nombre d'entre eux n'ait pas conclu de contrat avec un fournisseur au 1^{er} janvier 2023. L'absence de contrat de fourniture expose les clients à la suspension de leur alimentation par les gestionnaires de réseaux, même si, à titre exceptionnel, les gestionnaires de réseaux peuvent facturer directement les clients sans fournisseur, selon des modalités définies par la CRE⁽²⁹⁾.

Un suivi spécifique de la dynamique de renouvellement des contrats a donc été mis en place par la CRE en fin d'année 2022 avec chaque gestionnaire de réseaux. Autour du 10 décembre 2022, plus de 20 000 consommateurs professionnels (soit plus de 40 000 sites) n'avaient toujours pas souscrit de contrat pour 2023, en gaz et électricité confondus. La dynamique de souscription a été soutenue au cours des 3 dernières semaines de décembre, permettant une forte résorption du nombre de clients potentiellement sans fournisseur. Cette résorption a également été favorisée par le fait que certains fournisseurs proposaient à leurs clients des modalités temporaires de facturation après l'échéance même de leurs contrats, évitant de les exposer au risque de coupure.

(28) Commission de régulation de l'énergie, 14 septembre 2023, Guide de bonnes pratiques à l'intention des consommateurs professionnels pour leurs achats d'électricité et de gaz.

(29) Délibération n°2021-341 du 18 novembre 2021 portant décision sur les modalités de calcul de la compensation due par les consommateurs aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité au titre des consommations sans fournisseur.

Concernant les clients raccordés à GRDF, 2 000 sites (sur un total de 650 000 sites non résidentiels, soit 0,3 %) n'avaient toujours pas conclu de contrat pour 2023 le 30 décembre 2022. Ces sites ont souscrit un nouveau contrat dans les premiers jours de janvier, et tous avaient retrouvé un contrat à la fin du mois, à l'exception de quelques sites dont GRDF a dû suspendre l'alimentation, comme c'est le cas chaque année.

Enedis, pour sa part, recensait, au 30 décembre 2022, environ 6 500 sites potentiellement sans fournisseur dès le 1^{er} janvier 2023 (sur un total de 5 millions de sites professionnels, soit 0,014 %). L'année précédente, cette proportion était environ 10 fois moindre. Les coupures d'alimentation ont été exceptionnellement suspendues par Enedis pour les clients professionnels sans fournisseur au début de l'année 2023. Fin mars 2023, environ 1 200 sites étaient toujours alimentés et facturés par Enedis au titre d'une « consommation sans fournisseur ».

Les cas de clients sans fournisseur situés en zone de desserte des ELD ou directement raccordés aux réseaux de transport d'électricité et de gaz ont été très limités.

À l'aune des premiers mois de l'année 2023, il ressort que l'approvisionnement et la facturation des clients sans fournisseur par les gestionnaires de réseau doivent rester une exception. En effet, la facturation de l'énergie acheminée ne relève pas des missions des gestionnaires de réseaux, mais de celles des fournisseurs d'énergie.

La suspension de l'alimentation des consommateurs qui n'ont pas souscrit de contrat d'énergie doit donc rester la règle générale, sachant que la suspension totale de l'alimentation n'est jamais instantanée (réduction de puissance préalable pour les clients électricité type C5, prise de rendez-vous et déplacement d'un technicien pour les autres consommateurs d'électricité et de gaz), ce qui leur laisse le temps de reprendre un contrat.

3. Amélioration du fonctionnement du marché de détail

3.1. Les compétences de contrôle du mécanisme ARENH par la CRE ont été élargies

Dans le contexte de crise des prix de gros de l'électricité depuis le second semestre 2021, l'ARENH a fortement contribué à amortir le choc des prix pour les consommateurs. Il constitue en effet une part significative de l'approvisionnement en électricité des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, au prix de 42 €/MWh, particulièrement compétitif en comparaison des prix sur les marchés de gros depuis 2021.

Depuis 2019, les demandes d'ARENH des fournisseurs dépassent le plafond légal en vigueur, ce qui conduit à réduire la proportion d'ARENH dans l'approvisionnement du marché français, et à exposer l'ensemble des consommateurs à une part plus importante d'électricité achetée sur les marchés de gros. À titre d'illustration, alors que la proportion normale d'ARENH dans les TRVE est de 67%, cette part a été réduite à 41,8 % pour l'année 2022, puis remontée à 50,1 % grâce à l'ARENH+.

Compte tenu de cette conjoncture des prix et de l'impact de l'écèlement sur les prix payés par les consommateurs, le contrôle des demandes d'ARENH et le suivi des comportements des acteurs sont maintenant cruciaux. Cette partie a pour objet de présenter les renforcements du cadre des contrôles ARENH et les actions que la CRE a menées pour s'assurer du bon fonctionnement du dispositif.

La CRE considère qu'en 2020, 2021 et 2022, la demande globale d'ARENH est cohérente avec l'activité des fournisseurs.

En particulier pour 2022, la CRE a publié, le 29 juin 2023 sa délibération portant décision sur le calcul du complément de prix ARENH sur l'année 2022⁽³⁰⁾. À l'échelle de l'ensemble des fournisseurs ayant demandé de l'ARENH pour l'année 2022, l'écart entre la demande d'ARENH déclarée au moment du guichet et les droits ARENH réalisés a été de 9 TWh, soit 5,6 %. Cet écart s'explique essentiellement par un contexte de marché fortement perturbé dû à des facteurs postérieurs au guichet de novembre 2021 (corrosion sous contrainte sur des réacteurs nucléaires d'EDF annoncée le 15 décembre 2021, invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022), ayant réduit à la fois la part de marché de fournisseurs alternatifs et la consommation d'électricité.

Enfin, les comportements d'optimisation sur l'année de livraison, qui consistent à piloter la composition du portefeuille de clients dans le but de maximiser les droits ARENH sont qualifiés, dans le présent rapport, d'« *arbitrages saisonniers ARENH* ». Si quelques cas isolés ont été identifiés, fondant des soupçons « *d'abus d'ARENH* », et entraînant l'ouverture de trois enquêtes de la CRE vis-à-vis des fournisseurs suspectés, cette pratique reste minoritaire au regard des volumes en jeu.

(30) Délibération de la CRE du 29 juin 2023 portant décision sur le calcul du complément de prix ARENH sur l'année 2022.

3.1.1 Les pouvoirs de la CRE sur l'ARENH ont été renforcés en 2022

3.1.1.1. Contrôle des demandes d'ARENH lors du guichet d'attribution

Le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022 modifiant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique a donné à la CRE la possibilité de réduire, au moment du guichet ARENH, les demandes des fournisseurs dont les hypothèses de développement paraîtraient manifestement surestimées. Cette modification vise à se prémunir des demandes d'ARENH excessives qui augmentent le niveau d'écêtement, contribuant in fine au renchérissement du prix payé par les consommateurs.

Par une délibération du 10 novembre 2022⁽³¹⁾, la CRE a précisé les critères de retraitement des demandes d'ARENH. La CRE a notamment défini des seuils d'alerte par segment de consommateurs et pour les fournisseurs effectuant une première demande d'ARENH. Les fournisseurs dont la demande approchait ou dépassait au moins l'un des seuils d'alerte ont été invités à justifier la cohérence de leur demande d'ARENH.

À l'issue d'une analyse réalisée sur la base de ces critères et des explications des fournisseurs, la CRE a conclu que la demande de 14 fournisseurs pour l'année de livraison 2023 présentait un risque de surestimation manifeste. Ainsi, la CRE a corrigé les demandes d'ARENH correspondantes à hauteur de 0,56 TWh au total, ramenant alors le niveau global de la demande d'ARENH de 148,87 TWh à 148,30 TWh et le taux d'attribution de 67,17 % à 67,43 %.

3.1.1.2. Interruption des livraisons d'ARENH en cours d'année en cas d'écarts manifestes avec les hypothèses présentées dans le cadre du guichet ARENH

Introduits par la loi de finances pour 2023, trois nouveaux alinéas de l'article L. 336-9 du code de l'énergie donnent la possibilité à la CRE d'interrompre des livraisons d'ARENH aux fournisseurs d'électricité en cours d'année. Ces interruptions interviennent « lorsqu'un fournisseur connaît des difficultés de nature à compromettre la poursuite de son activité ou lorsque les volumes d'électricité effectivement fournis par ce fournisseur sont manifestement inférieurs aux hypothèses de consommation communiquées dans sa demande (...), sans que cette circonstance soit justifiée par des motifs extérieurs au comportement de ce fournisseur. »

Cette faculté est exercée par la Présidente de la CRE, qui peut « à tout moment, saisir en urgence le comité de règlement des différends et des sanctions [CoRDiS] d'une demande tendant à ce que soit ordonnée l'interruption de tout ou partie de la livraison des volumes d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à ce fournisseur, pour une durée qui ne peut excéder celle de la période de livraison en cours ».

(31) Délibération de la CRE du 10 novembre 2022 portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant communication sur les critères d'évaluation des demandes d'ARENH.

Les interruptions d'ARENH visent à rétablir une cohérence entre les livraisons d'ARENH au fournisseur, qui dépendent de sa demande lors du guichet, et le niveau des consommations constatées au périmètre de son portefeuille de clients. Elles peuvent donc être totales ou partielles et concerner tout ou partie de la période de livraison. Pour ce faire, la CRE effectue un suivi mensuel des volumes d'électricité effectivement fournis par chaque fournisseur à son portefeuille de clients.

Fin mai 2023, la Présidente de la CRE a demandé au CoRDIS de prononcer l'interruption des livraisons pour

trois fournisseurs présentant des écarts manifestes entre les volumes d'électricité effectivement fournis à leurs portefeuilles de clients et les hypothèses de consommation figurant dans leur demande d'ARENH. Les premières interruptions de livraison ont été prononcées par le CoRDIS à la fin du mois de juin 2023. Deux autres interruptions ont été prononcées fin août 2023. Au total, les cinq demandes d'interruptions ont concerné quatre fournisseurs d'électricité. Par ailleurs, la Présidente de la CRE a de nouveau saisi le CoRDIS au cours du mois d'octobre.

3.1.2 Ouverture d'enquêtes de la CRE sur le fondement de présomption d'abus d'ARENH

3.1.2.1. Description d'un comportement d'arbitrage saisonnier

Les droits ARENH d'un fournisseur dépendent, par construction, du profil de consommation de ses clients sur la période de référence étant constituée des heures dites « creuses »⁽³²⁾ d'avril à juin et de septembre à octobre et de toutes les heures des mois de juillet et août. L'existence d'une modulation hiver/été de la consommation d'un client est permise par le dispositif ARENH et permet aux consommateurs qui le peuvent d'optimiser leur facture. La délibération du 12 mai 2011 de la CRE souligne que « lier l'allocation d'ARENH à la consommation aux postes les moins chargés des tarifs réglementés de vente permet de perpétuer cette vision tarifaire historique, en faisant payer l'électricité moins chère aux consommateurs qui consomment dans les périodes les moins coûteuses au sens de l'édifice tarifaire, limitant ainsi les tensions sur le système électrique français ».

Toutefois, la modulation de la consommation à l'échelle d'un portefeuille en modifiant sa constitution en nombre de sites entre l'été et l'hiver – par exemple en retardant l'acquisition de clients au premier trimestre de l'année ou en augmentant fortement les prix afin d'inciter les clients en portefeuille à souscrire un contrat chez un autre fournisseur en « hiver » – peut également permettre d'optimiser les volumes d'ARENH d'un fournisseur, sans répondre *in fine* au déplacement des consommations sur les périodes de faible tension.

Un fournisseur qui modulerait le nombre de sites conduisant à optimiser les livraisons d'ARENH n'agirait pas en cohérence avec la finalité du dispositif ARENH, au sens où les volumes d'ARENH attribués au titre de la consommation des clients sont décorrélés du profil de consommation des clients, et *in fine* ne sont pas utilisés par le fournisseur pour fournir tout au long de l'année ses clients.

(32) Les heures creuses d'avril à juin et de septembre à octobre sont définies comme les heures comprises entre 1 heure et 7 heures et toutes les heures des samedis, dimanches et jours fériés nationaux.

Une telle stratégie saisonnière est rendue possible en raison du fait que les consommateurs résidentiels peuvent changer sans frais et à tout moment de fournisseur et ont l'assurance de pouvoir bénéficier à tout moment des TRVE. Cette structure de marché offre au « fournisseur intermittent » les latitudes pour moduler son portefeuille sans limite et sans s'exposer financièrement.

Ce type de comportement emporte des conséquences négatives sur le marché qui ne se limitent pas au seul prisme de l'ARENH.

De ce fait, un arbitrage entre le maintien de l'activité de fourniture et la revente d'électricité sur le marché de gros, qu'il s'agisse d'ARENH ou de couvertures sur les marchés de gros, est susceptible d'être opéré au détriment des consommateurs ainsi que des autres fournisseurs et, de ce fait, de porter atteinte au bon fonctionnement du marché de détail au détriment des consommateurs.

Pour cette raison, la CRE a ouvert 3 enquêtes visant à déterminer si les comportements qu'elle a identifiés sont susceptibles de constituer un manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie au sens de l'article L. 134-25 du code de l'énergie ou de nature à constituer un abus d'ARENH au sens de l'article L. 134-26. Deux de ces enquêtes ont donné lieu à une saisine du CoRDiS et pourront, le cas échéant, conduire à une potentielle sanction par ce dernier. La saisine du CoRDiS pour la 3^e enquête est imminente à la date de publication de ce rapport.

Si à l'avenir la CRE identifie à nouveau des acteurs ayant de tels comportements, elle lancera systématiquement de telles enquêtes en vue de saisir le CoRDiS.

3.2. Encadrement des conditions contractuelles des consommateurs

La CRE souhaite une amélioration du cadre actuel dans le but de faire disparaître les pratiques commerciales identifiées comme problématiques au cours de la crise.

Les augmentations tarifaires appliquées en cours de contrat par certains fournisseurs sont compatibles avec l'article L. 224-10 du code de la consommation, qui permet aux fournisseurs de modifier les conditions contractuelles, sous réserve d'en prévenir leurs clients au moins un mois avant, « de façon claire et compréhensive ». De nombreux litiges ont toutefois été rapportés au MNE mais également à la CRE concernant des hausses tarifaires qui n'auraient pas fait l'objet d'une information suffisamment claire de la part des fournisseurs. Des clients se sont donc vu appliquer de très fortes hausses tarifaires en cours de contrat, sans nécessairement en avoir pris la mesure.

Ce phénomène a également été observé lors du renouvellement tacite de certains contrats, avec un niveau d'information ne permettant pas toujours aux consommateurs de saisir l'ampleur de l'augmentation tarifaire à laquelle ils allaient devoir faire face.

Cela a été accentué par le fait que plusieurs fournisseurs ne modifiaient pas toujours le montant des prélèvements mensuels à hauteur des augmentations tarifaires (soit en cours de contrat, soit au moment de son renouvellement), donnant lieu à des factures de régularisation aussi tardives qu'élevées.

La CRE recommande, notamment, de préciser les exigences en matière d'information des consommateurs par les fournisseurs en cas de changement des conditions tarifaires pendant la vie du contrat (via une modification de l'article L. 224-10 du code de la consommation) ou lors de son renouvellement tacite. Cette information devrait notamment clairement préciser l'impact de la modification tarifaire sur la facture du consommateur.

Elle recommande également qu'un fournisseur ne puisse faire évoluer les caractéristiques principales de son offre, en particulier, les modalités de fixation et d'évolution du prix, pendant une durée d'un an à compter de la date de contractualisation. La CRE estime que compte tenu de la liberté offerte au fournisseur au moment de la contractualisation, tant au niveau des modalités d'évolution du prix que des conditions contractuelles, il n'est pas acceptable que ces caractéristiques puissent évoluer à court terme.

L'article L.224-10 devrait par conséquent être également modifié en fonction.

Au-delà de ces deux propositions, la CRE travaille actuellement à l'élaboration de propositions ayant pour objectif de renforcer le cadre qui s'applique aux contrats à destination des consommateurs résidentiels et petits professionnels avec pour objectif de s'assurer de leur parfaite information et du respect d'engagements de stabilité des contrats par les fournisseurs.

3.3. Renforcement du cadre de contrôle des fournisseurs et de leur résilience

Comme présentée plus haut, la CRE rappelle que malgré une hausse inédite des prix de l'électricité et du gaz naturel, les faillites de fournisseurs ont été extrêmement marginales, au regard du niveau de dégradation des conditions d'approvisionnement des acteurs : environ 0,4% des consommateurs ont été concernés par des cas de défaillances de fournisseur.

Cette situation s'explique tout d'abord par la mise en place de stratégies d'approvisionnement raisonnables de la part de la majorité des acteurs de marché, qui mettent pour la grande majorité en cohérence leurs engagements en amont (approvisionnement sur les marchés de gros) et en aval (engagements contractuels de prix avec les consommateurs), et limitent ainsi leur exposition financière à des chocs conjoncturels.

En second lieu, l'ARENH a joué un rôle central dans stabilité du marché de la fourniture. Il a permis de réduire le risque d'approvisionnement sur les marchés, en assurant une couverture substantielle des consommations des clients à prix régulé. Il a par ailleurs contenu la hausse des prix de fourniture, ce qui a par voie de conséquence limité les risques de contreparties qui peuvent déstabiliser l'équilibre financier des fournisseurs (hausse des impayés, défaillance/faillite des consommateurs).

S'il ressort des échanges que la CRE a pu avoir avec les principaux fournisseurs que des standards de gestion de risques satisfaisants sont largement appliqués, la crise des prix 2021-2022 a également mis en exergue des comportements risqués de certains fournisseurs, qui ont pu conduire :

- ▶ à des défaillances : générant des surcoûts pour la collectivité (encours de compléments de prix ARENH, encours des gestionnaires de réseaux...) et pour les clients concernés ;
- ▶ à des augmentations brutales de factures de consommateurs en cours de contrat (cf. ci-après).

Par conséquent, la CRE juge nécessaire d'instaurer un cadre de régulation prudentielle sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel, permettant d'assurer que les fournisseurs s'approvisionnent sur les marchés de gros en cohérence avec les engagements de prix qu'ils prennent auprès de leurs consommateurs. L'objectif de cette régulation ne devra toutefois pas être d'éviter coûte que coûte les faillites de fournisseur, car il n'est pas souhaitable de forcer le maintien d'opérateurs inefficaces sur le marché.

À ce stade préliminaire, la CRE considère que les réflexions à venir devront intégrer les points suivants :

- ▶ L'approvisionnement d'un fournisseur prudent doit s'approcher d'une approche « back-to-back » qui vise une cohérence entre approvisionnement sur les marchés de gros et engagements contractuels du fournisseur avec ses clients. La définition exacte d'une couverture en « back-to-back » devra faire l'objet d'une large concertation.
- ▶ Au-delà de la délivrance initiale de l'autorisation de fourniture, une analyse systématique et approfondie devra être menée chaque année, et devra être susceptible de conduire à un retrait ou une suspension de l'autorisation.
- ▶ La possibilité d'instaurer des paliers d'exigence dépendants de la taille du fournisseur dans la procédure de délivrance et renouvellement de l'autorisation de fourniture devra être analysée afin d'assurer que les fournisseurs pratiquent, à chaque étape de leur développement, des standards de qualité adéquats.
- ▶ Enfin, l'intérêt d'une séparation entre l'activité de fourniture d'énergie et celle de trading, caractérisée par des opérations d'achat pour revente d'énergie potentiellement spéculatives, devrait être analysée.

En complément du renforcement de l'encadrement des pratiques contractuelles des fournisseurs, la CRE travaille également à l'élaboration d'un cadre de régulation prudentielle des fournisseurs proportionné et efficace.

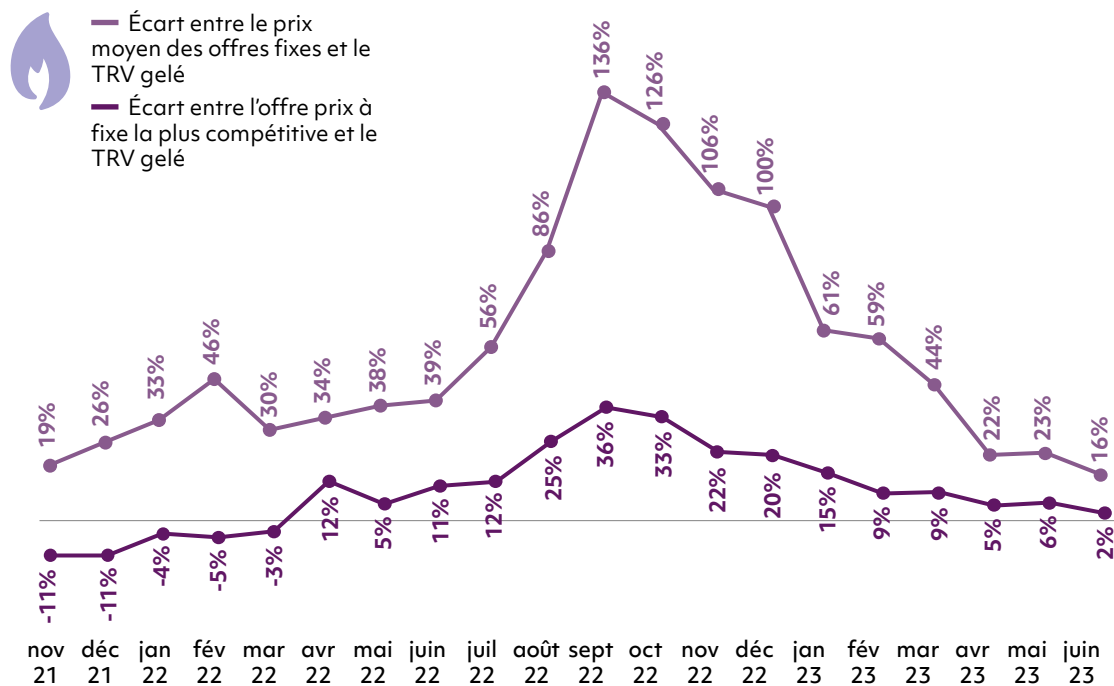
4. Tendances du marché de détail en sortie de crise

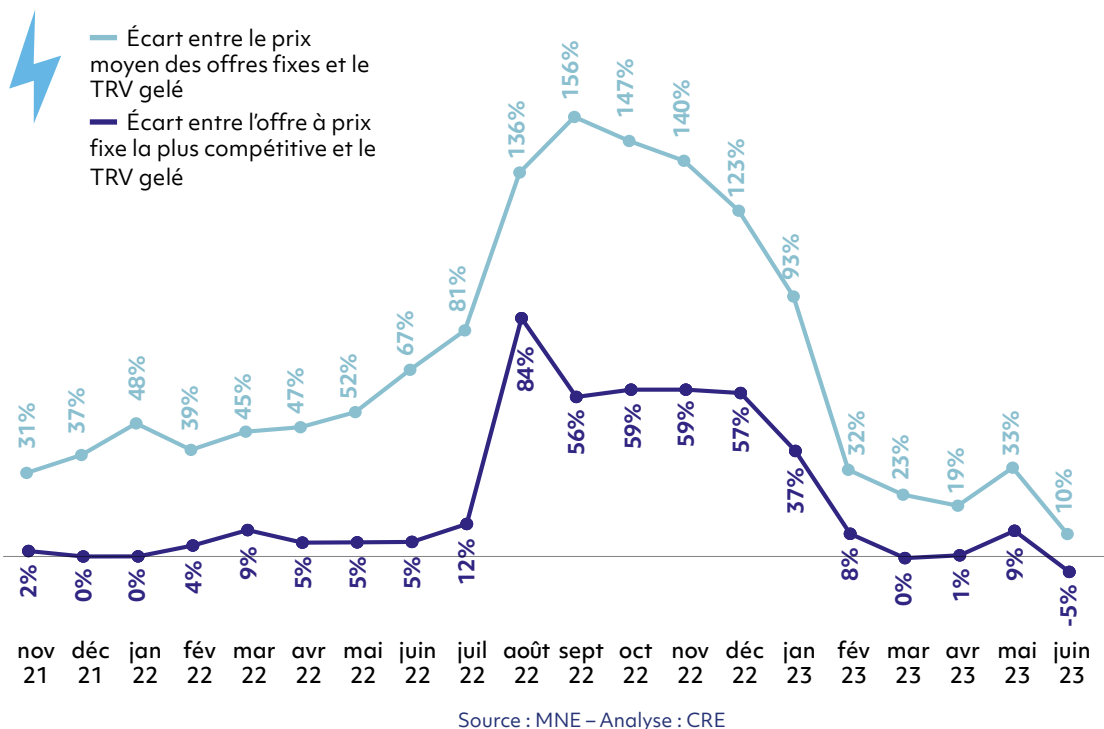
4.1. Les offres à prix fixe réapparaissent sur le marché

La baisse des prix de gros de l'électricité et du gaz connue au cours du premier semestre 2023, ouvre la voie au retour des offres à prix fixe, un moyen de protection durable des consommateurs contre la volatilité des prix de gros. Le développement de ces offres avant la crise, notamment en gaz naturel, a permis de limiter le « coût de la crise » pour les clients et pour les finances publiques. La dégradation de la compétitivité de ces offres a atteint un

maximum au cours du second semestre 2022. Après avoir atteint un pic en août 2022, la détente des prix du gaz et de l'électricité a permis la réémergence d'offres à prix fixe compétitives. En électricité, l'offre à prix fixe la plus compétitive est à fin juin 2023, 5% moins chère que le TRV gelé. En gaz naturel, l'offre à prix fixe la plus compétitive est à fin juin 2023, seulement 2% plus chère que le TRV gelé.

Fig. 21 Évolution de la compétitivité des offres à prix fixe par rapport aux TRV gelés





La CRE se félicite de la reprise du développement de telles offres sur le marché. Les offres à prix fixe contribuent à augmenter la diversité des offres disponibles pour les consommateurs et présentent l'avantage de donner une visibilité pluriannuelle sur leurs factures. Par exemple, des consommateurs ayant souscrit des offres à prix fixe sur 3 ou 4 ans en 2020-2021 ont pu être protégés de la crise des prix sans aucune aide publique.

La CRE souligne toutefois que, pour que le prix de ces offres diminue et qu'elles permettent, par ailleurs, de donner un maximum de visibilité aux fournisseurs, la question des conditions dans lesquelles des indemnités de résiliation pourraient être appliquées en cas de rupture anticipée d'un contrat devrait être posée.

4.2. La crise a démontré l'importance des offres d'électricité innovantes valorisant la flexibilité et la sobriété des consommateurs

La crise d'approvisionnement en gaz et la faible disponibilité du parc nucléaire ont entraîné une forte tension sur l'équilibre offre-demande en électricité, en particulier pendant les périodes de vague de froid dites « de pointe ».

Ces tensions, reflétées par la très forte hausse des prix de gros à terme pour les heures de pointe hivernales, ont accru les besoins de flexibilité du système électrique pendant la crise. À moyen et long terme, le développement des énergies renouvelables intermittentes, en France et en Europe, va également accroître les besoins de flexibilité du système électrique français.

Alors que la crise a démontré les capacités collectives de sobriété du système⁽³³⁾ (-9% par rapport à un hiver correspondant aux conditions normales de saison),

le développement de la flexibilité de l'ensemble des consommateurs est une clé face à l'évolution du système électrique.

Pourtant, à ce jour, les consommateurs résidentiels et les petits professionnels ne disposent pas d'un large choix de solutions leur permettant de participer activement au maintien de l'équilibre offre-demande par la valorisation leur flexibilité, c'est-à-dire leur capacité à déplacer une partie de leur consommation d'électricité en fonction des besoins du système électrique.

Ces nouveaux services reposeront en grande partie sur les gestionnaires de réseaux qui devront garantir un accès aux données fines de consommation aux consommateurs le désirant, à leurs fournisseurs ainsi qu'aux responsables d'équilibre.

4.2.1 Obligation des fournisseurs de plus de 200 000 consommateurs de proposer des offres valorisant la flexibilité à compter du 1^{er} juillet 2023

L'article L.332-7 du code de l'énergie prévoit l'obligation à tous les fournisseurs dont le portefeuille clients, les 200 000 sites, de proposer une offre à tarification dynamique. Dans sa délibération du 20 mai 2021⁽³⁴⁾, la CRE a défini la manière dont les offres à tarification dynamiques doivent refléter les variations de prix de marché : elles doivent être indexées pour au moins 50% sur un ou plusieurs indices de marchés de gros journalier ou infra-

journalier, et refléter les variations de prix *a minima* au pas horaire.

De telles offres, reflétant les fluctuations des prix de marché, présentent un fort intérêt pour les consommateurs disposant de leviers de flexibilité. *A contrario*, s'exposer à ces fluctuations pour des usages peu flexibles tels que le chauffage est moins adapté.

(33) RTE estime les effets de la crise énergétique (signal prix et efforts de sobriété) représentent environ les trois quarts de cette baisse.

(34) Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et dressant la liste des fournisseurs concernés par l'obligation prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie.

Dans le contexte de crise des prix de gros, la CRE a souhaité modifier et élargir dans sa délibération du 22 juillet 2022⁽³⁵⁾ les modalités de prise en compte des variations des prix de marché dans la construction des offres à tarification dynamique. Elle a par ailleurs repoussé l'échéance assignée aux fournisseurs obligés au 1^{er} juillet 2023.

Le constat dressé est qu'à court-moyen terme les offres indexées sur les prix horaires ne répondront pas efficacement aux besoins de flexibilité du système. C'est pourquoi, la CRE a souhaité élargir, pour une durée de trois ans, la définition des offres à tarification dynamique, aux offres incorporant des signaux tarifaires de flexibilité, plus simples et moins risquées pour les consommateurs, mais efficaces pour répondre aux besoins du système.

En particulier, les offres dites à « effacements indissociables de la fourniture » (EIF) semblent constituer des leviers utiles pour flexibiliser la demande. Elles correspondent à la définition présente à l'article R. 271-2 du code de l'énergie : « un effacement indissociable de la fourniture est obtenu dans le cadre d'une offre contractualisée entre un consommateur final d'électricité et son fournisseur d'électricité. Cette offre se caractérise par des périodes mobiles signalées avec un préavis défini au consommateur, au cours desquelles la part variable du prix de fourniture est significativement plus élevée que le reste de l'année et pour lesquelles une comptabilisation distincte des quantités d'électricité consommées est effectuée ». Les offres EIF apporteront une contribution efficace aux besoins du système électrique des hivers prochains :

- ▶ elles permettent d'activer des flexibilités chez les consommateurs sur la base d'un signal de court terme, adapté à la maîtrise de la pointe de consommation ;
- ▶ à l'inverse des offres indexées sur les prix spot, elles protègent les consommateurs des variations extrêmes des prix en fixant à l'avance, sur des périodes de plusieurs heures, le barème facturé.

Bien que moins « fines » dans les signaux qu'elles envoient aux consommateurs, ces offres sont susceptibles d'être souscrites rapidement et en grand nombre, constituant ainsi une réponse efficace au contexte actuel de tension. Dans la délibération du 27 juillet 2022, la CRE a élargi à titre transitoire le périmètre des offres compatibles avec l'obligation faite aux fournisseurs de plus de 200 000 sites de proposer des offres à tarification dynamique au 1^{er} juillet 2023. Ces offres doivent, en réponse à un signal de court terme, inciter financièrement les consommateurs à s'effacer ou déplacer leur consommation dans la journée.

Le signal court terme doit refléter les tensions du système électrique, c'est-à-dire s'appuyer sur un des signaux envoyés par RTE (signal Tempo, signaux de tensions tels qu'Ecowatt, PP1, PP2 ou tout signal que RTE jugerait utile ou équivalent), ou sur les prix de gros de court terme.

À ce jour, seuls EDF et ENGIE remplissent leur obligation fixée par l'article L. 332-7 du code de l'énergie. TotalEnergies et ENI ont toutefois communiqué aux services de la CRE leur intention de lancer une offre répondant à cette obligation d'ici l'hiver 2023-2024.

(35) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2022 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L. 332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021.

Tableau récapitulatif des offres de flexibilité qui entrent dans la définition de la tarification dynamique retenue par la CRE

Nom du fournisseur	Nom de l'offre	Description de l'offre
EDF	Zen Flex	Offre HP/HC qui comporte 20 jours de pointe « Sobriété » signalés la veille avec un tarif de l'électricité plus élevé que les 345 autres jours Eco. En plus des jours Sobriété, des jours Bonus peuvent être signalés sur les jours Eco, durant lesquels EDF reverse un gain aux consommateurs qui se sont effacés
ENGIE	Mon Bonus ENGIE	Les clients doivent atteindre un objectif de baisse de consommation sur des jours de pointe signalés deux jours à l'avance. ENGIE communique des éco-gestes à ses clients afin de les aider à atteindre l'objectif, et les rémunère en cas de succès

Enfin, il est à noter que la majorité des fournisseurs ont promu les efforts de sobriété au cours des derniers hivers et parfois proposé des offres rémunérant ces comportements. Par exemple, TotalEnergies propose depuis novembre 2022 un Bonus Conso qui permet à ses clients ayant réduit leur consommation de 5% par rapport à l'hiver précédent de bénéficier d'une prime allant de 30 € à 120 €. TotalEnergies déclare⁽³⁶⁾ que plus d'un million de consommateurs ont participé au challenge, et réalisé 380 GWh d'économies d'énergie, soit une baisse moyenne de 15% de la consommation par rapport à l'année précédente.

Alterna Energie⁽³⁷⁾ s'est engagé dans son plan Moins c'est mieux, à baisser les factures d'énergie de ses consommateurs si ces derniers parvenaient à une baisse de leur consommation d'au moins 10% entre septembre 2022 et mars 2023. Octopus Energy France a lancé pour sa part via son application des défis d'économie de consommation. La liste des actions entreprises par les fournisseurs évoqués dans ce paragraphe n'est pas exhaustive. La CRE invite l'ensemble des consommateurs à consulter les pages ou offres mises à disposition par leurs fournisseurs sur leurs actions en termes de sobriété ou de pilotage de la consommation.

4.2.2 Les autres mesures pour alléger la tension sur le système électrique en hiver

Les TRVE représentent plus de 60% du marché de masse et ils constituent une référence importante pour un grand nombre d'offres de marché. Il est donc important qu'ils puissent, dès aujourd'hui, contribuer à la mobilisation de tous les moyens de flexibilité permettant le passage des pointes hivernales et répondre avec la meilleure efficacité aux enjeux de sécurité d'approvisionnement des prochains hivers.

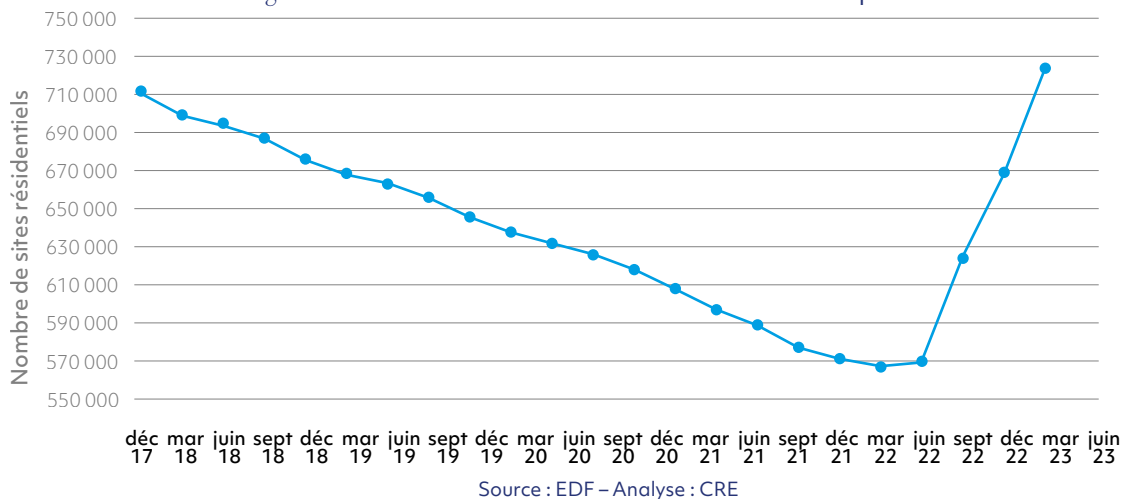
À ce titre, la CRE, dans sa proposition tarifaire de janvier 2023, a proposé une grille Tempo pour la puissance souscrite 6 kVA qui n'existait pas précédemment. Au 30 juin 2023, 727 000 consommateurs ont choisi l'offre Tempo⁽³⁸⁾.

(35) TotalEnergies récompense ses clients électricité pour leurs économies d'énergie durant l'hiver 2022 - 2023 | TotalEnergies.com.

(37) alterna-energie.fr/moins-cest-mieux

(38) Offre réglementée fixée par les pouvoirs publics. Elle comprend 22 jours rouges échelonnés du 1^{er} novembre au 31 mars hors weekend et jours fériés dont le prix du kWh en Heures Pleines est jusqu'à 3 fois plus élevé.

Fig. 22 Évolution du nombre de consommateurs Tempo d'EDF



Plus généralement, la structure des TRVE pourrait évoluer pour contribuer à une meilleure mobilisation de la flexibilité des consommateurs.

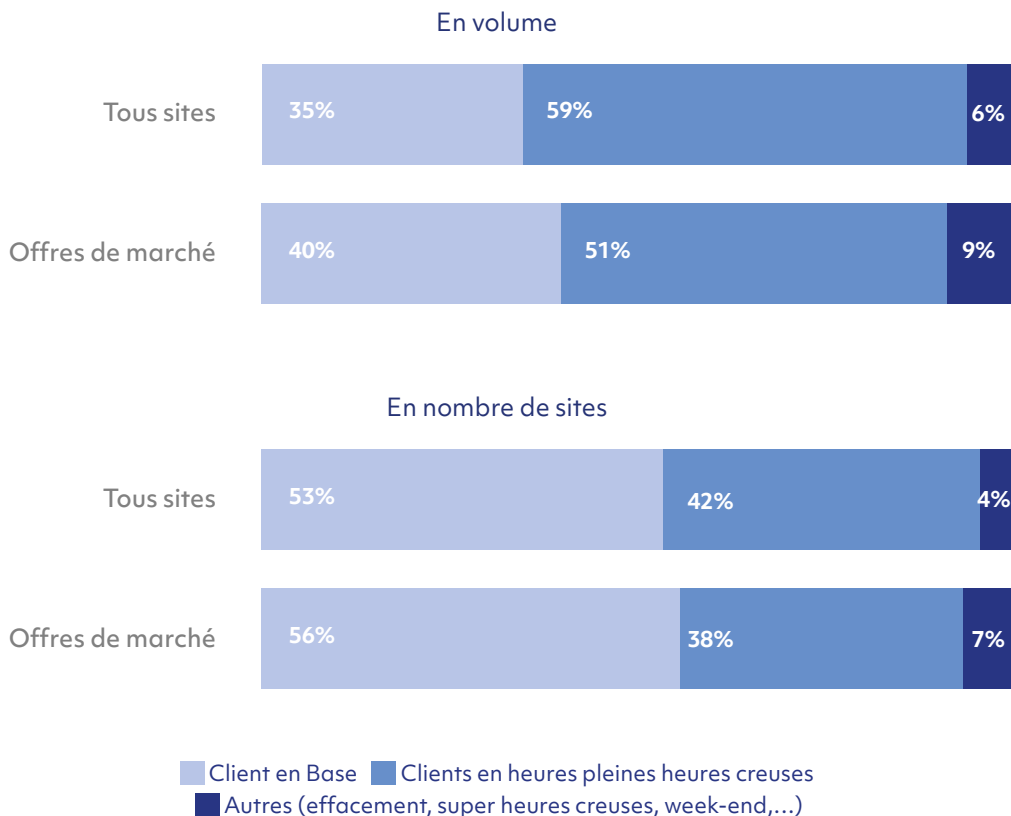
Notamment, la question du maintien d'une option « Base » dans les TRVE doit être posée, car cette option n'envoie au long de l'année aucun signal de flexibilité. Une telle évolution devra cependant être soigneusement préparée car plus de 10 millions de clients ont aujourd'hui une option Base.

L'option heures pleines/heures creuses (HP/HC) des TRVE, en revanche, constitue un outil simple mais efficace qui a montré tout son intérêt pendant la crise en déplaçant plusieurs GW de consommation liés aux ballons d'eau chaude vers les périodes moins chargées de la nuit.

Sur le segment résidentiel, et sur la base d'un panel de 9 fournisseurs⁽³⁹⁾, 38 % des consommateurs en offres de marché bénéficient d'une option heures pleines/heures creuses. Sur l'ensemble des consommateurs (en intégrant les TRVE), 42 % des sites bénéficient d'une option heures pleines/heures creuses, et 46 % des sites, au global, bénéficient d'une offre à plusieurs postes horo-saisonniers (offres effacement, week-ends inclus par exemple). L'ensemble de ces offres s'adressent aux consommateurs pouvant moduler une partie de leur consommation. Au total, 65 % des volumes consommés par les consommateurs résidentiels correspondent à des offres à différenciation horo-saisonniers (offres heures pleines/heures creuses, week-end, effacement, etc.).

(39) Alpiq, EDF, Ekwateur, ENGIE, ENI, ES Strasbourg, Octopus, TotalEnergies, Vattenfall.

Fig. 23 et 24 Part des sites résidentiels par catégorie « horo-saisonnière »



Sources : Alpiq, EDF, Ekwateur, ENGIE, ENI, ES Strasbourg, Octopus, TotalEnergies, Vattenfall – Analyse : CRE

Compte tenu de la crise, le déclenchement habituel en heures creuses méridionales (de 12h à 14h) de ballon d'eau chaude a été suspendu à compter 15 octobre 2022 pour une période de 6 mois permettant de réduire de façon considérable les appels de puissance en période de tension. Cette mesure a concerné 4,3 millions de consommateurs en France, et n'a eu qu'un impact limité sur leur confort et leur facture des clients. Grâce à cette mesure, Enedis a constaté un lissage des pointes de consommation d'électricité en milieu de journée permettant de les réduire de l'ordre de 2,4 GW.

Cette mesure efficace a vocation à être reconduite sur l'hiver 2023-2024. Plus généralement, la question du positionnement des heures pleines et des heures creuses dans la journée, mais également selon les mois considérés, se pose. En particulier, le système électrique français est de plus en plus fréquemment en situation de sur-production (en particulier photovoltaïque) aux heures méridiennes en périodes d'été (1^{er} avril – 31 octobre). Il pourrait donc être pertinent de généraliser l'inclusion de ces heures dans les heures creuses sur l'été à l'avenir.

4.3. Le développement des offres vertes n'a pas été perturbé par la crise des prix

Les enjeux environnementaux actuels conduisent une grande partie des consommateurs à s'interroger sur leurs modes de consommation. Les questions énergétiques figurent au centre de cette réflexion dans un contexte où la plupart des pays ont mis en place une démarche de transition énergétique.

Au niveau des consommateurs, cette appétence forte pour une consommation

d'énergie compatible avec les enjeux environnementaux s'exprime notamment au travers de la demande d'offres de fourniture d'énergies, électricité comme gaz, plus « vertes ».

Sur le marché résidentiel de l'électricité, le segment des offres vertes est un des principaux vecteurs du développement des offres de marché et donc de la concurrence.

4.3.1 Rappel du principe de fonctionnement des offres vertes et des garanties d'origine

Une fois injectés sur le réseau, il n'est pas possible de tracer physiquement un électron ou une molécule de gaz.

Ainsi, il est impossible, par essence, de tracer physiquement une énergie verte, du moyen de production jusqu'au consommateur.

Cette impossibilité physique n'empêche pas, néanmoins, de contrôler les flux financiers comme dans de nombreuses industries de service.

Mais ce contrôle doit s'appuyer sur un système complémentaire à la fourniture « physique » d'électricité.

C'est dans cet esprit qu'ont été créées, au niveau européen, les GO. Ces garanties sont des certificats permettant d'assurer la traçabilité commerciale ou contractuelle de l'énergie, c'est-à-dire d'associer une consommation à des technologies et des installations de production précises.

Un producteur injectant de l'électricité renouvelable sur le réseau peut obtenir un certificat GO attestant qu'un certain volume d'énergie verte a été injecté sur le réseau. Un consommateur souhaitant bénéficier d'énergie verte peut, en achetant, généralement par l'intermédiaire de son fournisseur, ce certificat GO apporter un revenu

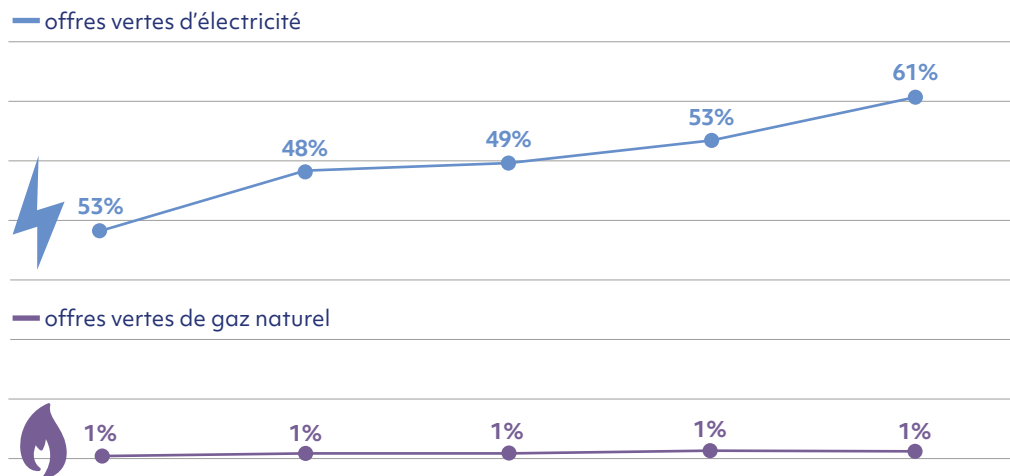
complémentaire au producteur en s'attribuant la production de son installation renouvelable.

Bien que décorrélié de la « circulation » physique de l'énergie, le système des GO doit théoriquement permettre au consommateur de contribuer au développement des installations de production renouvelable. Dans un marché parfait, si suffisamment de consommateurs souhaitent bénéficier d'énergie verte, une forte demande en GO apparaît, ce qui permet de contribuer significativement au développement des installations de production d'énergie renouvelable.

Les GO ont donc, par définition, pour rôle d'assurer la traçabilité de l'énergie verte ainsi que de faire ressortir la valeur que les consommateurs sont prêts à accorder à cette énergie. Sur le marché de détail, les offres d'électricité verte se sont davantage développées que les offres de gaz vert en raison de l'essor plus récent des installations de production de gaz vert.

À ce titre, contrairement au gaz naturel, les offres d'électricité verte s'appuient sur un marché de GO plus profond qui s'adosse notamment à une production hydroélectrique abondante en Europe.

Fig. 25 Évolution du nombre de sites en offres de marché vertes sur le secteur résidentiel



Sources : EDF, ENGIE, TotalEnergies – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2022, pour le gaz naturel 1% des consommateurs résidentiels en offre de marché, bénéficient d'une offre verte, soit une stagnation par rapport au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2022, 61% des consommateurs résidentiels en offre de marché bénéficient d'une offre verte d'électricité, soit une augmentation de près de 13 points par rapport à 2019. Sur l'ensemble du marché des résidentiels, y compris les clients aux TRVE qui n'est pas une offre verte, 21% des consommateurs bénéficient d'une offre verte.

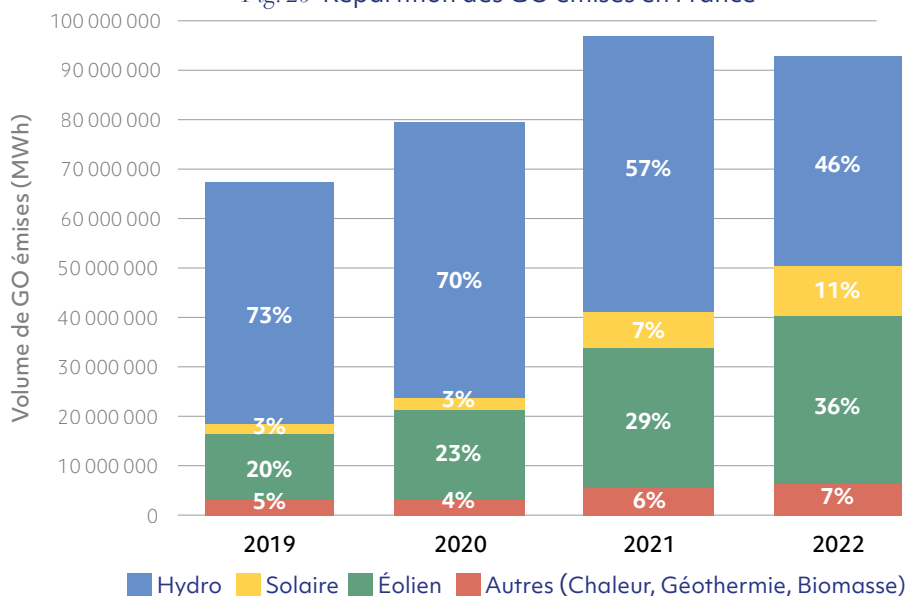
4.3.2 Le développement des offres d'électricité verte

4.3.2.1. Approvisionnement en garanties d'origine

En 2022, sur les 116,9 TWh⁽⁴⁰⁾ d'électricité renouvelable produits en France, 93TWh (soit près de 80%) ont été certifiés via l'émission de GO sur le registre d'EEX. L'émission de GO est en constante augmentation depuis 2010. À titre de comparaison en 2019, seulement 68 TWh de GO ont été émises.

Sur ces 93 TWh de GO émises en 2022 en France, 48,4 TWh proviennent d'installations soutenues et sont donc vendues aux enchères par l'État. En France, la demande de GO est également en constante augmentation. Cette demande se matérialise par l'annulation de GO. Or, selon EEX, en 2022, 67 TWh de GO ont été « annulés » afin de certifier du caractère renouvelable de l'électricité consommée, soit 14,5% de la consommation totale d'électricité en France cette année-là (ce qui correspond à une hausse de plus de 31% de la demande en GO depuis 2019).

Fig. 26 Répartition des GO émises en France



Source : AIB – Analyse : CRE

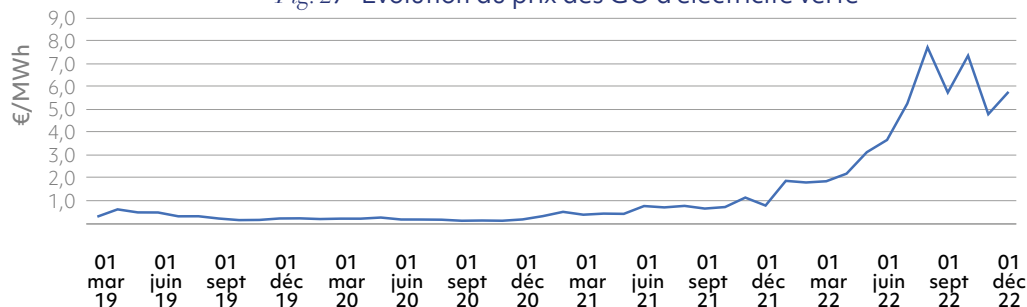
En France, jusqu'en 2020 une très forte proportion de GO émises correspondait à des installations hydrauliques. Depuis la mise aux enchères par l'État de l'intégralité des GO issues d'installations bénéficiant de mécanismes de soutien public en 2021⁽⁴¹⁾, la part des GO éoliennes et solaires a fortement augmenté.

En particulier, le fort développement de la demande des consommateurs pour l'électricité renouvelable, qu'il s'agisse des entreprises, des collectivités ou des consommateurs résidentiels, a contribué à un rééquilibrage du marché et à une hausse du prix des GO.

(40) Source : RTE, Bilan électrique, 2022.

(41) Jusqu'en 2021, l'État français ne mettait en vente aux enchères que 50% des GO qu'il détenait.

Fig. 27 Évolution du prix des GO d'électricité verte



Source : EEX – Analyse : CRE

Les GO qui se vendaient aux enchères en moyenne à 0,64 € en 2021, se sont vendues à 4,36 € en moyenne en 2022, et ont atteint un pic historique avec un prix moyen de 7,53 € en février 2023. Les recettes de l'État, grâce à cette forte hausse des prix et des volumes, ont atteint 165 M€ en 2022 (contre 28 M€ en 2021).

La valeur marchande de la GO assure un revenu aux producteurs exploitant des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables non soutenues par l'État, ou à l'État en contrepartie de l'aide financière apportée aux installations soutenues (obligation d'achat ou complément de rémunération).

L'augmentation du prix des GO ces dernières années est susceptible, outre sa contribution directe au budget de l'État, de faciliter le développement des PPA et donc l'atteinte des objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables en réduisant le besoin de financement par l'État.

Toutefois, en l'absence de marché stable des GO et sans visibilité sur leur valeur à long terme, il n'est pas garanti que le marché des GO soit en mesure d'adresser des signaux économiques suffisants pour inciter au développement des énergies renouvelables au rythme visé par les pouvoirs publics⁽⁴²⁾.

4.3.2.2. Développement aval des offres vertes à destination des consommateurs

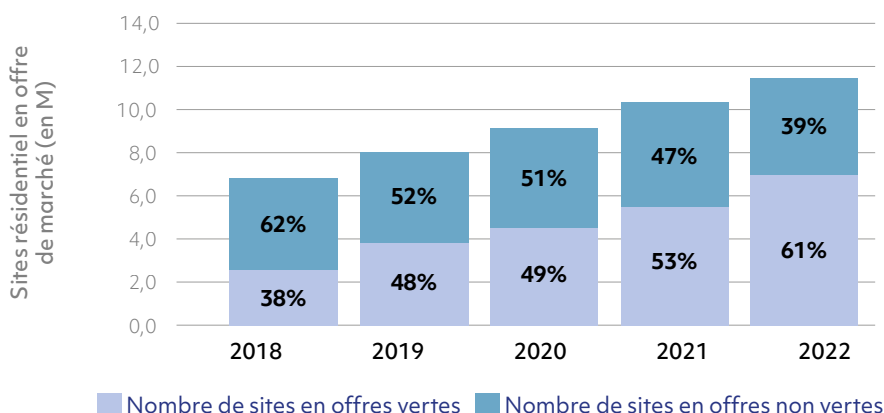
La Figure 28 illustre le développement des offres vertes en France entre 2018 et 2022, auprès des consommateurs résidentiels⁽⁴³⁾ ayant souscrit une offre de marché chez l'un des trois principaux fournisseurs d'électricité. Au 31 décembre 2022, 6,6 millions de clients résidentiels ont souscrit une offre verte (contre 2,9 millions au 31 décembre 2018 et 3,9 millions au 31 décembre 2019), ce qui 59 % des sites en offre de marché.

Entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2022, 3,6 millions de clients ont souscrit une offre de marché chez l'un des trois principaux fournisseurs dont 75% sont des offres vertes, soit 2,6 millions de sites. La part des offres vertes dans la croissance des offres de marché a été relativement stable en 2021 et 2022 (respectivement 83% et 78%), ce qui montre que la crise des prix de gros de l'électricité n'a pas eu d'effet sur l'appétence des consommateurs pour les offres vertes.

(42) Les objectifs de la PPE correspondent à une logique de planification du développement des énergies renouvelables, qui justifie aujourd'hui l'emploi de dispositifs de soutien permettant de les atteindre, au-delà des incitations que le marché est en mesure de pourvoir par le prix de l'électricité ou des GO.

(43) Données issues des déclarations des trois fournisseurs. EDF, ENGIE et TotalEnergies.

Fig. 28 Évolution du nombre de sites résidentiels bénéficiant d'une offre de marché d'électricité verte parmi les quatre principaux fournisseurs



Sources : EDF, ENGIE, ENI, TotalEnergies – Analyse : CRE

En 2022, les consommateurs finals avaient le choix en moyenne entre 35 offres vertes d'électricité chaque mois, proposées par 22 fournisseurs différents. La proportion de fournisseurs proposant des offres vertes est restée globalement stable tout au long de 2022. Il n'est pas aisé de mesurer, à partir des offres proposées sur le marché, le « surcoût » associé au caractère vert d'une offre, du fait des nombreux facteurs à prendre en compte (fournisseur, type d'offres, millésimes, ventilation des

coûts entre part variable et part fixe de l'offre, etc.). Pour des offres relativement comparables, l'augmentation du prix des GO ne semble pas avoir conduit à une hausse significative de l'écart entre les offres vertes et non vertes malgré la période de crise. Par exemple, l'offre « Happ-e électricité », indexée sur le TRVE, proposée par ENGIE existe en option classique et en option verte. L'écart de prix entre ces deux options est resté stable en moyenne à peu près à 2% en 2022.

4.3.3 Le développement des offres de gaz vert

4.3.3.1. Un marché peu profond et non mature

Le biométhane est un gaz obtenu après épuration du biogaz, lui-même issu de la dégradation de matières organiques animales ou végétales. Le biogaz est produit de manière contrôlée dans des installations telles que les décharges ou les stations d'épuration des eaux usées ou grâce à des installations de méthanisation à partir de déchets agricoles, ménagers ou industriels. Le biogaz peut ensuite être valorisé

(i) en produisant directement de la chaleur, de l'électricité ou les deux, par cogénération ou (ii) une fois transformé en biométhane, en étant injecté dans les réseaux de gaz naturel ou utilisé en tant que carburant (bio GNV).

Le biométhane est un gaz renouvelable, considéré comme non-émetteur de CO₂ sur l'ensemble de son cycle de vie.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 retient l'objectif de « porter la part des énergies renouvelables à 7 % de la consommation

de gaz en 2030 en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75 €/MWh PCS en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028 », et « en cas de baisses de coûts supérieures » de porter cette part jusqu'à 10 %, objectif qui est par ailleurs fixé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte⁽⁴⁴⁾. Le Plan de résilience économique et sociale⁽⁴⁵⁾ du Gouvernement, présenté le 16 mars 2022, reprend ce dernier objectif d'intégration de gaz renouvelable à horizon 2030 dans la consommation de gaz fixé par cette loi.

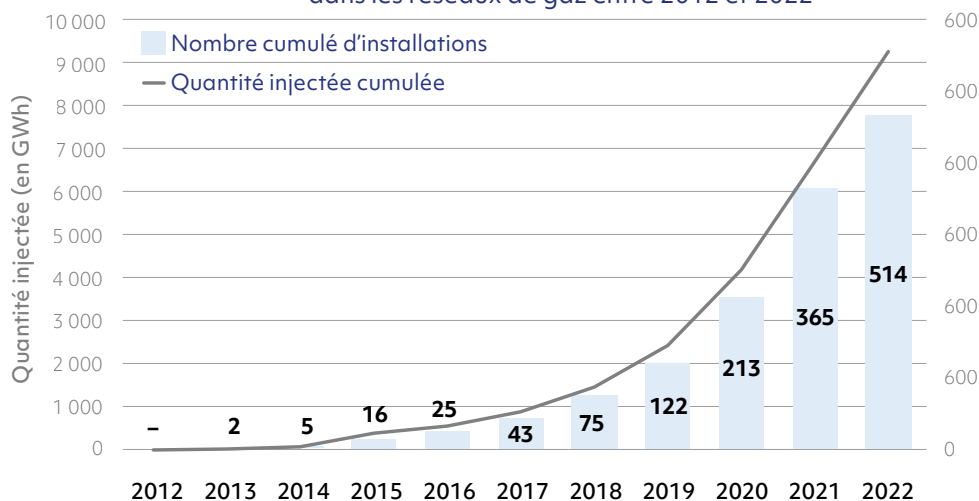
Les objectifs 2030 d'injection de biométhane représentent entre 7 % et 10 % de la consommation de gaz. En prenant une hypothèse de baisse des consommations actuelles de 10 % d'ici 2030, la capacité de production de biométhane pourrait être de l'ordre de 30 à 40 TWh/an.

La crise gazière de 2021-2022 rend absolument nécessaire et urgente la réduction de notre dépendance au gaz russe et plus largement au gaz fossile : elle justifie ainsi l'accélération du développement de la production de biométhane en France.

Les contrats d'obligation d'achat signés à fin 2022 représentent déjà une production annuelle de 20,1 TWh, ce qui constitue un pas significatif en direction des objectifs fixés. Toutefois, l'année 2021 a vu un ralentissement de ce rythme de souscription.

La figure ci-dessous représente l'évolution du nombre d'installations et de la quantité de biométhane injectée sur la période 2012 – 2022.

Fig. 29 Évolution de la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz entre 2012 et 2022



Source : Ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2022, 514 installations ont produit du biométhane au cours de l'année, représentant 9,2 TWh de gaz injecté dans les réseaux (contre 2,4 TWh

en 2019). La production de biométhane injecté dans les réseaux représente 2,1 % de la consommation finale de gaz naturel en France en 2022.

(44) Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

(45) Plan de résilience économique et sociale pour faire face à la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine.

4.3.3.2. Le système des garanties d'origine

De la même manière qu'en électricité, la GO est un document électronique servant à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée de gaz a été produite à partir de sources renouvelables un mois donné.

Le décret du 24 décembre 2020⁽⁴⁶⁾ a modifié les modalités de valorisation des GO, créant deux modes de valorisation indépendante selon la date de mise en service de l'installation.

Pour les contrats entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz signés avant le 9 novembre 2020, avec un tarif d'obligation d'achat réglementé par l'État.

Les producteurs de biométhane peuvent signer un contrat de vente de biométhane avec le fournisseur de leur choix.

Le fournisseur supporte un surcoût, correspondant à la différence entre le prix d'acquisition du biométhane tel qu'il est fixé dans le contrat d'achat et le prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz. Ce surcoût donne lieu à une compensation, via le dispositif des charges de service public de l'énergie⁽⁴⁷⁾. Les GO émanant de la production de biométhane, sont cédées à ce même fournisseur pour toute la durée du contrat. Le fournisseur peut alors utiliser ou échanger cette GO avec un autre acteur.

Les charges de service public du fournisseur sont diminuées d'un montant égal à 75 % de la valorisation financière des GO, incluses dans son offre de fourniture aux consommateurs. Si le fournisseur valorise les GO sous forme de carburant pour véhicule, il peut conserver 100 % de la valorisation financière des GO. Cette différence de traitement constitue une incitation forte à la valorisation du biométhane sous forme de carburant. En 2022, 22% des GO ont été annulées pour couvrir la consommation de carburant.

En résumé, un fournisseur achète du biométhane à un ou des producteurs dans le cadre de ce dispositif supporte les coûts et les recettes suivants :

- **Coûts** : achat de biométhane auprès d'un producteur et transfert des GO associées ;
- **Recettes** : valorisation du biométhane (offres de fourniture ou vente sur le marché de gros), valorisation des GO dans les offres, compensation publique réduite d'un montant dépendant de l'usage déclaré des GO au titre des surcoûts du contrat d'achat de biométhane.

Ce système de valorisation des GO présentait deux limites :

D'une part, la production de biogaz a été longtemps inférieure à la demande des fournisseurs et des consommateurs. Les producteurs ont été en mesure de mettre en concurrence les fournisseurs de gaz pour la signature du contrat d'achat. Les fournisseurs se sont différenciés en proposant un soutien financier supplémentaire par la valorisation des GO. **Ces revenus viennent renforcer la rentabilité perçue par les producteurs dans le cadre de soutiens en vigueur pouvant ainsi conduire à des risques de surrentabilité. Or, les revenus issus des GO étant variables selon les installations, les pouvoirs publics ne sont pas en mesure de les intégrer dans leur contrôle du caractère raisonnable de la rentabilité offerte aux producteurs par le soutien public.**

D'autre part, la détermination et la vérification du montant de cette valorisation des GO sont complexes. En effet, les échanges de GO n'étant pas organisés par un marché mais par des échanges de gré à gré, le montant de la valorisation des GO ne peut pas faire l'objet d'une détermination normative et doit s'appuyer sur une analyse individuelle de toutes les opérations du fournisseur de gaz.

(46) Décret n° 2020-1701 du 24 décembre 2020 relatif aux GO de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel.

(47) Les frais de gestion liés à ce mécanisme sont également compensés au titre des charges de service public.

Les contrats entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz signés après le 9 novembre 2020, avec un tarif d'achat encadré par l'État.

Pour tout contrat entre producteurs et fournisseurs, signés après le 9 novembre 2020 et bénéficiant d'un dispositif de soutien de l'État, le producteur doit inscrire son installation sur le registre national des GO, au nom de l'État.

Toutes les GO émises après production et injection du biométhane depuis l'une de ces installations abondent le compte de l'État, qui en assurera une valorisation auprès des acteurs concernés via une plateforme d'enchères.

La modification du régime de valorisation des GO biométhane soulève plusieurs points d'attention :

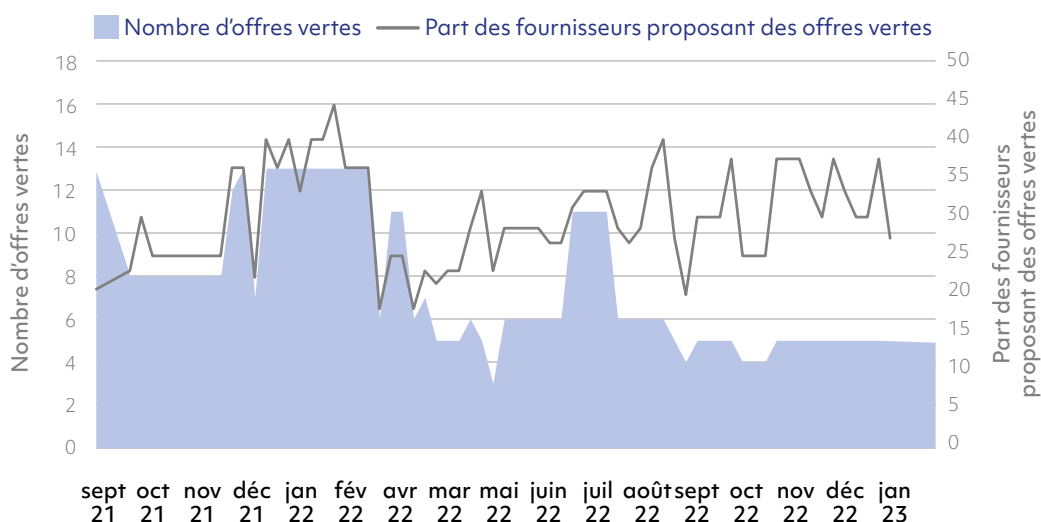
- la mise aux enchères permettra d'augmenter les recettes de l'État et limiter les difficultés opérationnelles liées au contrôle au suivi de la valorisation des GO ;
- le dimensionnement de la mise aux enchères devra néanmoins prévenir le risque de coûts échoués et tenir compte d'un gisement de GO limité ;

- la coexistence dans le temps de deux systèmes va générer des modalités d'approvisionnement hétérogènes entre acteurs et une complexité accrue de l'économie des offres de gaz vert.

4.3.3.3. Les offres vertes de gaz naturel

Au 31 décembre 2022, 112 000 consommateurs résidentiels ont souscrit une offre biométhane (soit 1,5 % des clients en offre de marché), contre 45 000 au 31 décembre 2019. Le faible développement des offres vertes de biométhane peut s'expliquer par leur surcoût. Elle s'explique par ailleurs par la faible quantité de biométhane en France. En électricité entre 70% et 90% des fournisseurs proposant des offres de marché proposent une offre verte. En gaz naturel, entre 20% et 40% des fournisseurs proposant des offres de marché proposent une offre verte.

Fig. 30 Évolution du nombre d'offres vertes de gaz naturel commercialisées

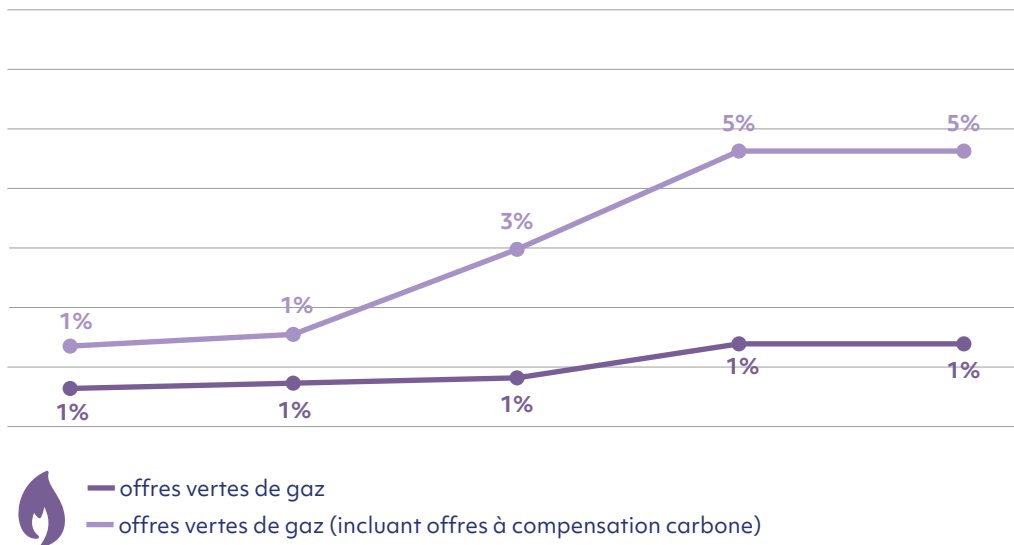


Source : MNE – Analyse : CRE

Face aux difficultés pour faire émerger un marché profond d'offres de gaz vert, des offres alternatives se sont développées ces dernières années en s'affranchissant du système de garantie d'origine : les offres à compensation carbone. L'offre gaz durable d'EDF permet à ce titre de valoriser via un système de crédit carbone des projets permettant de réduire les émissions

de gaz à effet de serre dans le monde. Ces offres auraient contribué ces dernières années à une augmentation de la part des offres « vertes » ; si une lecture extensive de leur définition était adoptée. Au 31 décembre 2022, 410 000 sites bénéficient d'une offre verte assises sur des GO ou bien un mécanisme de compensation carbone.

Fig. 31 Évolution du nombre de contrats bénéficiant d'une offre verte de gaz naturel sur le segment résidentiel



Sources : EDF, ENGIE, ENI, TotalEnergies – Analyse : CRE

4.4. Le marché de détail du gaz se réorganise après la fin des TRVG

La loi relative à l'énergie et au climat (LEC) du 8 novembre 2019 a prévu la suppression des TRVG pour les consommateurs résidentiels au 30 juin 2023. Ceux-ci ont été mis en extinction

depuis le 8 décembre 2019. Cette loi fait suite à la décision du 19 juillet 2017 du Conseil d'État qui a jugé les TRVG contraires au droit.

4.4.1 Les TRVG ont pris fin comme prévu au 1^{er} juillet 2023

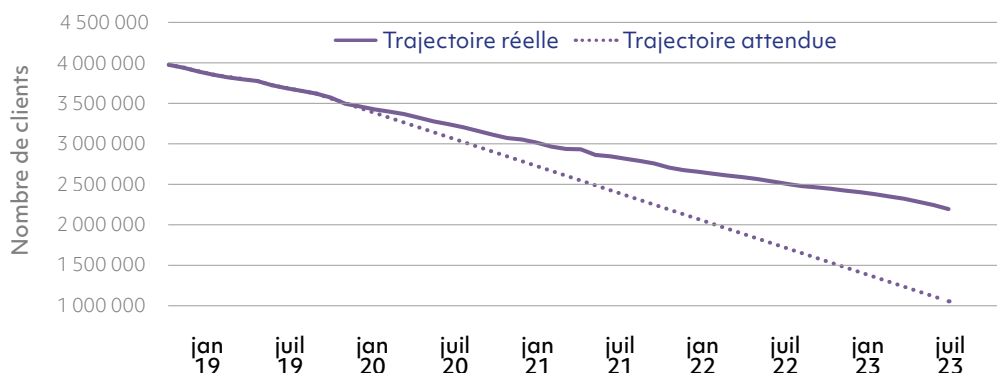
La LEC prévoit que les fournisseurs historiques doivent détenir dans leur portefeuille TRVG, à l'échéance du 30 juin 2023, le moins de consommateurs possible, au risque d'être redevable d'une amende. Ce seuil de client limite est égal à environ 1 million de clients au TRVG chez ENGIE.

La Figure 32 montre que si le nombre de consommateurs au TRVG a décliné depuis avant leur mise en extinction, le rythme de sortie des clients au TRV

a ralenti pendant la crise et n'a pas permis d'atteindre l'objectif fixé par l'article 63 de la LEC. Au 1^{er} juillet 2023, 2,2 millions de consommateurs ont été transférés dans l'offre de bascule d'ENGIE, et environ 170 000 dans celle d'une ELD.

Les modalités des offres de bascule des fournisseurs historiques ont été approuvées par la CRE dans la délibération du 24 novembre 2022.

Fig. 32 Évolution depuis janvier 2019 du portefeuille aux TRVG d'ENGIE



Source : ENGIE – Analyse : CRE

4.4.2 Adaptation du bouclier tarifaire gaz qui dépendait jusqu'au 30 juin 2023 des TRVG

Depuis la mise en place du bouclier tarifaire en gaz au 1^{er} novembre 2021 et jusqu'à leur disparition, les TRVG théoriques ont été utilisés comme référence de prix pour la compensation

des fournisseurs : leur valeur a servi à déterminer les coûts théoriques supportés par les fournisseurs et à dimensionner le montant de la compensation.

Le bouclier tarifaire gaz n'a pas été prolongé après le 1^{er} juillet 2023. Cependant, la loi de finances pour 2023 prévoit qu'il peut être réactivé en cas de hausse des prix. Dans ce cas, le montant de compensation versé aux fournisseurs sera égal à la différence entre une référence de prix représentative des coûts d'approvisionnement et un niveau de prix gelé fixé par arrêté.

Les modalités de calcul de cette référence ont été arrêtées par les ministres de l'économie et de la transition énergétique le 18 avril 2023, après proposition de la CRE⁽⁴⁸⁾.

La référence de coût d'approvisionnement est construite dans la continuité du TRVG, et reflète les variations mensuelles et trimestrielles des prix de gros du gaz. La CRE publie mensuellement sur son site les valeurs de cette référence⁽⁴⁹⁾.

4.4.3 Publication mensuelle par la CRE d'un prix repère pour accompagner les consommateurs dans le contexte de la fin des TRVG

Outre leur rôle dans le bouclier tarifaire, les TRVG ont joué un rôle de référence de prix apportant lisibilité et transparence au marché de détail. Plusieurs fournisseurs alternatifs proposaient des offres indexées contractuellement sur le TRVG.

Pour accompagner les consommateurs dans le choix de leur offre de fourniture de gaz naturel, la CRE publie depuis juin 2023 un prix repère mensuel de vente du gaz, qui reflète les coûts supportés par les fournisseurs au titre de la fourniture de gaz naturel pour un client résidentiel. Ce prix repère, qui varie chaque mois, intègre à la fois les coûts d'approvisionnement (coût de l'énergie sur le marché de gros) et les coûts « hors approvisionnement » tels que les coûts commerciaux, les coûts d'acheminement ou de stockage et la rémunération du fournisseur.

Ce prix repère indicatif a pour objet de servir de boussole aux consommateurs qui souhaitent comparer les offres de fourniture. Il reflète les variations mensuelles et trimestrielles des prix du gaz. Il est disponible sur le site de la CRE⁽⁵⁰⁾.

Au 30 juin 2023, 3,73 millions de consommateurs étaient dans une offre indexée sur les TRVG, soit près de 35%. Avec la fin des TRVG, ces offres ont évolué selon les modalités propres à chaque fournisseur. La CRE constate cependant que nombre d'entre eux ont substitué au TRVG la référence de coût d'approvisionnement, ou le prix repère CRE. Par exemple, les offres de bascule d'ENGIE et de la plupart des ELD sont indexées sur la référence de coût d'approvisionnement.

Pour conclure, la fin des TRVG s'est déroulée sans difficulté notable. Elle a été facilitée par la relative détente du marché de gros du gaz, par les dispositions prises pour les clients étant restés au TRVG au 30 juin 2023 et par la publication par la CRE d'un prix repère.

(48) Délibération du 27 janvier 2023 portant proposition de portant proposition de la référence de coût d'approvisionnement du gaz visée à l'article 181 de la loi de finances pour 2023.

(49) cre.fr/L-energie-et-vous/referance-de-couts-d-approvisionnement-du-gaz

(50) cre.fr/L-energie-et-vous/prix-repere-de-vente-de-gaz-naturel-a-destination-des-clients-residentiels

4.5. La concurrence sur le territoire des ELD reste quasi inexistante sur le segment résidentiel

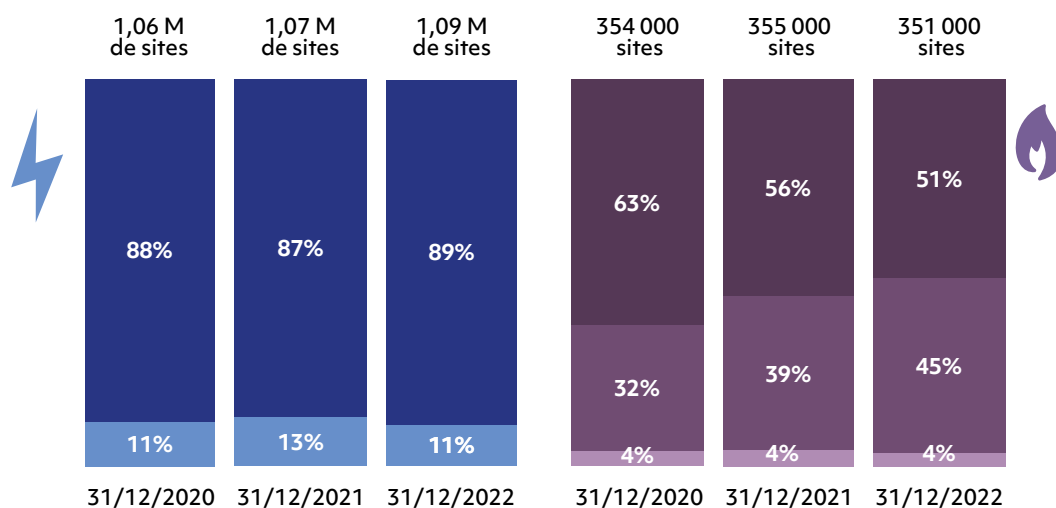
Ce paragraphe présente l'état de la concurrence dans les zones historiques des principaux gestionnaires de réseaux de distribution non nationaux, aussi appelés ELD.

Pour l'électricité, il s'agit des réseaux exploités par les entreprises Strasbourg Électricité Réseaux (SER) dans le Bas-Rhin, Greenalp en Isère et Savoie, URM autour de Metz, Gérédis dans les

Deux-Sèvres, la SICAE de l'Oise et SRD dans la Vienne, auxquels 1,1 million de consommateurs résidentiels, en cumulé, sont rattachés.

Pour le gaz naturel, il s'agit de Régaz à Bordeaux, Réseau GDS (R-GDS) à Strasbourg et Greenalp en Isère et Savoie, auxquels 350 000 consommateurs résidentiels, en cumulé, sont rattachés.

Fig. 33 Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel sur le territoire des ELD, en nombre de sites



■ Offres aux tarifs réglementés
 ■ Offres de marché fournisseurs historiques
 ■ Offres de marché fournisseurs alternatifs

NB : les parts de marchés des fournisseurs alternatifs en électricité sont légèrement inférieures à 0,5%

Source : GRD – Analyse : CRE

Sur le territoire des ELD, la concurrence reste au 31 décembre 2022 quasi inexistante sur le segment résidentiel en électricité, et très faible en gaz. En 2022, les fournisseurs historiques détiennent 99,5 % des sites résidentiels en électricité et 96 % en gaz naturel (au TRV ou en offre de marché).

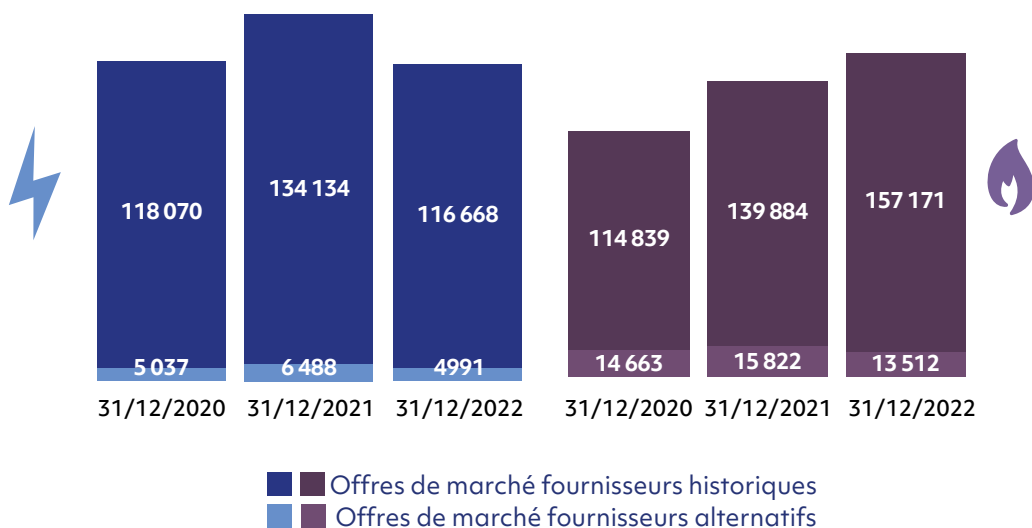
Les sites aux TRV restent dominants au 31 décembre 2022 dans les deux énergies avec 89% des sites en électricité et 51 % en gaz naturel.

En électricité, le nombre de sites aux TRVE a augmenté de près de 30 000 sites entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2022. Le nombre de sites en offres de marché des fournisseurs historiques progresse également mais proportionnellement moins sur la même période (+21 000 sites). Cette tendance est principalement liée au développement des offres de marché d'ES Énergies Strasbourg et Sorégies Vienne sur leurs territoires historiques

respectifs. Après un pic fin 2021 à 6 500 sites, la présence des fournisseurs alternatifs est retombée fin 2022 à 5000 sites.

En gaz naturel, malgré la fin des TRVG au 30 juin 2023, le développement des offres de marché des fournisseurs alternatifs est resté très faible. Au 31 décembre 2022, 13 500 sites résidentiels sont chez un fournisseur alternatif (contre 16 000 sites en 2021 et 15 000 sites en 2020). Les sites sortant des TRVG souscrivent principalement une offre de marché chez l'opérateur historique. Cette situation tient à l'absence d'offres alternatives pour ces consommateurs qui ne peuvent plus souscrire un contrat TRVG depuis décembre 2019. Entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2022, 80 000 sites sont sortis des TRVG, et 71 000 nouveaux contrats en offre de marché ont été souscrits chez un fournisseur historique.

Fig. 35 Évolution du nombre de sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel chez les principales ELD



Source : GRD – Analyse : CRE

La CRE a établi un état des lieux de la concurrence en zone ELD dans sa délibération du 10 juin 2021 *portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD*, ainsi que des chantiers de travaux ayant pour objectif de rendre plus accessibles aux fournisseurs alternatifs ces zones qui, compte tenu de leurs particularités, nécessitent un engagement plus fort des fournisseurs.

Depuis, un travail d'harmonisation des contrats GRD-Fournisseurs ainsi que d'harmonisation des flux informatiques utilisés par les fournisseurs a été mené par la CRE en concertation avec l'ensemble des GRD et des fournisseurs afin de permettre un accès plus simple à ces territoires.

Toutefois, notamment en raison de la crise des prix, la concurrence sur le marché de masse n'a pas progressé depuis juin 2021. La CRE regrette cet état de fait qui prive une partie des consommateurs français de l'impact positif que pourrait avoir la concurrence sur ces territoires en termes de diversité et de compétitivité des offres.

La CRE note toutefois qu'un fournisseur alternatif propose actuellement des offres sur certaines zones ELD, en électricité comme en gaz naturel et encourage l'ensemble des fournisseurs à faire de même. La CRE continuera, dans les prochains mois, à œuvrer pour que d'autres fournisseurs alternatifs proposent des offres sur le territoire des ELD.

Préface
des sections 2 & 3
**Observatoire
du marché de détail**

1. Missions de la CRE concernant l'observation et la surveillance des marchés de détail

Dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Dans ce cadre, la CRE a souhaité, dès 2004, apporter de la transparence et de la lisibilité aux acteurs de marché. Elle a ainsi mis en place une série d'indicateurs destinés à mesurer le développement de la concurrence.

Certains de ces indicateurs font l'objet d'une publication trimestrielle dans l'« Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel », document donnant régulièrement une information quantitative sur l'ouverture des marchés de détail. L'observatoire s'est enrichi au fil du temps de nouveaux indicateurs relatifs aux offres faites par les fournisseurs aux consommateurs ainsi qu'au fonctionnement du marché lui-même, en conformité avec les recommandations du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

L'article 16 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant une nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi « NOME », a élargi les missions de la CRE en modifiant les dispositions du troisième alinéa de l'article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, désormais codifié à l'article L. 131-2 du code de l'énergie.

Cet article dispose que : « [La Commission de régulation de l'énergie] surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »

Par ailleurs, la surveillance des marchés de détail revêt également une dimension européenne. Dans cette perspective, la Direction Générale Énergie (DG ENER) de la Commission européenne a établi des indicateurs communs à l'ensemble des pays membres. De même, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) dispose de missions de surveillance conformément à l'article 11 du règlement européen n° 713/2009 du 13 juillet 2009.

2. Description des marchés étudiés

En électricité, l'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2022, **39,4 millions de sites**, pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **420 TWh en 2022**.

La CRE analyse le marché à partir d'une décomposition en quatre segments de clientèle :

Segment de clientèle	Puissance souscrite P_s	Niveau de tension	Nombre de sites fin 2022	Consommation annuelle fin 2022 (TWh)
Sites résidentiels	$P_s \leq 36$ kVA	Basse tension (BT)	34,2 M	148,4
Petits sites non résidentiels	$P_s \leq 36$ kVA	Basse tension (BT)	4,7 M	39,9
Moyens sites non résidentiels	$36 \text{ kVA} < P_s < 250$ kW	Basse tension (BT) Haute tension A (HTA)	489 000	57,0
Grands sites non résidentiels	$P_s \geq 250$ kW	Haute tension A (HTA) Haute tension B (HTB)	47 000	174,5

Sources : GRT, GRD

Schématiquement, ces segments correspondent aux catégories de consommateurs suivantes :

- **sites résidentiels** : sites de consommateurs particuliers. Leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle est pour la majorité des sites inférieure à 20 MWh ;
- **petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (petits commerces, professions libérales, artisans, etc.). Leur consommation annuelle est généralement inférieure à 0,15 GWh ;
- **sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle généralement comprise entre 0,15 GWh et 1 GWh) ;

- **grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général), etc.

L'ensemble du marché du gaz naturel représente, au 31 décembre 2022, **11,3 millions de sites** pour une consommation annuelle de gaz d'environ **455,5 TWh** ⁽⁵¹⁾. Hors centrales de production au gaz, qui fonctionnent selon une logique de marché de gros et non de marché de détail, la consommation en 2022 a été de **46,8 TWh**.

(51) Dans la suite du rapport, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux distribution et transport (la CRE ne disposant pas d'informations précises sur les réseaux des plus petites ELD), représentant une consommation d'environ 465 TWh et un nombre de sites de 11,4 millions au 31 décembre 2019.

La CRE analyse le marché à partir d'une décomposition en trois segments de clientèle :

Segment de clientèle	Nombre de sites fin 2022	Consommation annuelle fin 2022 (TWh)
Sites résidentiels	10,6 M	116,1
Sites non résidentiels en distribution	651 000	169,8
Sites non résidentiels en transport (CCG/TAC incluses)	774	169,6

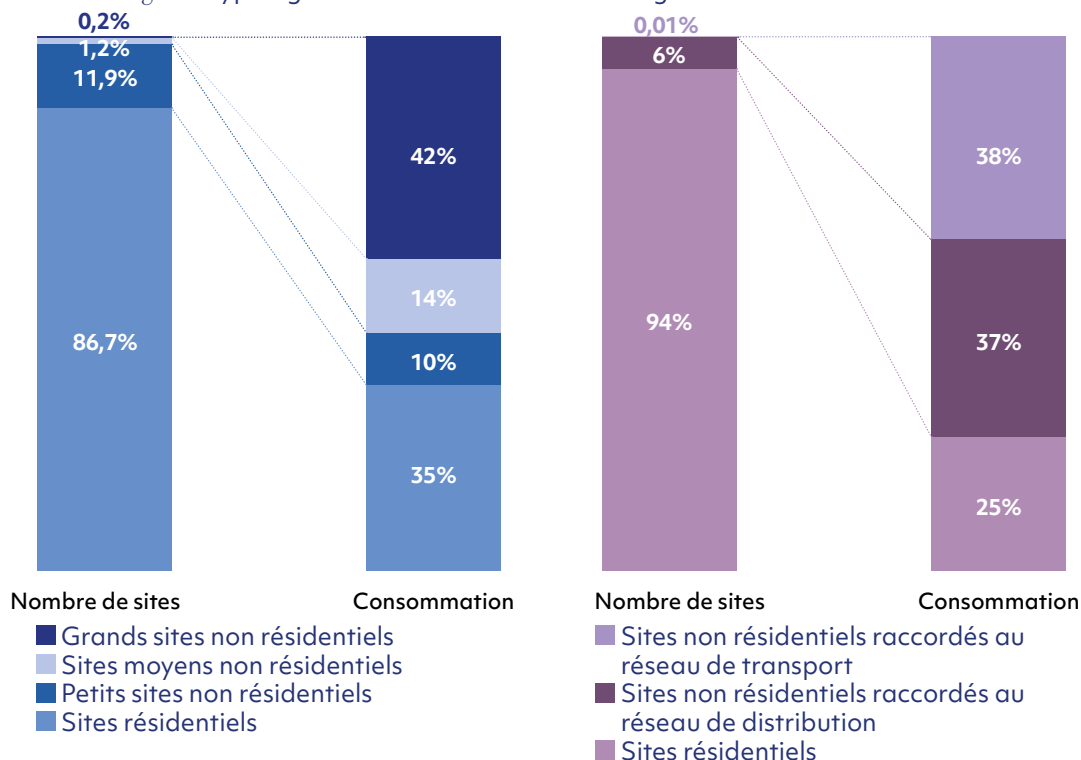
Sources : GRT, GRD

- **sites non résidentiels transport :** grands sites industriels raccordés au réseau de transport de gaz, à l'exception des centrales de production d'électricité au gaz ;
- **sites non résidentiels distribution :** sites non résidentiels, copropriétés et grands sites industriels raccordés

au réseau de distribution dont la consommation est le plus souvent inférieure à 5 GWh ;

- **sites résidentiels :** sites de consommation des clients particuliers dont la consommation est le plus souvent inférieure à 30 MWh.

Fig. 35 Typologie des sites en électricité et en gaz naturel au 31 décembre 2022



Sources : GRT, GRD, fournisseurs – Analyse : CRE

Deux types d'offres existent sur le marché de détail :

- les TRV, proposés exclusivement par les fournisseurs historiques, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics ;
- les offres de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'Assurance Complémentaire Santé (ACS), à la Couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C) ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n°2013-312 du 15 avril 2013, pouvaient bénéficier des tarifs sociaux jusqu'à la fin de l'année 2017. Depuis le 1^{er} janvier 2018, ces tarifs sociaux ont été remplacés par le chèque énergie, institué par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Le chèque énergie permet aux consommateurs éligibles de régler leurs factures d'énergies (électricité, gaz naturel, fioul, bois...) ou de financer des travaux de rénovation énergétique. Son attribution est automatique et le montant du chèque est calculé sur la base du revenu fiscal de référence du foyer et de sa composition.

La LEC du 8 novembre 2019 a restreint, en électricité, les catégories de consommateurs éligibles aux tarifs

réglementés de vente d'électricité (TRVE).

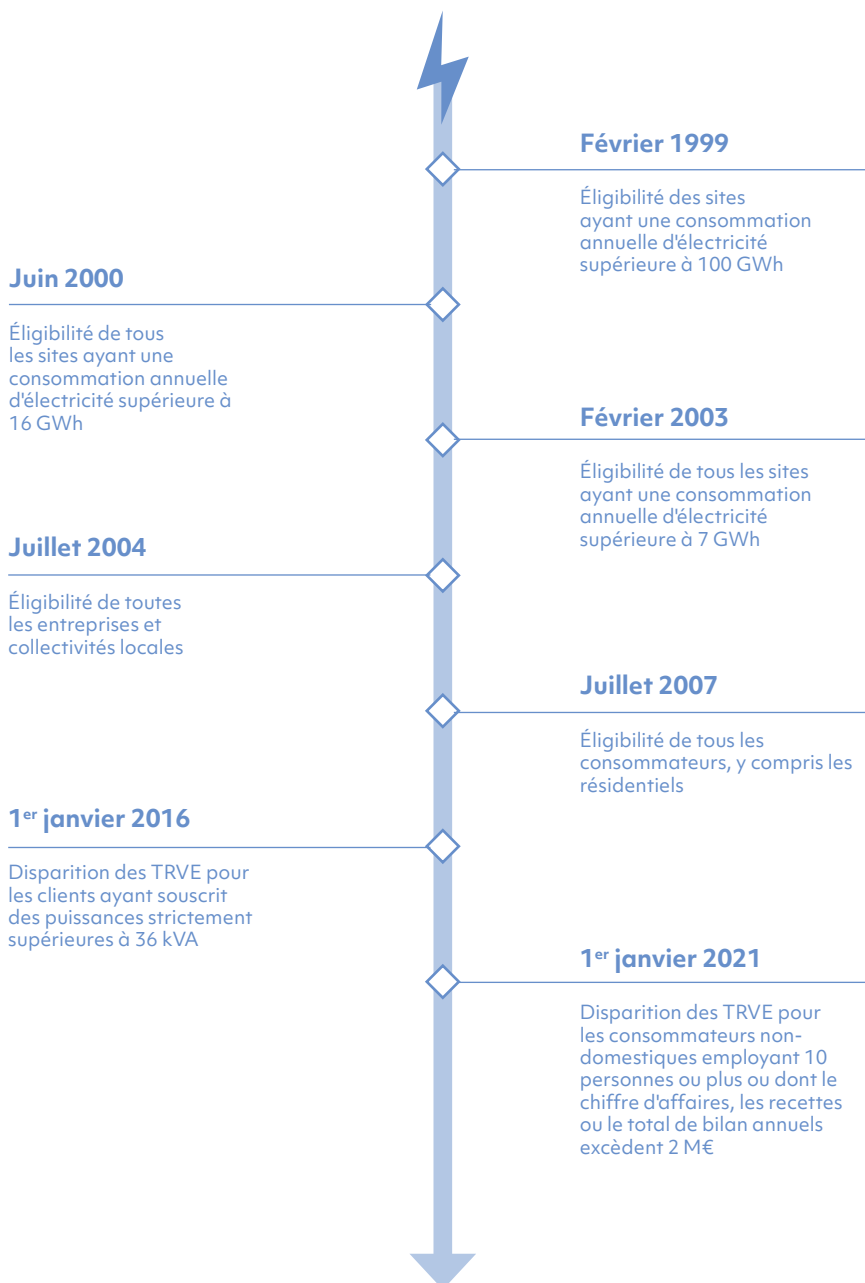
Elle a, par ailleurs, décidé et organisé la fin des TRVG pour l'ensemble des consommateurs :

- à compter du 8 décembre 2019, il n'était plus possible de souscrire un nouveau contrat au TRVG ;
- au 1^{er} décembre 2020 les TRVG ont été supprimés pour les consommateurs non domestiques, à l'exception des copropriétés consommant moins de 150 MWh par an ;
- au 1^{er} juillet 2023, les TRVG ont été supprimés pour tous les consommateurs.

Le consommateur résidentiel, en électricité comme en gaz peut à tout moment et sans frais résilier son contrat et changer d'offre ou de fournisseur.

3. Étapes de l'ouverture des marchés

Les schémas suivants illustrent les grandes étapes de l'ouverture du marché français de l'électricité et du gaz naturel (hors grisou, gaz industriels et réseaux de GPL).



Août 2000

Éligibilité de tous les sites dont la consommation de gaz est supérieure à 237 GWh /an et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle

Août 2003

Éligibilité de tous les sites ayant une consommation de gaz supérieure à 83 GWh/an

Juillet 2004

Éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales

Juillet 2007

Éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels

19 juin 2014

Disparition des TRVG pour
- les très gros consommateurs professionnels raccordés au réseau de transport ;
- les ELD dont la consommation est supérieure à 100 GWh/an

1^{er} janvier 2015

Disparition des TRVG pour
- les sites non résidentiels dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an ;
- les syndicats de copropriétaires dont la consommation est supérieure à 200 MWh/an

1^{er} janvier 2016

Disparition des TRVG pour :
- les sites non résidentiels dont la consommation est supérieure à 30 MWh/an ;
- les syndicats de copropriétaires dont la consommation est supérieure à 150 MWh/an ;
- les ELD dont la consommation est inférieure à 100 GWh/an

1^{er} décembre 2020

Disparition des TRVG pour les sites non résidentiels dont la consommation est inférieure à 30 MWh/an

1^{er} juillet 2023

Disparition des TRVG pour
- les sites résidentiels dont la consommation est inférieure à 30 MWh/an ;
- les syndicats de copropriétaires et les propriétaires uniques d'immeuble à usage principal d'habitation dont la consommation est inférieure à 150 MWh/an

SECTION 2

Le marché résidentiel

1. État des lieux du marché au 31 décembre 2022

1.1. Connaissance et perception du marché par les consommateurs

Le 16^e baromètre annuel énergie-info sur la perception des marchés de l'électricité et du gaz naturel a été réalisé par l'institut Becoming pour le MNE auprès de 2 006 foyers en France en septembre 2022.

Le baromètre du MNE met en évidence les conséquences de la crise des prix de l'énergie sur la place de l'énergie dans

la consommation des ménages, mais aussi sur leur perception du marché de fourniture d'électricité et de gaz naturel. Dans ce contexte, en 2022, 9 Français sur 10 déclarent que leur consommation de l'énergie est un sujet qui les préoccupe, soit 89% des foyers, un chiffre en hausse de 10 points par rapport à 2020.

1.1.1 Augmentation de la vigilance des ménages pour leur consommation d'énergie

Le baromètre du médiateur souligne l'augmentation de la précarité liée à l'énergie. Il rend compte d'une augmentation de la part des consommateurs amenés à restreindre le chauffage en hiver pour limiter le niveau de leurs factures (69% des sondés en 2022 contre 53% en 2020).

L'augmentation de la part des consommateurs souhaitant participer aux efforts de sobriété énergétique est avant tout motivée par le souhait de diminuer leurs factures (83% des sondés)⁽⁵²⁾. 59% des consommateurs déclarent faire déjà attention à leur consommation d'énergie et ne pas pouvoir faire plus.

Comme en 2021, un quart des consommateurs ont rencontré des difficultés pour payer certaines factures d'énergie en 2022.

1.1.2 Dégradation de la perception de l'ouverture des marchés par les consommateurs

En 2022, deux tiers des consommateurs sont favorables à l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence. Ce taux est en baisse de 6 points par rapport à 2020 (67 % contre 73%). 22 % des consommateurs déclarent que l'ouverture du marché est une mauvaise chose, et 43 % des consommateurs (contre 23 % en 2020) pensent que l'ouverture à la concurrence conduit à une hausse des prix de l'énergie.

Le besoin exprimé de changer de fournisseur suit cette tendance. Seuls 28 % des consommateurs pensent qu'ils vont réaliser des économies s'ils quittent les TRVE pour souscrire une offre de marché (contre 59 % en 2021 et 65 % en 2020). Les consommateurs ayant maintenu leur contrat au TRVE, mettent en avant la stabilité des prix, et leur dimension protectrice et économique.

(52) Sont également soulignées les motivations écologiques (50%) et la perspective de pénurie énergétique (45%).

La part des consommateurs déclarant avoir changé de fournisseurs se stabilise autour de 30 % depuis 2019, mais la proportion de consommateurs envisageant de le faire est en baisse (12 % en 2022 contre 15 % en 2020).

Enfin, les consommateurs déclarent être moins sollicités pour souscrire un contrat

de fourniture d'énergie (47 % contre 55 % en 2021). Le baromètre souligne également une baisse du démarchage à domicile (23 % contre 28 % en 2021).

Les résultats du baromètre du MNE sont cohérents avec la tendance de hausse de prix et de réduction de l'activité des fournisseurs pendant la crise.

1.2. Le nombre de fournisseurs présents sur le marché résidentiel stagne voire décroît pour la première fois depuis l'ouverture des marchés

Au 31 décembre 2022, sur le marché résidentiel, 35 fournisseurs nationaux⁽⁵³⁾ actifs⁽⁵⁴⁾ sont inscrits sur le site du MNE, www.energie-info.fr. Sur le marché de l'électricité, 33 fournisseurs proposent nationalement des offres d'électricité aux consommateurs et 21 sur le marché du gaz. Parmi ces fournisseurs, 19 sont présents sur les deux marchés (contre 20 en 2021). Le nombre de fournisseurs est en diminution par rapport au 31 décembre 2019 (38 fournisseurs à cette période). Il ressort que la crise a majoritairement affecté les fournisseurs mono-énergies.

Les fournisseurs historiques⁽⁵⁵⁾ se répartissent en deux catégories :

- les fournisseurs historiques nationaux : EDF en électricité et ENGIE en gaz naturel⁽⁵⁶⁾ ;
- les ELD : un peu plus d'une centaine en électricité et 22 ELD en gaz naturel.

Au 31 décembre 2022 :

- seules l'ELD Gédia et Synelva ont développé une activité nationale sur le segment résidentiel en électricité en leur propre nom. D'autres ELD ont plutôt choisi de créer des filiales dédiées à cette activité.
- seules les ELD Gaz de Bordeaux et Gédia ont une activité nationale sur le segment résidentiel en gaz naturel.

Les filiales des fournisseurs historiques, actifs sur le segment résidentiel au 31 décembre 2022, sont :

- électricité : Sowee, filiale d'EDF ; GEG Source d'Énergies filiale de GEG ; Sélia, filiale de l'ELD Séolis ; Alterna, filiale de l'ELD Sorégies Vienne ; Proxelia, filiale de l'ELD SICAE Oise, Énergie du Santerre, filiale de l'ELD Gazelec Peronne⁽⁵⁷⁾ ;
- gaz naturel : GEG Source d'Énergie filiale de GEG.

(53) Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale et qui ont souhaité s'inscrire sur le site www.energie-info.fr.

(54) Un fournisseur est dit actif sur un marché et un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

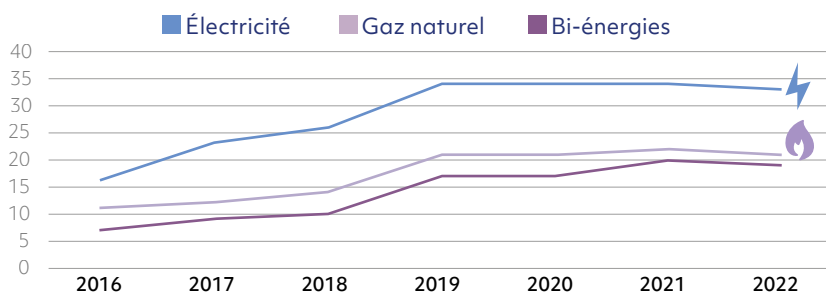
- il fournit au moins un site en électricité ou en gaz naturel ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART en électricité ou en CAT en gaz ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

(55) Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie, s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie.

(56) Les fournisseurs des tarifs réglementés et des offres de marché sont deux entités séparées.

(57) ES Energies Strasbourg est un cas particulier : il s'agit à la fois d'une filiale à 100 % d'EDF et d'une ELD. Dans le (56) présent rapport, les données relatives à ce fournisseur seront considérées distinctement de celles d'EDF.

Fig. 36 Évolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment résidentiel et inscrits sur le site energie-info.fr au 31 décembre, 2016-2022



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Les fournisseurs alternatifs actifs au 31 décembre 2022 sur le segment résidentiel, en gras, les fournisseurs apparus depuis le 31 décembre 2019 ; en italique les fournisseurs qui ne sont plus des fournisseurs actifs sur le segment résidentiel depuis la dernière publication, sont les suivants :

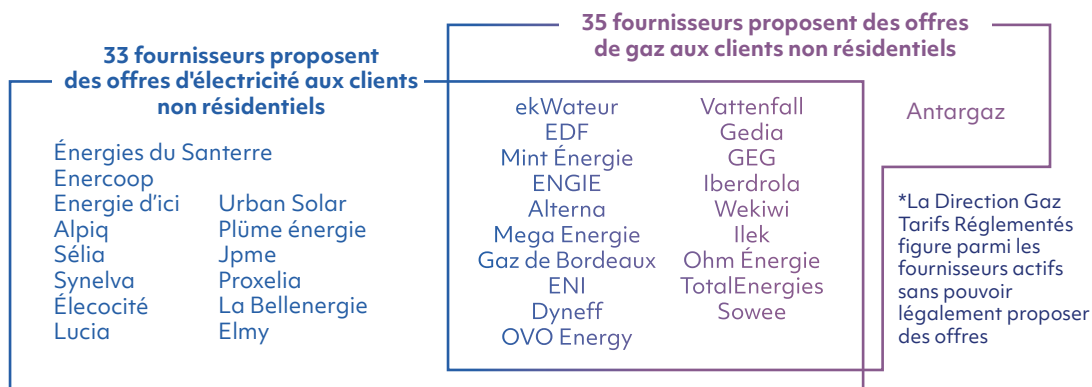
- électricité : Alpiq, Dyneff, EkWateur, Elecocité, **Elmy**, Enercoop, Énergie d'ici, ENGIE, ENI, Gaz de Bordeaux, Iberdrola⁽⁵⁸⁾, Ileek, JPME, **la Belleenergie**, Lucia, MEGA Énergie, Mint Énergie, Ohm Énergie, Ovo Energy, Plüm Energie, TotalEnergies, Urban Solar Energy, Vattenfall et

Wekiwi [Fournisseurs présents sur une partie de la période 2020-2022 mais ayant quitté le marché avant fin 2022 : Bulb, Energies E Leclerc, Planète Oui]

- gaz naturel : Antargaz, Dyneff, EDF, EkWateur, ENI, Iberdrola, Ileek, MEGA Énergie, Ohm Énergie, Ovo Energy, Sowee, TotalEnergies, Vattenfall et Wekiwi.

En excluant les fournisseurs historiques (EDF, ENGIE et les ELD) et leurs filiales, 21 fournisseurs en électricité et 16 en gaz sont présents nationalement.

Fig. 37 Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2022 sur le marché résidentiel



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

(58) Iberdrola a annoncé sa sortie du marché des clients résidentiels pour 2023.

1.3. Le développement des offres de marché marque le pas entre 2021 et 2022

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis sur les réseaux d'Enedis et des six plus grandes ELD⁽⁵⁹⁾ en électricité et sur les réseaux de GRDF et des trois plus grandes ELD⁽⁶⁰⁾, en gaz naturel⁽⁶¹⁾. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique⁽⁶²⁾ soit par un fournisseur alternatif.

Le nombre de consommateurs résidentiels au TRV a été en décroissance dans les deux énergies jusqu'au 31

décembre 2022. Au 31 décembre 2022, 63% des sites en électricité et 24% des sites en gaz naturel bénéficiaient d'un tarif réglementé (soit respectivement -9 et -12 points par rapport à décembre 2020). Le rythme d'attrition des portefeuilles au TRV s'est néanmoins ralenti entre décembre 2021 et décembre 2022, avec respectivement pour l'électricité et le gaz naturel, -1 point et -3 points, sur la période visée.

1.3.1 Sur le marché de l'électricité

En 2020 et 2021, les offres de marché d'électricité ont continué à se développer à un rythme relativement élevé (+1 399 000 en 2020 et 1 449 000 nouveaux sites en 2021). En 2022, en revanche, seuls 572 000 sites sont passés en offre de marché. Le nombre de sites en offre de marché s'établit à la fin de l'année 2022 à 12 579 000 sites, sur un total de 34,2 millions.

Trois tendances coexistent en 2022 :

- un net ralentissement de la décroissance du portefeuille au TRV ;
- une décroissance, pour la première fois depuis l'ouverture des marchés, du nombre de sites chez les fournisseurs alternatifs ;
- une croissance importante du portefeuille d'offres de marché des fournisseurs historiques.

La croissance annuelle moyenne en nombre de sites des fournisseurs alternatifs a été de 12,0 % en 2020 et +9,4 % en 2021. Pour la première fois, la part de marché des fournisseurs alternatifs s'est contractée (-375 000 sites en 2022 contre +885 000 sites en 2021), portant à fin décembre 2022 le nombre total de sites à 9 960 000.

Les exercices 2021 et 2022 auront notamment été marqués par une forte croissance des offres de marché des fournisseurs historiques (principalement EDF) qui s'établissent à fin décembre 2022 à 2 617 000 sites. En 2020 et 2021, les fournisseurs historiques ont enregistré en moyenne respectivement 32 000 et 47 000 nouveaux contrats par mois en offre de marché contre 79 000 sites par mois en 2022.

(59) Strasbourg Electricité Réseaux (SER), GreenAlp, Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise, SRD et URM.

(60) Réseau-GDS à Strasbourg, Régaz à Bordeaux et GreenAlp en Savoie et en Isère.

(61) Globalement, le périmètre d'étude retenu dans cette partie représente plus de 99 % des volumes fournis sur l'ensemble du territoire métropolitain tous gestionnaires de réseaux confondus.

(62) En électricité, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'ESR), Gaz Électricité de Grenoble (territoire de GreenAlp), UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis Deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

En gaz, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont Gaz de Bordeaux (territoire de Régaz), ES Energies (territoire de Réseau GDS) et Gaz Électricité de Grenoble.

1.3.2 Sur le marché du gaz naturel

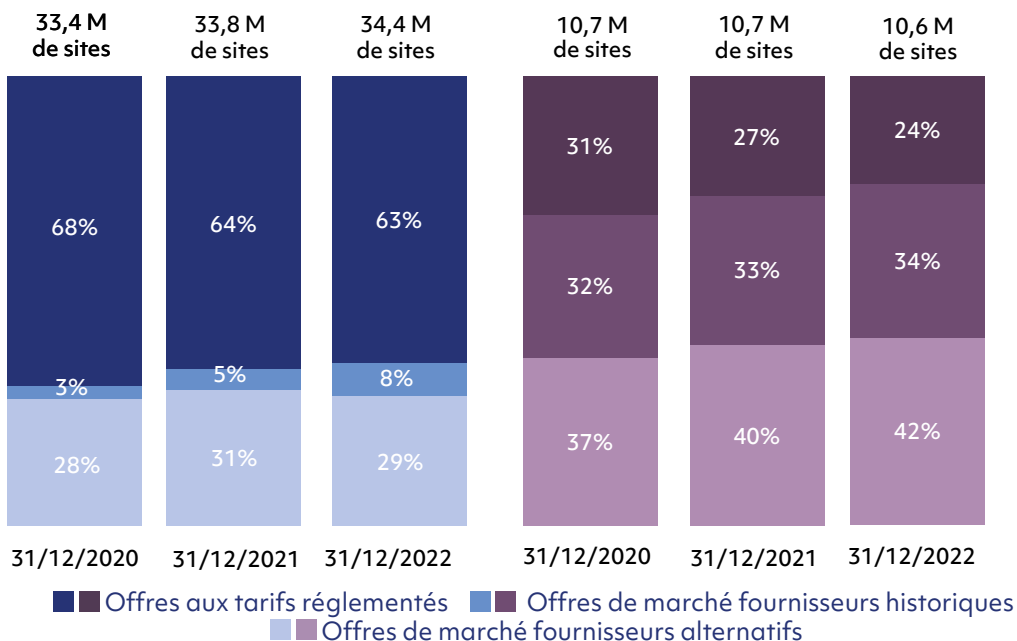
En gaz naturel, la croissance du nombre de clients résidentiels en offre de marché a également ralenti en 2022. En 2021, 422 000 nouveaux sites ont souscrit une offre de marché (contre 545 000 en 2020). Un quart de cette croissance est imputable aux fournisseurs historiques.

En 2022, 207 000 nouveaux sites en offres de marché sont comptabilisés. Sur la période, fournisseurs historiques

et alternatifs contribuent aux mêmes niveaux (+105 000 sites pour les fournisseurs historiques +101 000 sites pour les fournisseurs alternatifs).

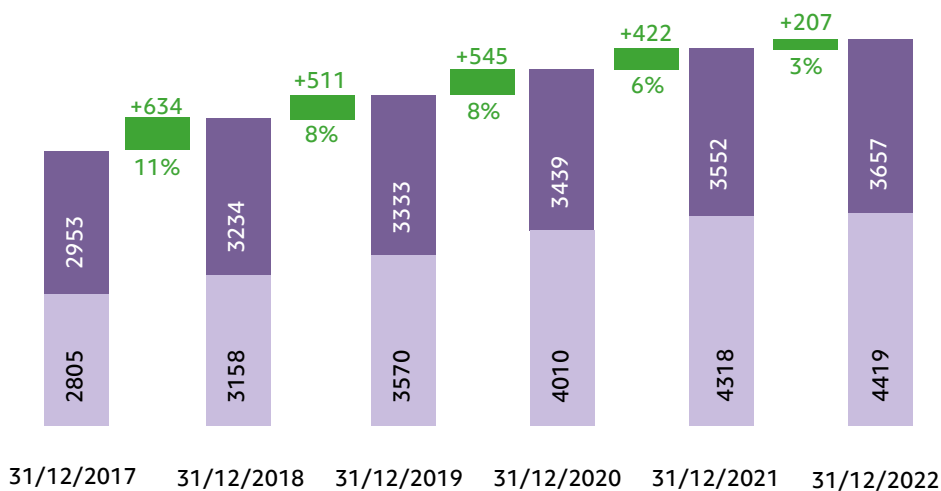
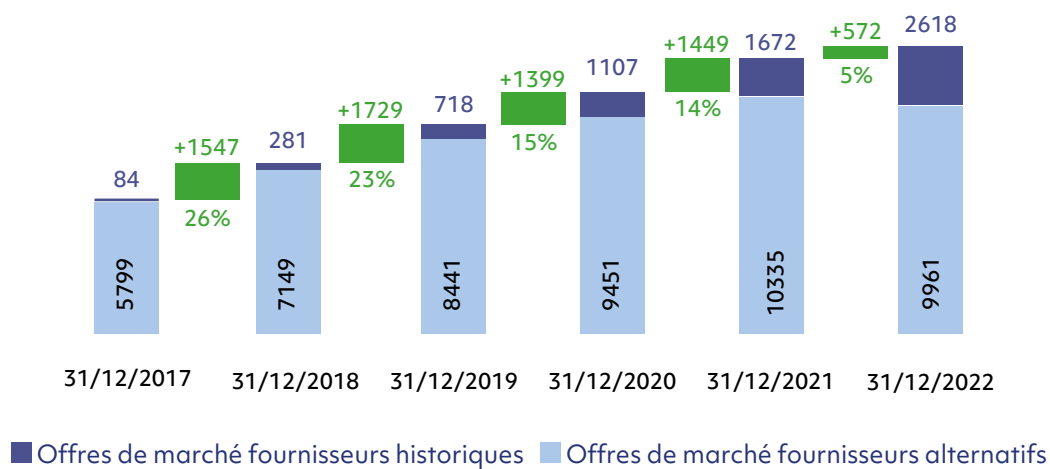
Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 17 000 sites par mois en moyenne sur la période pour s'établir à la fin de l'année à 8 077 000 sur 10,7 millions.

Fig. 38 Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Source : GRD – Analyse : CRE

Fig. 39 Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en milliers de sites



Source : GRD – Analyse : CRE

2. Mesure de l'intensité concurrentielle sur le marché de détail

2.1. Parts de marché individualisées sur le segment des offres de marché (hors TRV)

Les parts de marché présentées dans cette section portent uniquement sur les offres de marché. Ainsi, ne sont pas présentés les TRV dont la part dans le marché global est présentée plus haut à la Figure 38.

Les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères.

2.1.1 Sur le marché de l'électricité

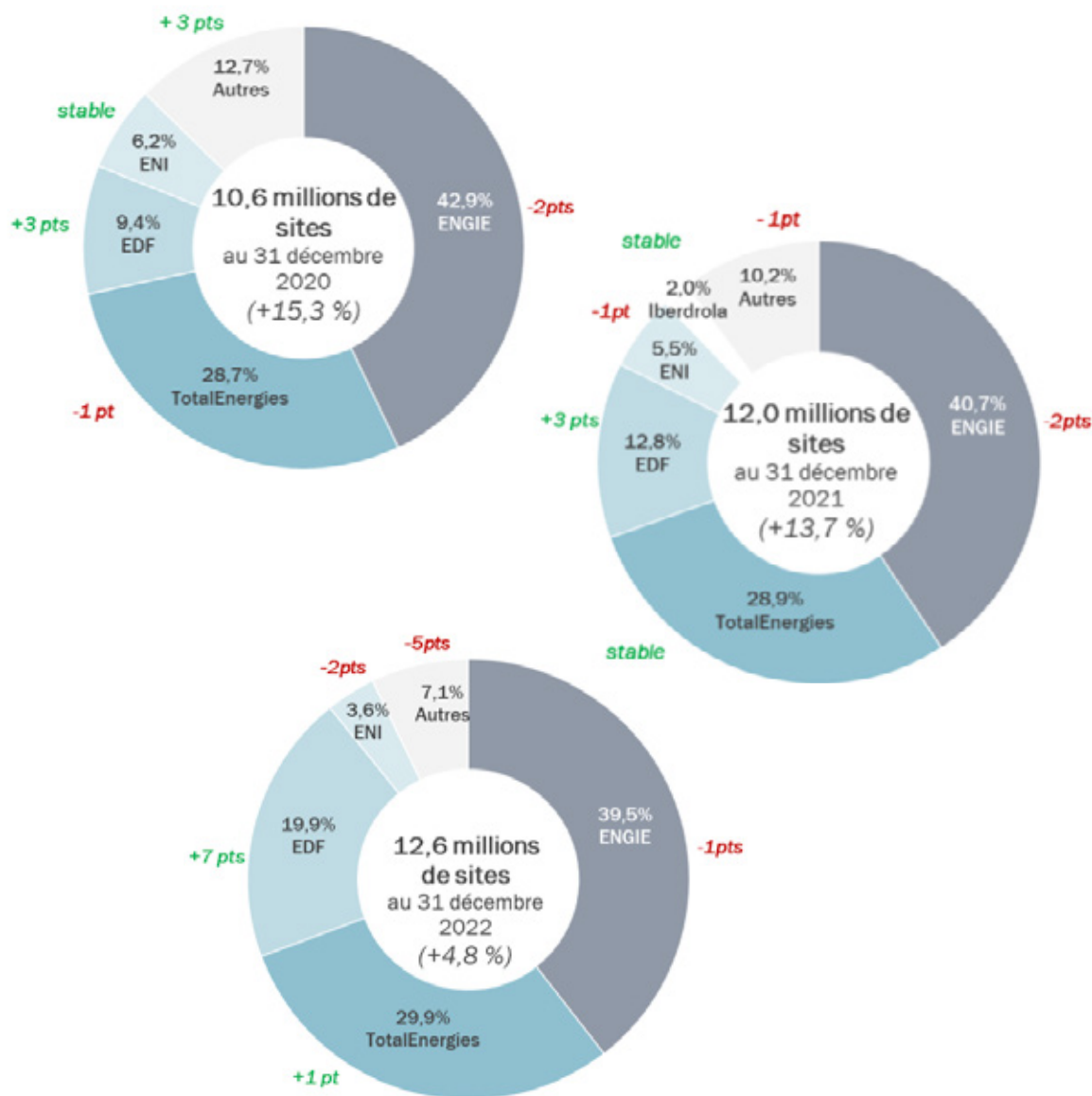
En 2020 et 2021, la croissance des offres de marché a non seulement profité à l'opérateur historique EDF, mais aussi aux fournisseurs alternatifs de petite taille qui sont progressivement devenus des fournisseurs de taille intermédiaire comptant plus de 100 000 sites. Avant la crise des prix de l'énergie, ces fournisseurs de taille intermédiaire étaient au nombre de six : le groupe BCM Energie, ekWateur, Greenyellow, Leclerc, Mint, Vattenfall.

Les autres plus petits fournisseurs alternatifs ont, sur la période, développé, ou stabilisé leur activité sur le marché. Au 31 décembre 2021, la catégorie « autres fournisseurs » représentait 12,2% des parts de marché.

La crise des prix de l'énergie a fortement réduit la dynamique concurrentielle. En 2022, la croissance des offres de marché a été majoritairement portée par EDF (+7 points sur la période), et dans une moindre mesure par TotalEnergies (+1 point). La part des « petits » fournisseurs est passée de 12,2% fin 2021 à 7,1% fin 2022.

Cette nouvelle tendance a renforcé la concentration déjà forte du marché, dont les principaux bénéficiaires, en termes de parts de marché, sont EDF et TotalEnergies.

Fig. 40 Répartition des offres de marché d'électricité, i.e. hors TRVE, des fournisseurs depuis fin 2020 sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Autres : Ala Energie, Alpiq, Alsen, BCM, Bulb, Caléo, CHINA POWER, Dyneff, EDSB, EkWateur, Elecocité, Électricité de provence, ENALP, ENARGIA, Enercoop, Energie d'ici, Énergies du Santerre, E-pango, ES Énergies Strasbourg, FLASH S.A.S, Fortum, Gaz de Bordeaux, Gaz Européen, Gaz Européen, Gedia, GEG, Green Network Energie, Greenyellow, Iberdrola, Ileek, JPME, La Bellenergie, Leclerc, LLUM, Lucia, Mega Energie, Mint Energie, N.L.G, Octopus (ex-Plüm), Ohm Energie, Ovo Energy, Sagiterre, Selfee, Séolis, SICAE Oise, Sorégies, Sowatt, Synelva UEM, Vattenfall, Volterres, Wekiwi.

Source : GRD – Analyse : CRE

Fig. 41 Répartition des offres de marché d'électricité, i.e. hors TRVE, des fournisseurs depuis fin 2020 sur le segment résidentiel, en volume



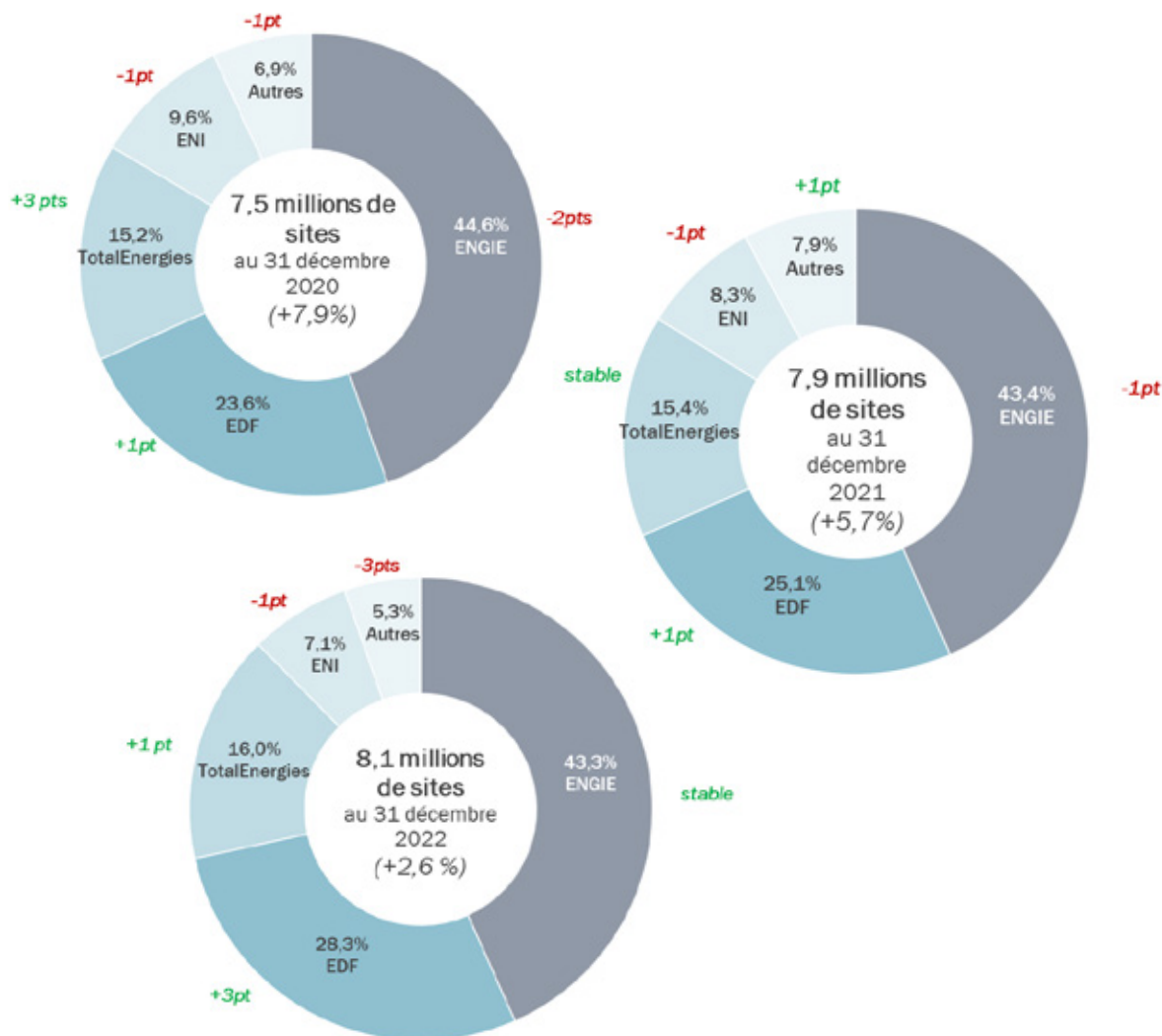
Autres : Ala Energie, Alpiq, Alsen, BCM, Bulb, Caléo, CHINA POWER, Dyneff, EDSB, EkWateur, Elecocité, Électricité de provence, ENALP, ENARGIA, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, E-pango, ES Energies Strasbourg, FLASH S.A.S, Fortum, Gaz de Bordeaux, Gaz Européen, Gaz Européen, Gedia, GEG, Green Network Energie, Greenyellow, Iberdrola, Ilek, JPME, La Bellenergie, Leclerc, LLUM, Lucia, Mega Energie, Mint Energie, N.L.G, Octopus (ex-Plüm), Ohm Energie, Ovo Energy, Sagiterre, Selfee, Séolis, SICAE Oise, Sorégies, Sowatt, Synelva UEM, Vattenfall, Volterres, Wekiwi.

Source : GRD – Analyse : CRE

2.1.2 Sur le marché du gaz naturel

Comme pour l'électricité, la tendance se dégageant entre 2020 et 2022 est une hausse des parts de marché d'EDF et TotalEnergies, ainsi qu'une nette décroissance de la catégorie « Autres fournisseurs ».

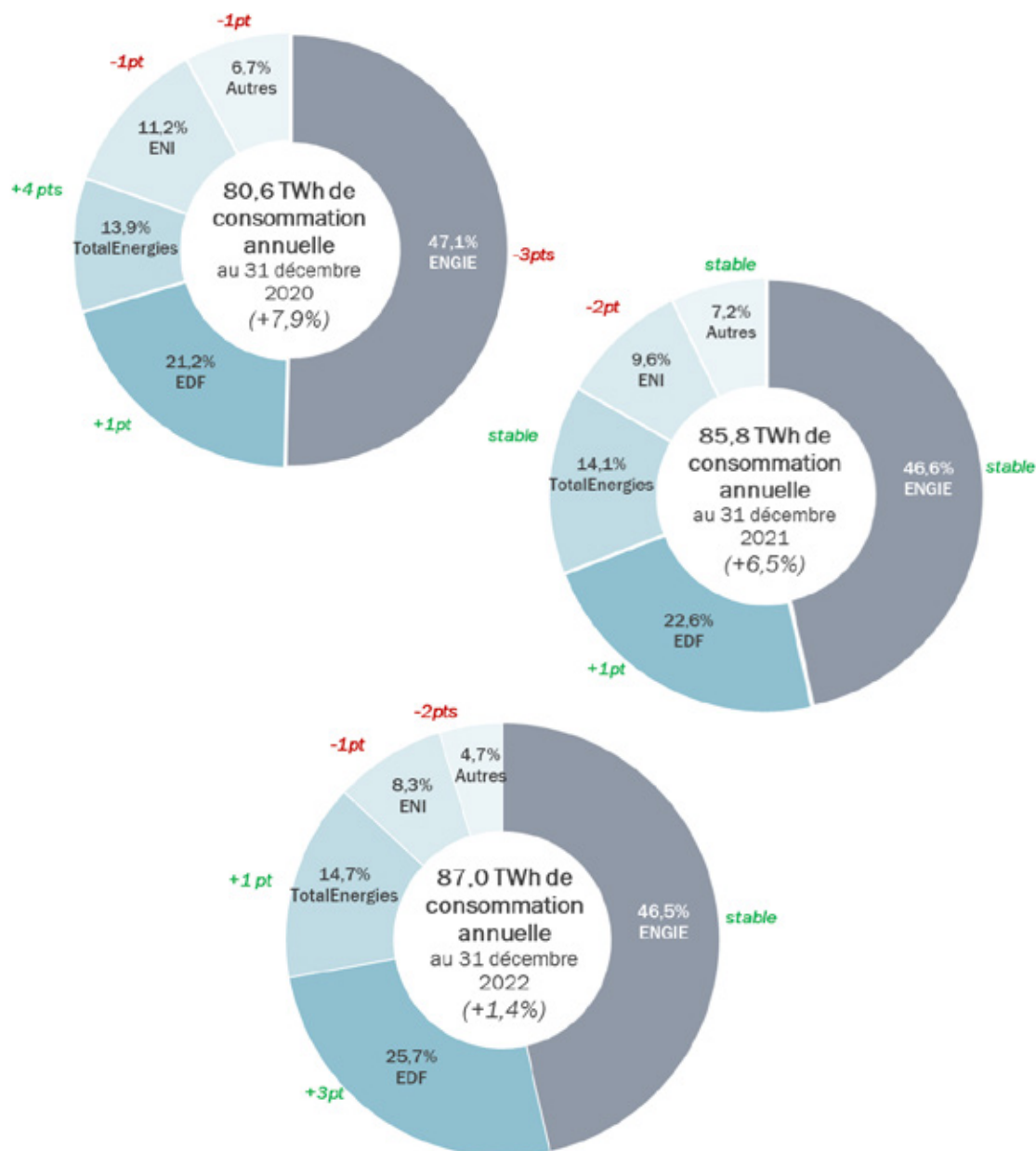
Fig. 42 Répartition des offres de marché de gaz, hors TRVG, des expéditeurs finals depuis fin 2020 sur le segment des clients résidentiels, en nombre de sites



Autres : Alpiq, Antarga, Axpo, BCM, Caléo, Dyneff, ekWateur, Endesa, Enovos, e-Pango, ES Energies, ESLC Services, Gain Energies, Gaz de Barr, Gaz de Bordeaux, Gaz Européen, GazelEnergie, Gazelec de Péronne, Gazprom, Gédia, GEG, Greenyellow, IleK, Mega, Mint Energie, Naturgy, Ohm Energie, Opera Energie, OVO Energy, Picoty SA, Primeo Energie, Redéo Energies, Regiongaz, SAS SYNELVA, SECH, Seolis, SICAE Oise, SIPLEC, Sorégies, TotalEnergies, UEM, Vattenfall, Wekiwi.

Source : GRD – Analyse : CRE

Fig. 43 Répartition des offres de marché de gaz, hors TRVG, des expéditeurs finals à fin 2021 et 2022 sur le segment des clients résidentiels, en volume



Autres : Alpiq, Antarga, Axpo, BCM, Caléo, Dyneff, ekWateur, Endesa, Enovos, e-Pango, ES Energies, ESLC Services, Gain Energies, Gaz de Barr, Gaz de Bordeaux, Gaz Européen, GazelEnergie, Gazelec de Péronne, Gazprom, Gédia, GEG, Greenyellow, IleK, Mega, Mint Energie, Naturgy, Ohm Energie, Opera Energie, OVO Energy, Picoty SA, Primeo Energie, Redéo Energies, Regiogaz, SAS SYNELVA, SECH, Seolis, SICAE Oise, SIPLEC, Sorégies, TotalEnergies, UEM, Vattenfall, Wekiwi.

Source : GRD – Analyse : CRE

2.2. Ventes et taux de switch

Cette section décrit le segment résidentiel d'un point de vue dynamique, en se focalisant sur les flux d'entrée et de sortie des consommateurs des portefeuilles des fournisseurs. L'activité concurrentielle d'ENGIE en électricité et celle d'EDF en gaz sont étudiées séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs, pour comparer leur développement dans leur énergie non historique par rapport aux autres fournisseurs alternatifs⁽⁶³⁾.

Les termes utilisés dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont précisés dans le glossaire.

Ces données ne permettent pas de distinguer le comportement des consommateurs selon qu'ils sont au TRV ou en offre de marché. En outre, le basculement d'un client au tarif réglementé vers une offre de marché (et vice versa) auprès d'un même fournisseur historique n'est pas comptabilisé comme un changement de fournisseur.

2.2.1 Mises en service

En électricité, 5 035 000 mises en service ont été enregistrées en 2022 (contre 4 549 000 en 2020 et 5 114 500 en 2021) :

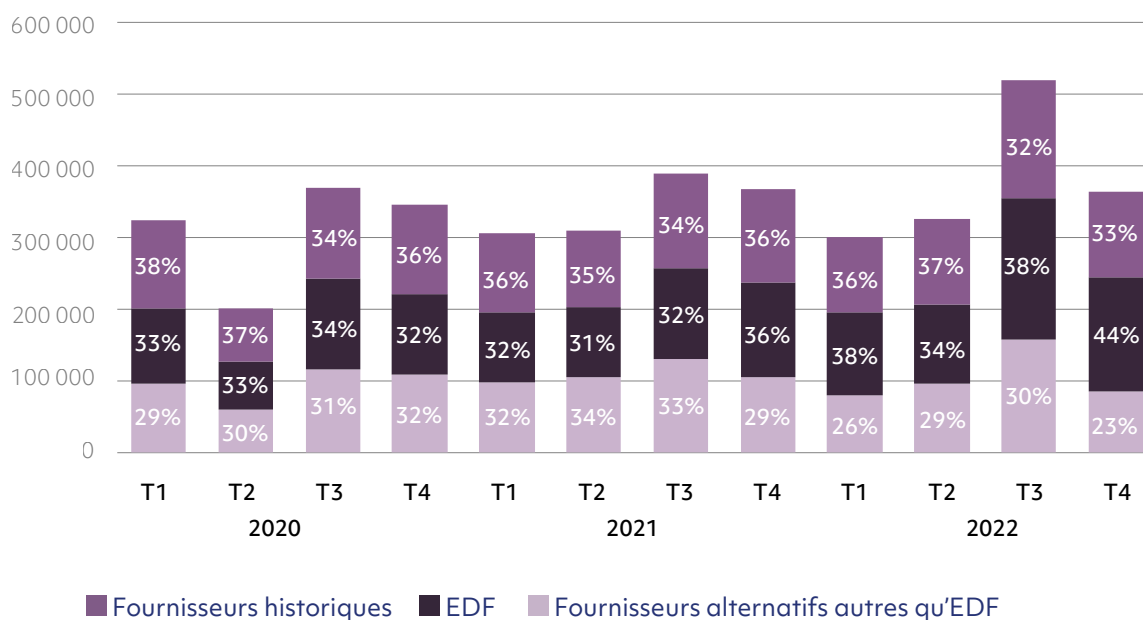
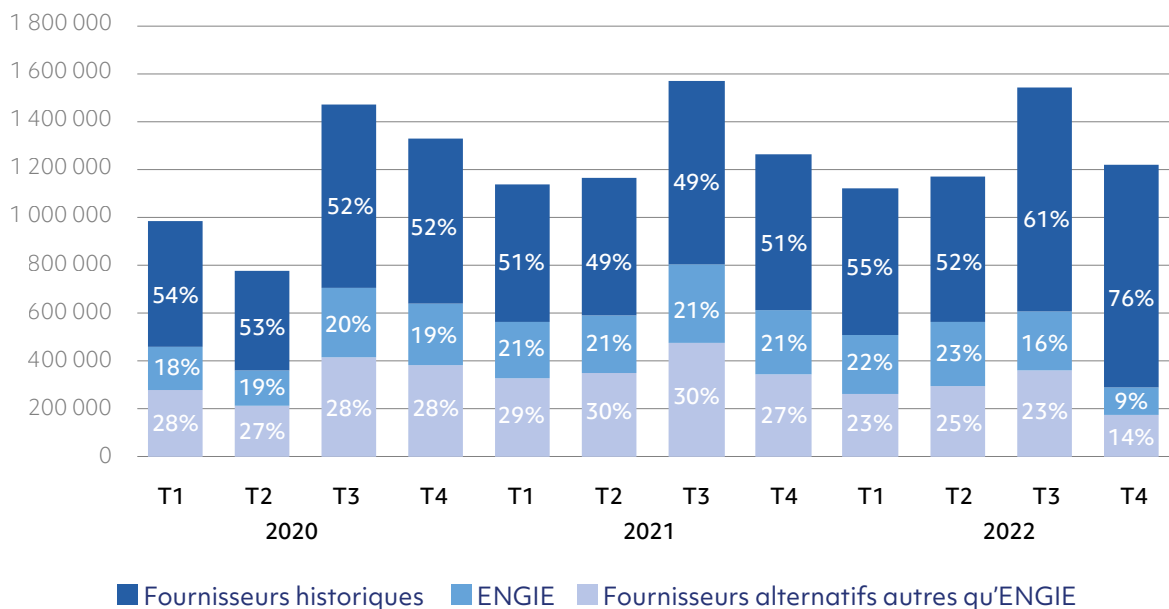
- 61% des mises en service ont été effectuées chez un fournisseur historique en 2022, une part de marché en augmentation puisque la moitié des mises en service avaient été effectuées chez les fournisseurs historiques en 2020 et 2021 ;
- 22 % des mises en service ont été effectuées chez ENGIE en 2022 (-7 points par rapport à 2021) ;
- 17 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE (-4 points par rapport à 2021).

En gaz naturel, 1 509 000 mises en service ont été enregistrées sur l'année 2022, contre 1 372 000 en 2021 et 1 238 000 en 2020. Ces mises en service sont partagées à quasi-parts égales entre les trois sous catégories étudiées en 2021. En 2022, 38% des mises en service ont été effectuées chez EDF et ses filiales, 34% chez ENGIE et 28% chez les autres fournisseurs alternatifs.

Il ressort ainsi des graphiques ci-dessous une forte augmentation en 2022 du nombre de mises en service chez les fournisseurs historiques des deux énergies qui s'expliquent vraisemblablement par la réduction de l'activité commerciale des fournisseurs alternatifs sur cette année.

(63) Le changement de méthodologie précisé dans la préface s'applique dans cette partie.

Fig. 44 Évolution des mises en service par trimestre au cours des années 2020, 2021, et 2022



Source : GRD – Analyse : CRE

2.2.2 Changements de fournisseur

En 2020 et 2021, le nombre de changements de fournisseurs a fortement augmenté dans les deux énergies avant de diminuer fortement en 2022.

En électricité, l'année 2022 a été marquée par :

- une nette réduction du nombre de demandes de changement de fournisseur avec 1 466 000 demandes (contre 1 991 000 en 2021 et 1 657 000 en 2020) ;
- une forte baisse de la part des fournisseurs alternatifs dans ces changements de fournisseurs, de 72 % à 49 % entre 2020 et 2022.

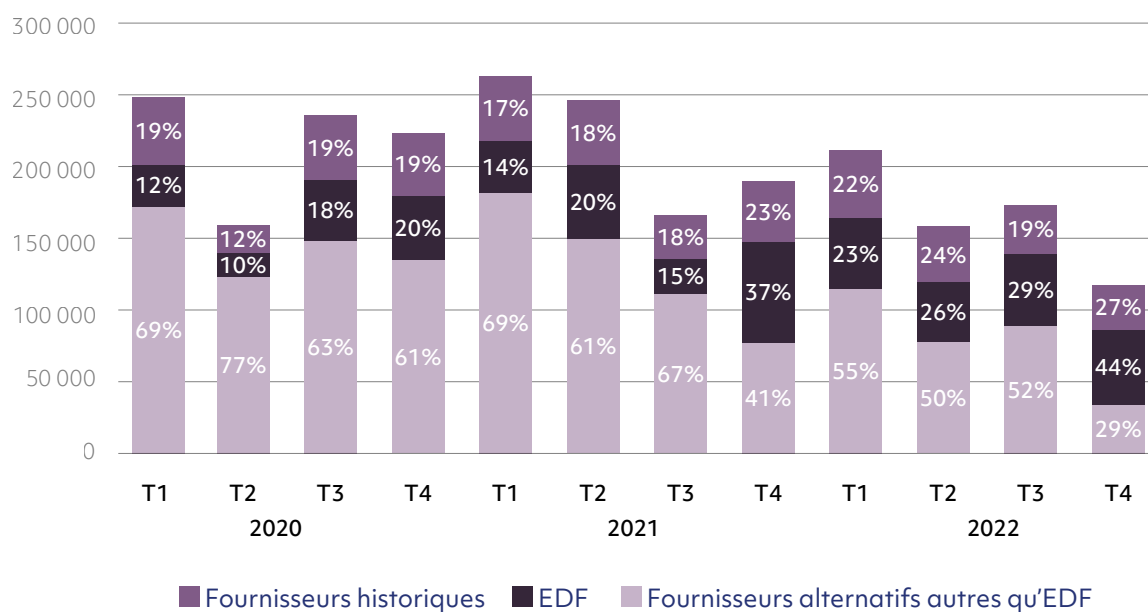
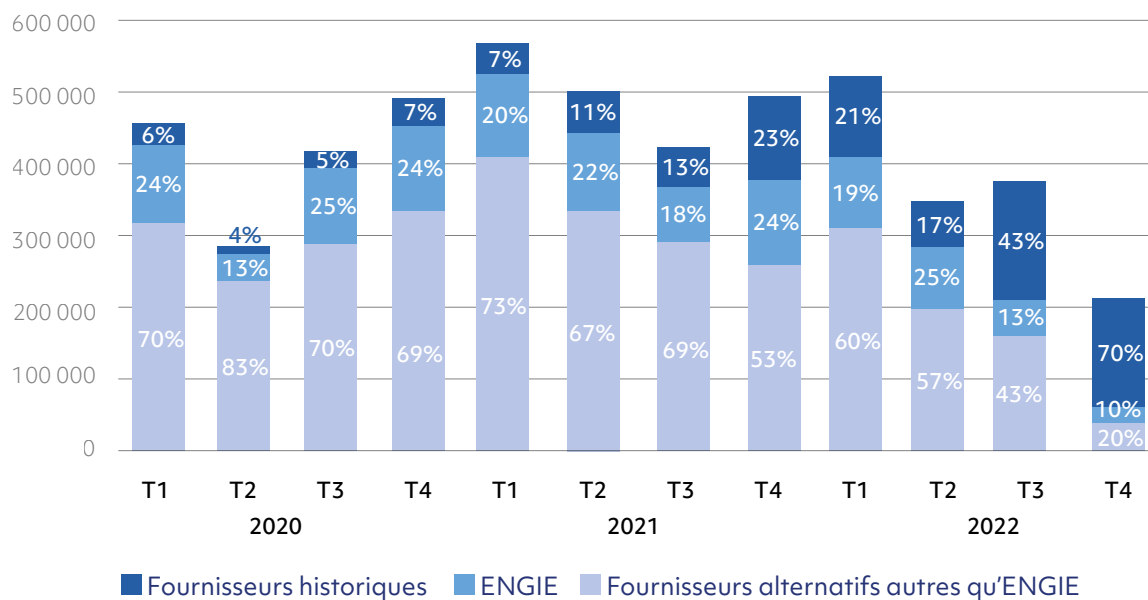
Pour la première fois, les demandes de changement de fournisseur vers les fournisseurs historiques ont été majoritaires au cours du troisième et quatrième trimestre 2022. Ces chiffres reflètent le développement des offres de marché d'EDF pendant la crise : reprise de clients en fourniture de secours et migration de nombreux clients quittant des offres dont les prix ont fortement augmenté. ENGIE maintient en proportion son positionnement sur le marché, et représente en moyenne 20 % des demandes de changement de fournisseurs.

En gaz naturel, les dynamiques sont identiques.

- 661 000 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2022, soit une baisse par rapport à 2021 et 2020 (respectivement à 865 000 et 866 000) ;
- la part des fournisseurs alternatifs autres qu'EDF est passée de 60% en moyenne sur 2021 à 48% en moyenne sur 2022 ;
- les parts d'EDF (+13 points entre 2020 et 2022) et des fournisseurs historiques (+5 points entre 2020 et 2022) ont à l'inverse augmenté sur la période.

La crise des prix a conduit à une forte baisse de nombre de changements de fournisseurs et, parmi les changements de fournisseur, une forte augmentation de la part des fournisseurs historiques.

Fig. 45 Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre au cours des années 2020, 2021 et 2022



Source : GRD – Analyse : CRE

2.2.3 Ventes brutes

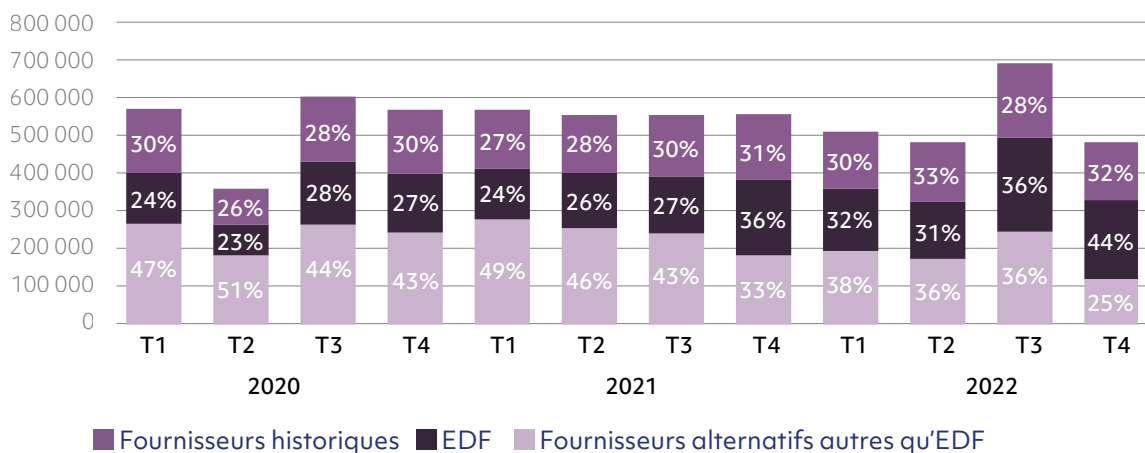
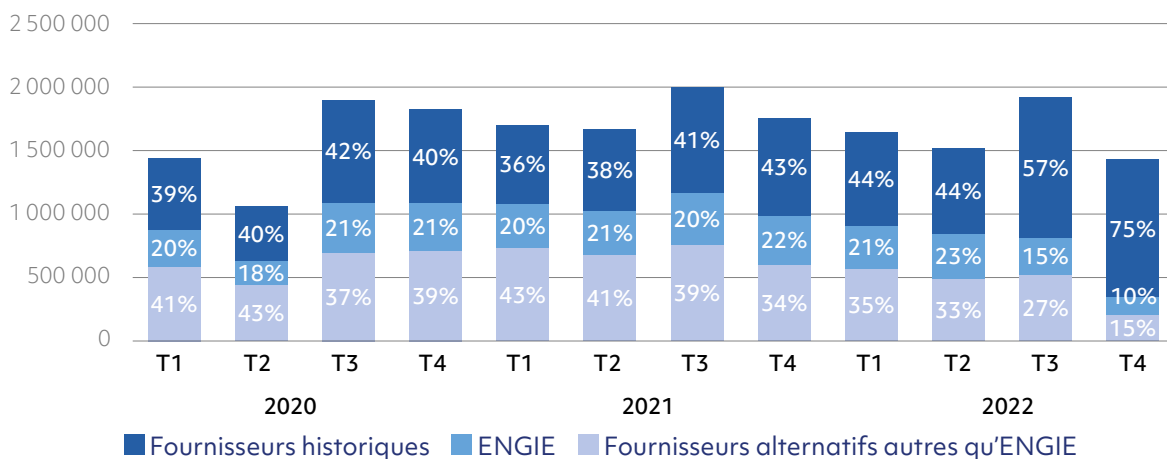
Les ventes brutes représentent la somme des changements de fournisseurs et des mises en service. Elles permettent de mesurer les entrées en portefeuille des fournisseurs sans tenir compte des clients sortant du portefeuille du fournisseur sur la même période.

En électricité, 55 % des nouveaux contrats conclus en 2022 l'ont été auprès de fournisseurs historiques, contre 40 % en moyenne sur les deux années précédentes. Cette augmentation

s'est effectuée, au premier ordre, au détriment des fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE, qui ne représentent plus que 28 % des contrats conclus en 2022 contre 40 % en 2020.

En gaz naturel, les ventes brutes réalisées en 2020 et 2021 sont majoritairement réalisées par les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF (respectivement pour 46% et 43%). En 2022, la répartition des ventes brutes est relativement équilibrée entre les trois catégories.

Fig. 46 Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2020, 2021 et 2022



Source : GRD – Analyse : CRE

2.2.4 Ventes nettes

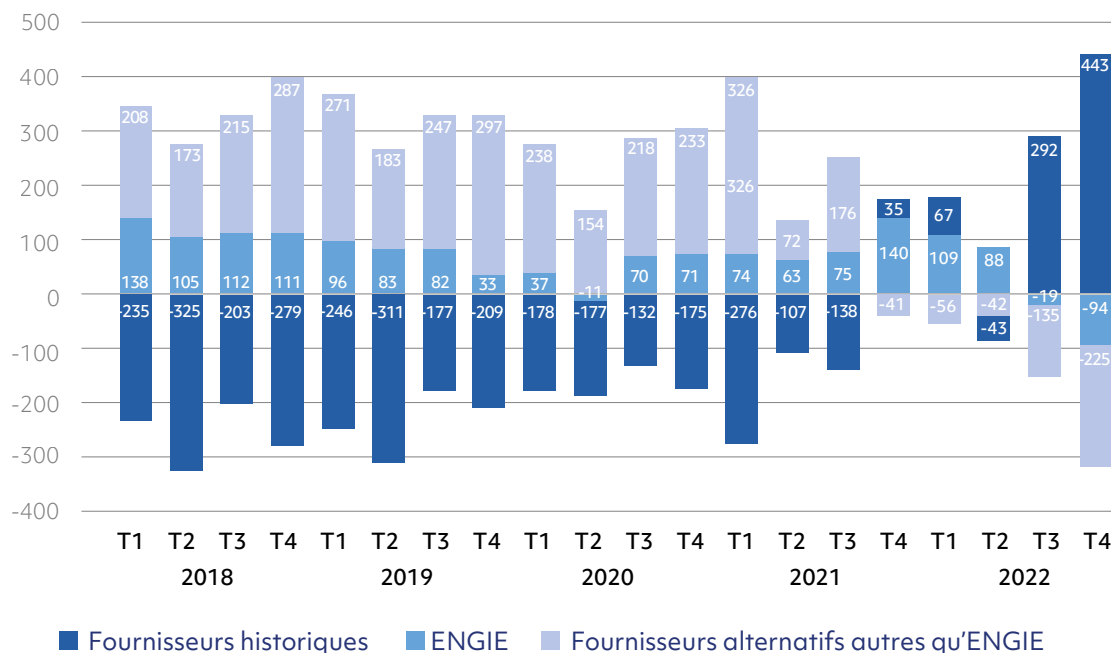
Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

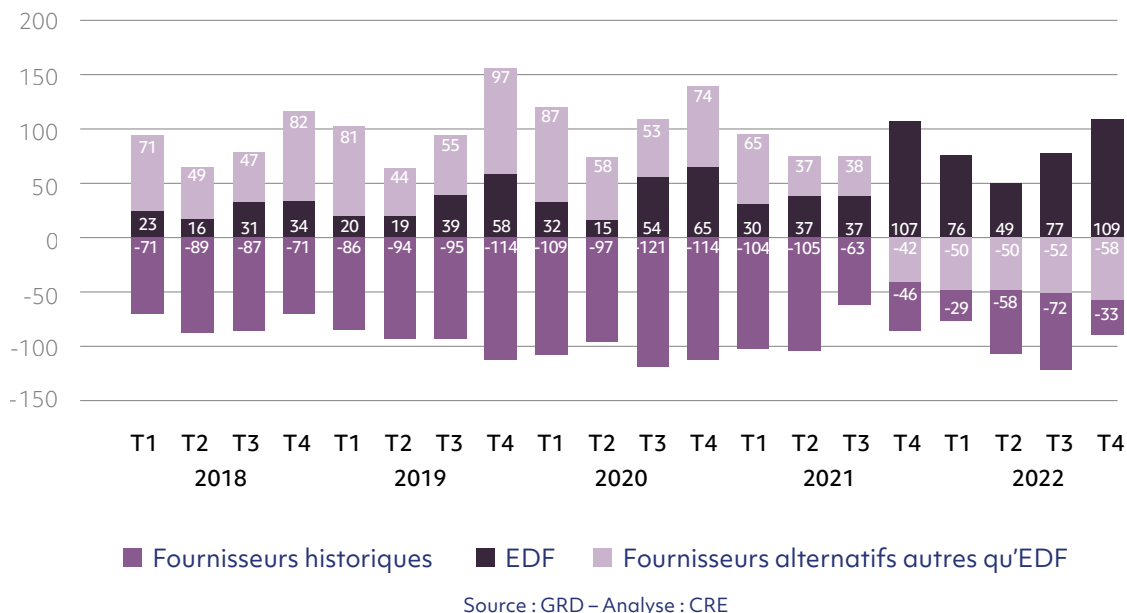
En électricité, il ressort que les fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE n'ont pas gagné de clients depuis le troisième trimestre 2021. Entre la fin du troisième trimestre 2021 et le 31 décembre 2022, ils ont perdu 499 000 clients, contre 1 417 000 clients gagnés entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 septembre 2021. Entre le troisième et le quatrième trimestre 2022, les fournisseurs historiques ont gagné 735 000 clients, ce qui correspond à 65 % des pertes de clients constatées entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 juin 2022 (-1 123 000 clients).

Malgré un ralentissement en 2022, les ventes nettes d'ENGIE restent positives (+84 000 en 2022, contre 352 000 en 2021).

En gaz naturel, le rythme de décroissance du portefeuille d'ENGIE a été nettement ralenti passant à -48 000 clients en moyenne par trimestre en 2022 contre -79 500 en 2021 et -110 000 en 2020. À compter du quatrième trimestre 2021, seuls EDF et ses filiales gagnent des sites. EDF connaît une forte accélération du nombre de sites gagnés chaque trimestre en moyenne (+41 500 en 2020, +53 000 en 2021 et +78 000 en 2022). Les fournisseurs alternatifs qui ont gagné en 2020 et 2021, 272 000 et 98 000 clients, perdent en 2022, 210 000 clients.

Fig. 47 Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2020, 2021 et 2022 [TRV inclus]





2.2.5 Taux de rotation

Le taux de rotation (ou taux de switch) est le rapport de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service chez les fournisseurs alternatifs, sur le nombre total de clients résidentiels. C'est un indicateur de l'intensité concurrentielle et de la mobilité des clients.

Jusqu'en 2020, le taux de rotation a progressé continuellement, tout en étant sensiblement plus élevé sur le marché du gaz naturel.

En 2020, le taux de rotation annuel⁽⁶⁴⁾ en électricité s'élève à 11,5 % (2,8% au T1, 2,0% au T2, 3,4% au T3 et 3,4% au T4)⁽⁶⁵⁾, soit une légère baisse par rapport à 2019 (11,9 %).

Le taux de rotation atteint notamment un point bas au deuxième trimestre 2020, sous l'effet du confinement. Il reprend sa croissance en 2021 en atteignant une valeur annuelle de 13,3 % (3,3% au T1, 3,3% au T2, 3,6% au T3 et 3,2% au T4)⁽⁶⁶⁾, mais retombe à une valeur annuelle de 10,1 % en 2022 (3,0% au T1, 2,7% au T2, 2,9% au T3 et 1,5% au T4), un niveau qui n'avait pas été atteint depuis 2018. Il convient de souligner enfin que le taux de rotation au cours du quatrième trimestre 2022 s'est établi à 1,5 %, le point le plus bas depuis le troisième trimestre 2016.

(64) Le taux de rotation annuel est la somme des taux de rotation des 4 trimestres présentés sur le graphique suivant.

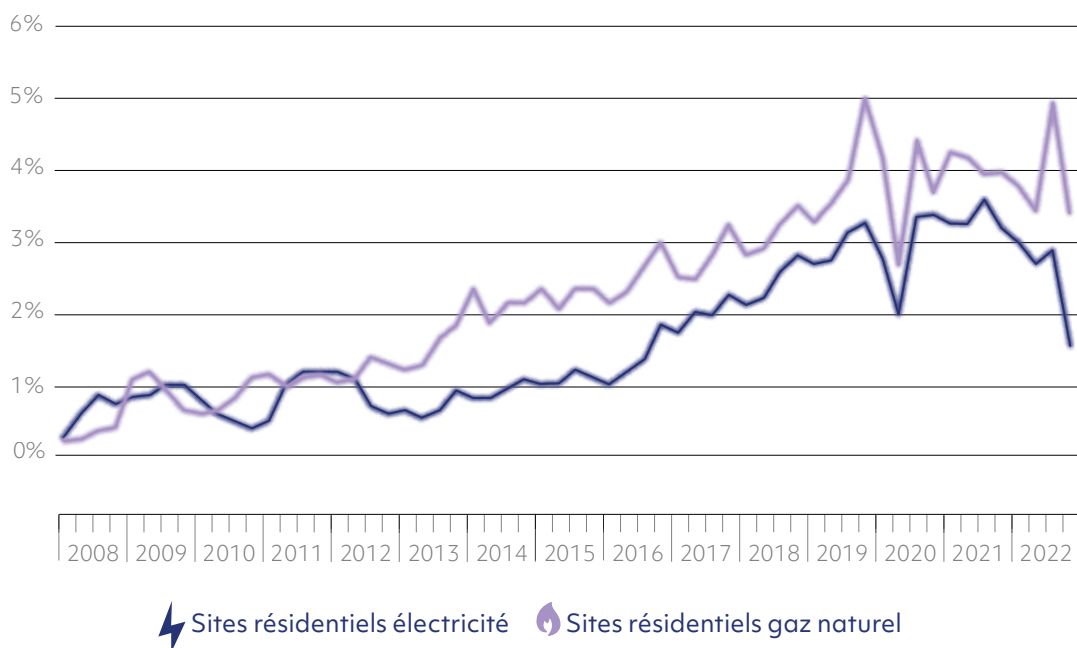
(65) La somme de l'arrondi n'est pas égale à l'arrondi de la somme des taux de switch.

(66) La somme de l'arrondi n'est pas égale à l'arrondi de la somme des taux de switch

Le taux de rotation en gaz naturel a également été sensible aux mesures de confinement et la crise des prix de gros. Il est resté néanmoins à un niveau élevé en 2022 à 15,6% (3,8%

au T1, 3,4% au T2, 5,0% au T3 et 3,4% au T4), contre 15,0% ⁽⁶⁷⁾ en 2020 et 16,4% ⁽⁶⁸⁾ en 2021, traduisant le maintien d'offres concurrentes des fournisseurs alternatifs.

Fig. 48 Taux de rotation trimestriel entre 2008 et 2022 sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Clé de lecture : sur 100 consommateurs résidentiels de gaz naturel, 5 ont soit changé de fournisseurs, soit signé un contrat avec un fournisseur alternatif pour une mise en service au cours du 4^e trimestre 2019

Source : GRD – Analyse : CRE

(67) Taux de switch en 2020 sur la fourniture de gaz naturel aux résidentiels : 4,2% au T1, 2,7% au T2, 4,4% au T3 et 3,7% au T4.

(68) Taux de switch en 2020 sur la fourniture de gaz naturel aux résidentiels : 4,3% au T1, 4,2% au T2, 3,9% au T3 et 4,0% au T4.

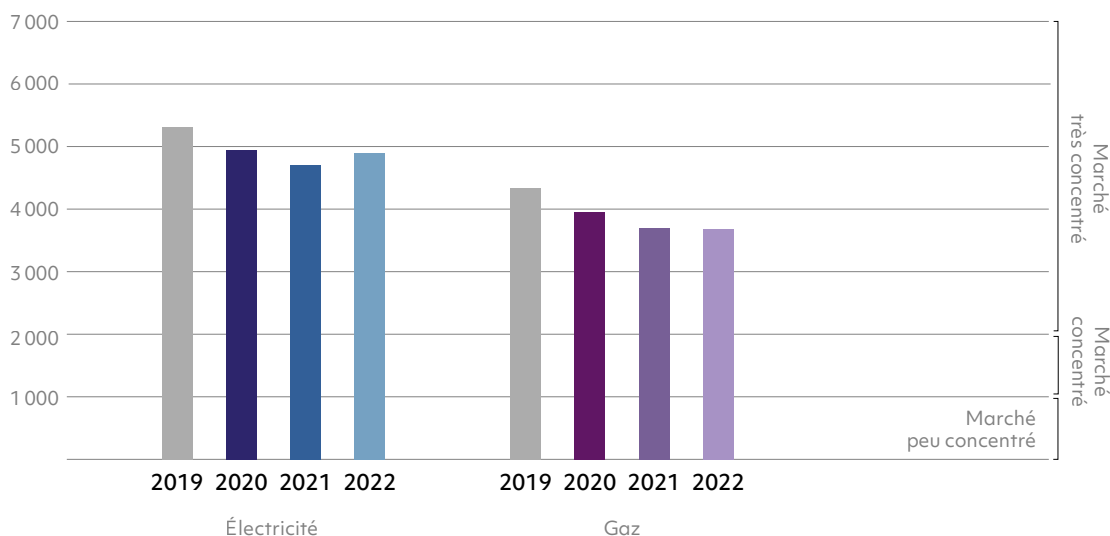
2.3. L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment résidentiel

La Figure 49 présente les valeurs de l'indice de Herfindahl-Hirschman⁽⁶⁹⁾ (HHI) en nombre de sites pour le segment résidentiel dans les deux énergies. Cet indice, qui s'appuie sur les parts de marché des fournisseurs, permet théoriquement de mesurer de manière macroscopique la concentration du marché. En application du changement de méthodologie opéré dans ce rapport, les parts de marché des filiales ont été fusionnées avec celles de leur société mère respective.

Le marché de la fourniture d'électricité et de gaz aux consommateurs résidentiels reste très concentré en France, tout en étant moins forte en gaz qu'en électricité. Alors que l'indice HHI diminuait régulièrement dans les deux énergies, il a augmenté en 2022 en électricité et s'est stabilisé en gaz.

L'indice HHI est une référence de la littérature économique et un indicateur pertinent de mesure de la concentration d'un marché. Toutefois, il n'apporte qu'une vision agrégée de la concentration du marché, sans informations plus fines sur son caractère monopolistique ou oligopolistique.

Fig. 49 Indice d'Herfindahl-Hirschmann par énergie sur le segment résidentiel, entre 2019 et 2022, au 31 décembre, en nombre de sites



Source : GRD – Analyse : CRE

(69) L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

3. Structure du marché de détail

3.1. Commercialisation des offres d'électricité et de gaz

Sur le marché de détail, un consommateur résidentiel a, pour ce qui concerne le prix de l'offre, le choix entre trois types d'offres de marché, qui reflètent des stratégies d'approvisionnement différentes de la part du fournisseur.

Trois grands types d'offres de marché coexistent sur les marchés de détail :

- ▶ les offres indexées sur les tarifs réglementés : le prix du kWh est indexé sur les TRV en vigueur. Pour les offres d'électricité, le prix du kWh est lissé pour une durée d'un an. Pour les offres de gaz naturel, le prix du kWh varie mensuellement sur le fondement d'une formule tarifaire applicable du 1^{er} juillet de l'année N au 30 juin de l'année N-1 ;
- ▶ des offres à prix fixe (pluriannuelles ou non) : le prix reflète théoriquement la couverture du fournisseur au moment de la souscription du contrat. Le fournisseur garantit ainsi un prix fixe au consommateur et se couvre de telle façon qu'il est à même de faire face aux évolutions des marchés de gros sur la période contractuelle ;
- ▶ des offres à prix variable :
 - En gaz et en électricité, le prix reflète généralement un approvisionnement court terme du fournisseur qu'il répercute dans ses offres. Les fluctuations du marché peuvent être reflétées par une indexation définie contractuellement : prix plus bas le week-end ou à certaines heures la nuit, prix au contraire très élevés aux périodes de pointe et plus bas le reste du temps, prix reflétant les prix spot horaires, etc.

- En électricité, un contrat à prix variable peut être indexé sur un indice de marchés de gros mais pas seulement. Le prix peut en effet évoluer à la discrétion du fournisseur, dans le respect du délai d'un mois de prévenance, afin de répercuter dans le contrat le coût d'approvisionnement supporté. Ces contrats à prix variable peuvent être assimilés à des contrats à « prix libre et non contraint ».

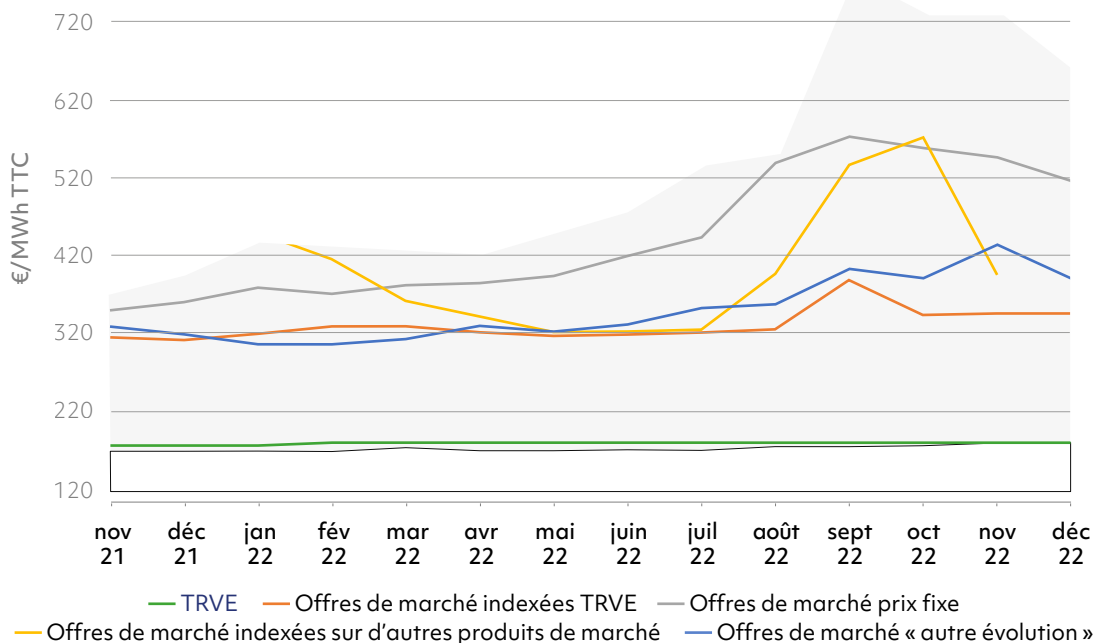
Les consommateurs d'électricité peuvent souscrire un contrat aux TRVE, contrairement aux consommateurs de gaz naturel, qui depuis le 8 décembre 2019 ne peuvent plus souscrire de nouveaux contrats au TRVG.

Les différentes offres (à l'exception des TRV) peuvent se combiner avec le caractère « vert » de l'électricité ou du gaz, se matérialisant par l'achat par le fournisseur de GO certifiant que tout ou partie de l'énergie fournie au client provient de sources renouvelables. La crise des prix aura entraîné une forte baisse du nombre d'offres vertes disponibles, qui est la résultante d'une baisse du nombre de fournisseurs présents sur le marché. La proportion de fournisseurs proposant des offres vertes sur le marché est restée relativement stable : entre 70% et 90% des fournisseurs commercialisant des offres. La crise n'a pas spécifiquement entravé la capacité des fournisseurs à proposer des offres vertes.

La CRE mène un suivi régulier des offres disponibles sur le site du MNE, dont elle rend compte dans la présente partie des évolutions jusqu'au 31 décembre 2022.

3.1.1 Sur le marché de la fourniture d'Électricité (clients heures pleines/heures creuses)

Fig. 50 Évolution du prix des offres de fourniture depuis le 1^{er} novembre 2021 en €/MWh TTC pour un client électricité en heures pleines/heures creuses



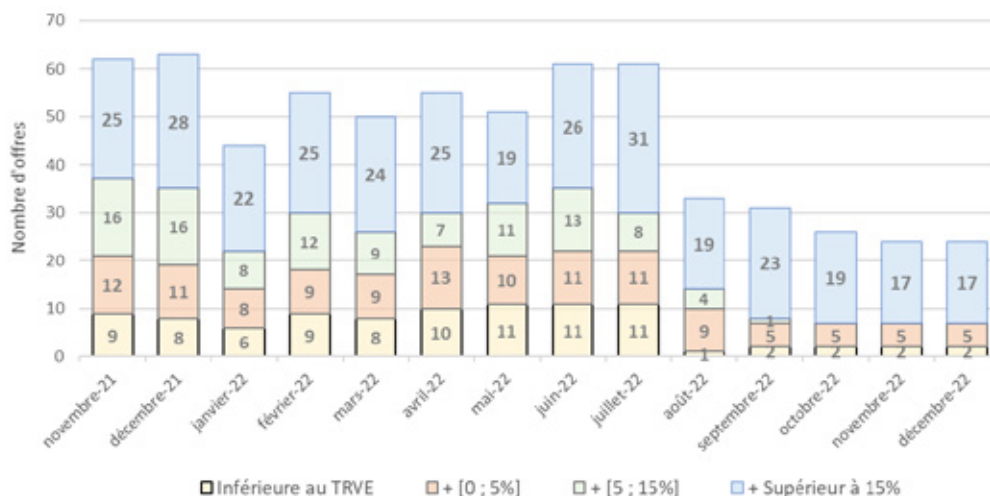
L'aire grisée représente les prix maximal et minimal proposés sur le marché

Source : MNE – Analyse : CRE

Entre novembre 2021 et décembre 2022, le prix moyen TTC des TRVE en option heures pleines heures creuses est de 187 €/MWh TTC pour un consommateur heures pleines heures creuses

consommant 8 500 kWh. Au cours de l'année 2022, le prix moyen TTC des offres fixes a été 90,2 % plus élevé que les TRVE, contre 18,4 % pour les offres indexées sur les TRVE.

Fig. 51 Positionnement des offres de marché par rapport au tarif réglementé



Exemple de lecture : en avril 2022, sur 55 offres disponibles sur le site du MNE, 13 offres étaient jusqu'à 5% plus chères que le TRVE.

Source : MNE – Analyse : CRE

Entre novembre 2021 et juillet 2022, en moyenne, 9 offres de marché étaient plus compétitives que le TRVE. À la suite de la crise des prix de gros d'août 2022, seules 2 offres de marché restaient plus compétitives que le TRVE.

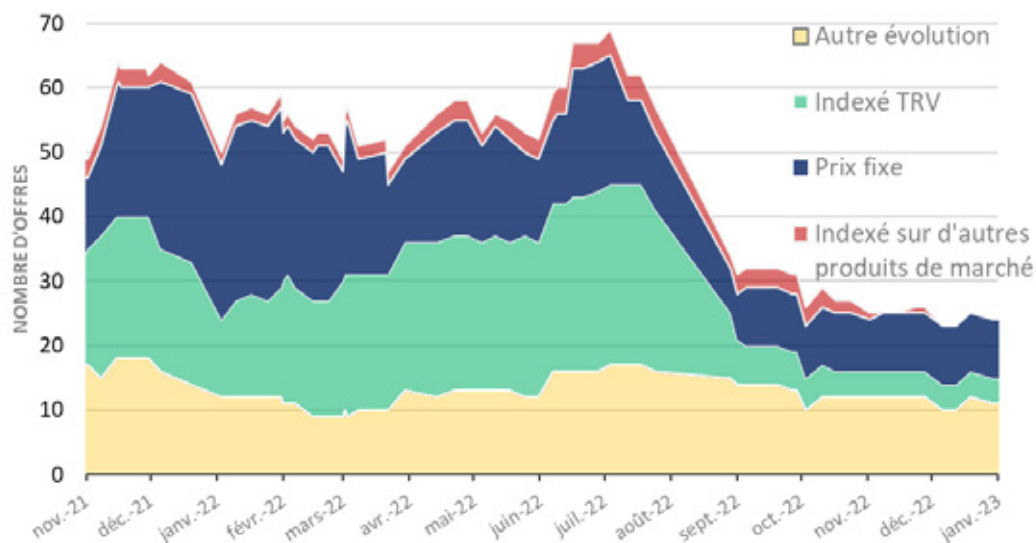
Entre novembre 2021 et décembre 2022, le nombre d'offres disponibles sur le site du MNE a été presque divisé par trois : 61 offres sont disponibles en moyenne en novembre 2021 contre 24 en décembre 2022. Au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix de gros de l'électricité, 108 offres étaient disponibles sur le site du MNE.

Malgré un rebond en avril 2022, le nombre de fournisseurs proposant des offres a fortement diminué, notamment à compter de septembre 2022. En décembre 2022, 10 fournisseurs proposaient des offres aux consommateurs. Au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix du gaz naturel, 36 fournisseurs étaient présents sur le site du médiateur.

La chute du nombre de fournisseurs proposant des offres fin 2022, s'est également accompagnée d'une raréfaction des offres indexées sur les TRVE, passant de 35 % à 20 % entre août et septembre 2022⁽⁷⁰⁾.

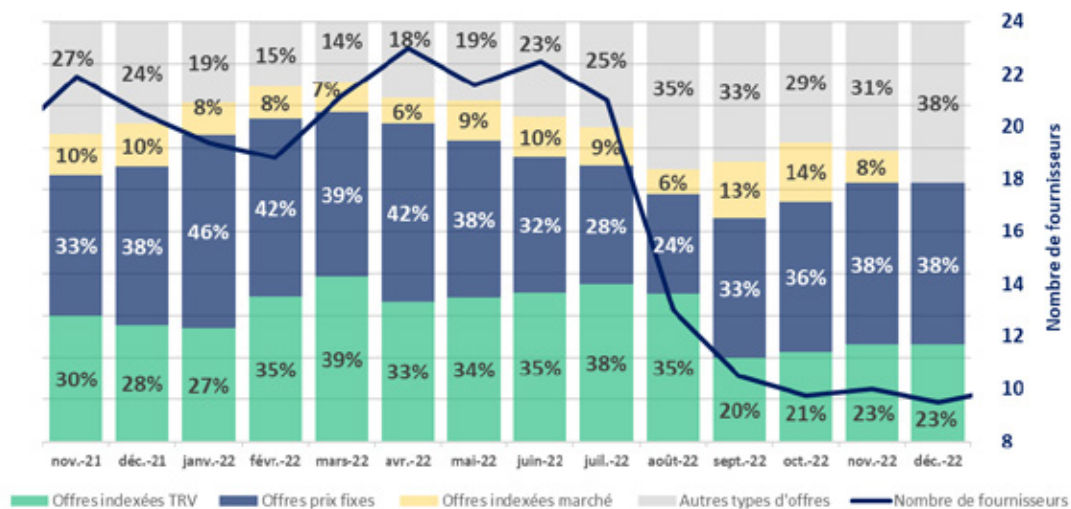
(70) La catégorie « autre évolution » englobe l'ensemble des offres n'ayant pas d'indexation explicite sur des produits de marché ou sur le TRVE. La grille est librement fixée par le fournisseur et peut évoluer à la main du fournisseur, dans le respect d'un délai de prévenance d'un mois.

Fig. 52 Évolution du nombre d'offres sur le marché pour un client électricité en heures pleines/heures creuses



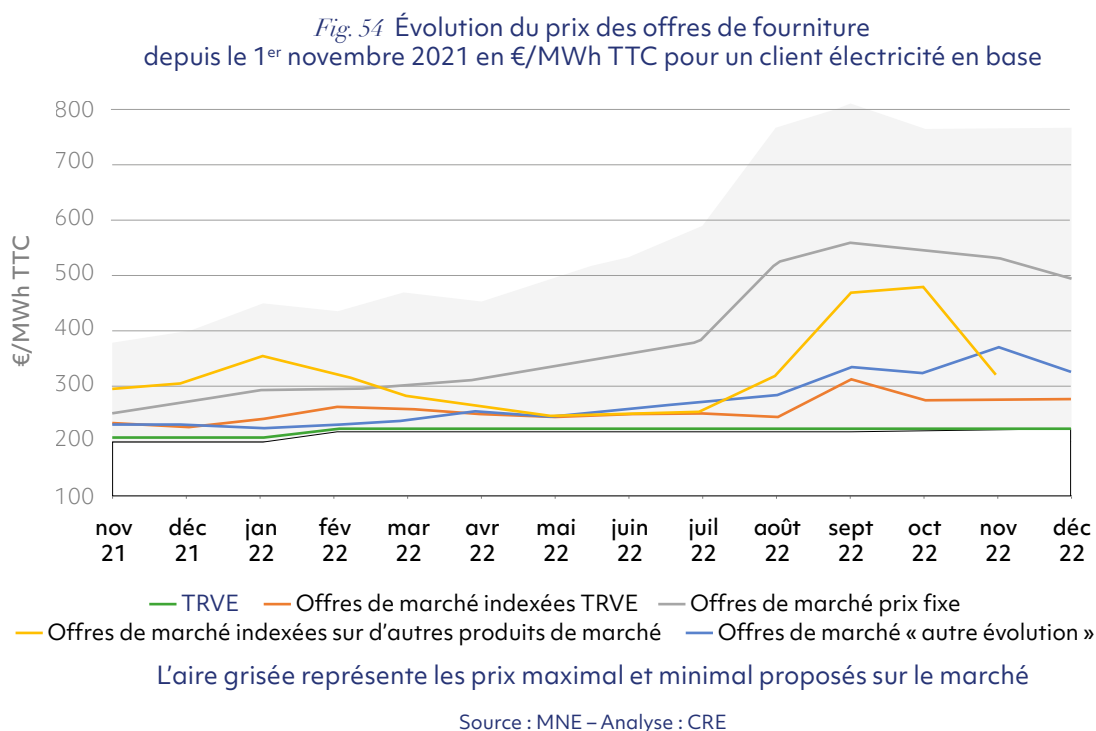
Source : MNE – Analyse : CRE

Fig. 53 Évolution du type d'offres proposées et du nombre de fournisseurs présents sur le marché pour un client électricité en heures pleines/heures creuses



Source : MNE – Analyse : CRE

3.1.2 Sur le marché de la fourniture d'Électricité (clients Base)



Entre novembre 2021 et décembre 2022, le prix moyen des TRVE en option base a été de 218 €/MWh TTC pour un client type Base consommant 2400 kWh. En cours de l'année 2022, le prix moyen des offres fixes a été en moyenne 85,4% plus élevé que les TRV, contre 18,3% pour les offres indexées TRVE.

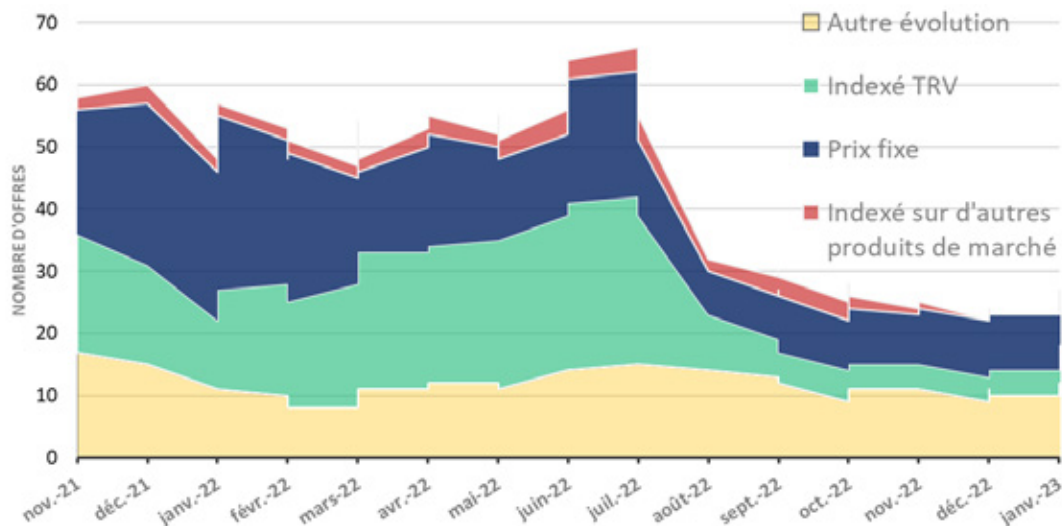
Entre novembre 2021 et décembre 2022, le nombre d'offres disponibles sur le site du MNE a été presque divisé par trois : 59 offres sont disponibles en moyenne en novembre 2021 contre 23 en décembre 2022. Au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix de gros de l'électricité, 96 offres étaient disponibles sur le site du MNE.

La raréfaction des offres s'est accompagnée d'une baisse de la part des offres fixes, historiquement majoritaires. Au 31 décembre 2022, les offres fixes représentent 32% des

offres commercialisées disponibles sont des offres à prix fixe, contre 56% en novembre 2021.

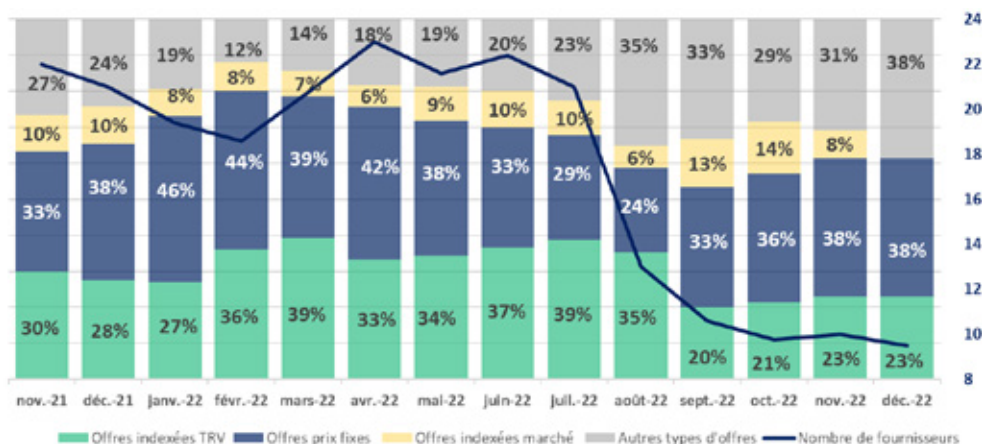
Malgré un rebond en avril 2022, le nombre de fournisseurs proposant des offres a fortement diminué, notamment à compter de septembre 2022. En novembre 2021, 22 fournisseurs en moyenne proposaient des offres sur le site du médiateur. En décembre 2022, 10 fournisseurs proposaient des offres aux consommateurs. Au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix de l'électricité, 36 fournisseurs étaient présents sur le site du médiateur. La chute du nombre de fournisseurs proposant des offres fin 2022, s'est également accompagnée d'une raréfaction des offres dont le prix est indexé sur les TRVE, passant de 35% à 20% entre août et septembre.

Fig. 55 Évolution du nombre d'offres sur le marché pour un client électricité en base



Source : MNE – Analyse : CRE

Fig. 56 Évolution du type d'offres proposées et du nombre de fournisseurs présents sur le marché pour un client électricité en base

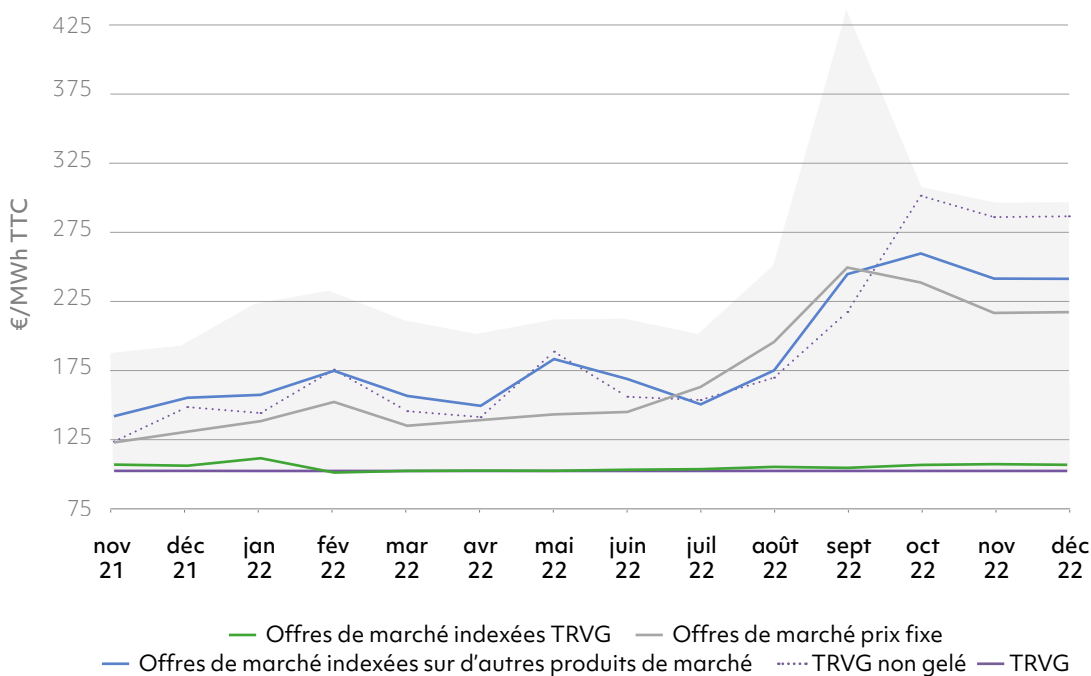


Source : MNE – Analyse : CRE

3.1.3 Évolution des offres proposées sur le marché de la fourniture de gaz naturel

Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel pour un client-type « Chauffage » avec une consommation de 14 000 kWh/an.

Fig. 57 Évolution du prix des offres de fourniture de gaz type chauffage depuis le 1^{er} novembre 2021 en €/MWh TTC pour un client chauffage gaz

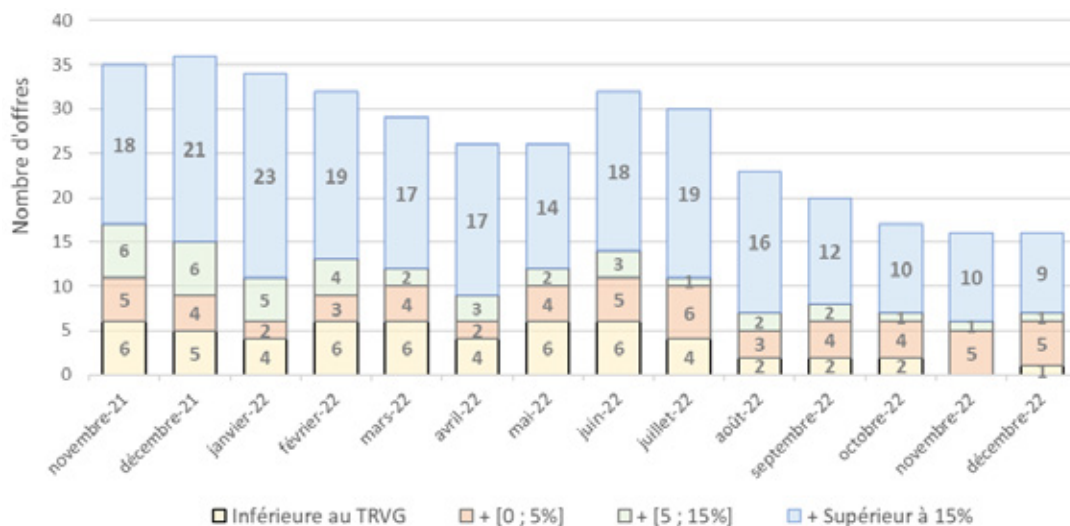


L'aire grisée représente les prix maximal et minimal proposés sur le marché.

Source : MNE – Analyse : CRE

Entre novembre 2021 et décembre 2022, le prix moyen TTC des TRVG a été de 106 €/MWh TTC pour un consommateur se chauffant au gaz naturel. Au cours de l'année 2022, le prix moyen des offres fixes a été 69,4% plus élevé que les TRVG, contre 2,5% pour les offres indexées sur les TRVG.

Fig. 58 Positionnement des offres de marché par rapport au tarif réglementé



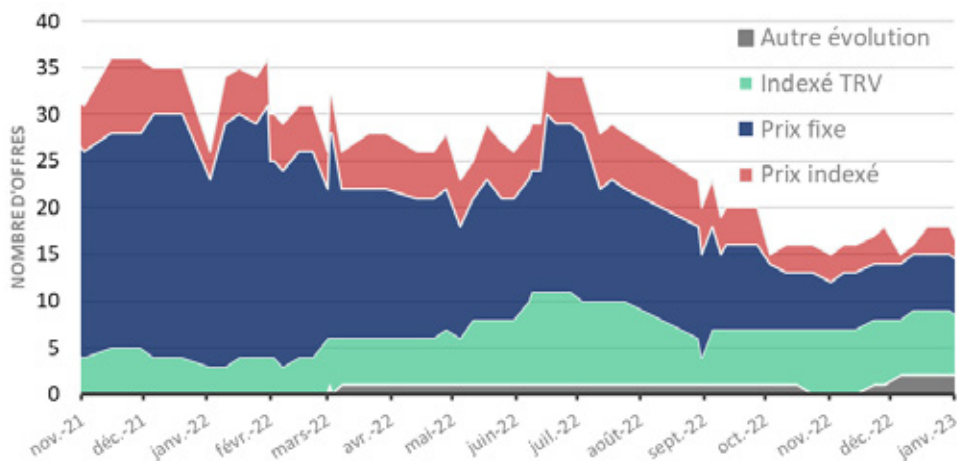
Exemple de lecture : en avril 2022, sur 26 offres disponibles sur le site du MNE, 2 offres étaient jusqu'à 5% plus chères que le TRVG.

Source : MNE – Analyse : CRE

Entre novembre 2021 et juillet 2022, en moyenne, 5 offres de marché étaient plus compétitives que le TRVG gelé. À la suite de la crise des prix de gros d'août 2022, seules 2 offres de marché

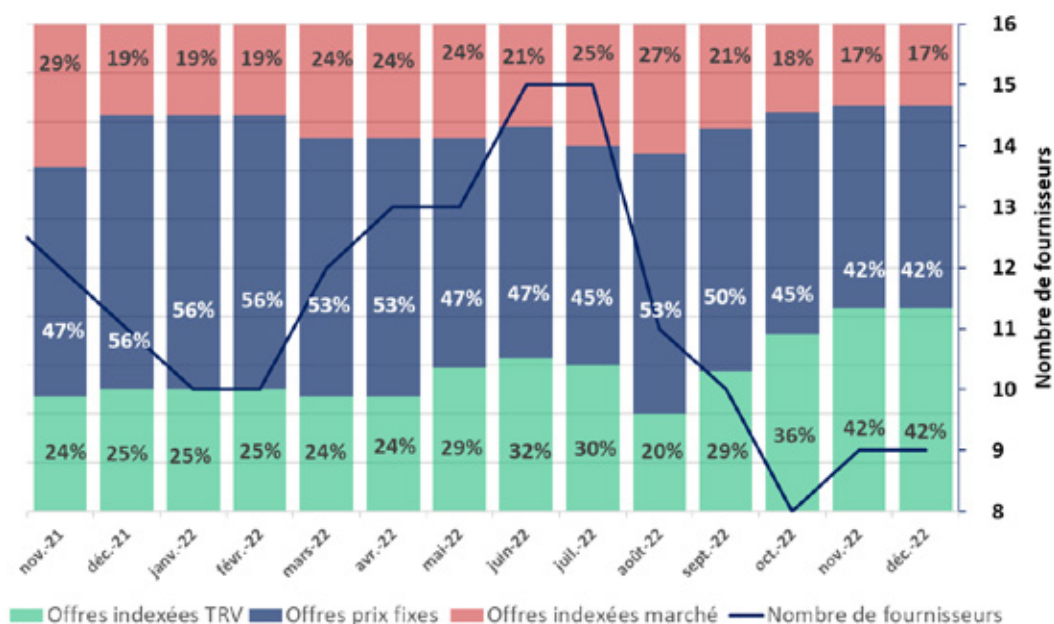
restaient plus compétitives que le TRVG. Des offres de marché proches des niveaux du TRV gelé se sont néanmoins toujours maintenues même au cours du deuxième semestre 2022.

Fig. 59 Évolution du nombre d'offres sur le marché pour un client chauffage gaz



Source : MNE – Analyse : CRE

Fig. 60 Évolution du type d'offre proposées et du nombre de fournisseurs présents sur le marché pour un client chauffage gaz



Source : MNE – Analyse : CRE

Entre novembre 2021 et décembre 2022, le nombre d'offres disponibles sur le site du MNE a été divisé par deux : 35 offres sont disponibles en moyenne en novembre 2021 contre 17 en décembre 2022.

Au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix du gaz naturel, 59 offres étaient disponibles sur le site du MNE. Cette raréfaction s'accompagne d'une baisse de la part des offres fixes, historiquement majoritaires. Au 31 décembre 2022, 42% des offres

disponibles sont des offres indexées sur les TRVG, quand elles ne représentaient que 24% des offres en novembre 2021.

Malgré un rebond à l'été 2022, la crise des prix a limité le nombre de fournisseurs proposant des offres aux consommateurs. En décembre 2022, 9 fournisseurs proposaient des offres aux consommateurs. Au 1^{er} juin 2021, avant la hausse des prix du gaz naturel, 18 fournisseurs étaient présents sur le site du médiateur.

3.2. Contrats en vigueur sur le marché de la fourniture d'électricité et gaz

La CRE collecte auprès des quatre principaux fournisseurs (EDF, ENGIE, ENI et TotalEnergies), des indicateurs complémentaires sur la structure de leur portefeuille qui représentent respectivement en gaz et en électricité, 96% et 97% des parts de marché du secteur résidentiel.

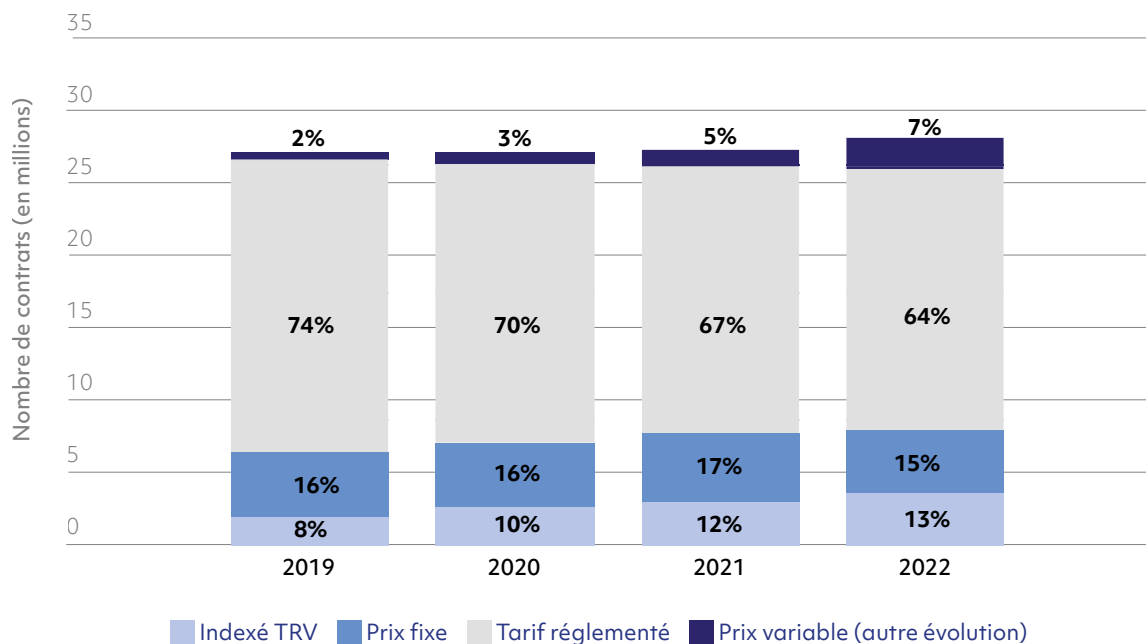
3.2.1 Sur le marché de la fourniture d'électricité

Les graphiques ci-dessous font ressortir que la part d'offres à prix fixe a diminué entre fin 2021 et fin 2022 sur le marché de la fourniture d'électricité passant de 17% à fin 2021 à 15% fin 2022, sous l'effet du mode de calcul du bouclier tarifaire fondé sur les TRVE, rendant difficile de reconduire les

consommateurs arrivant à échéance dans des conditions financières acceptables.

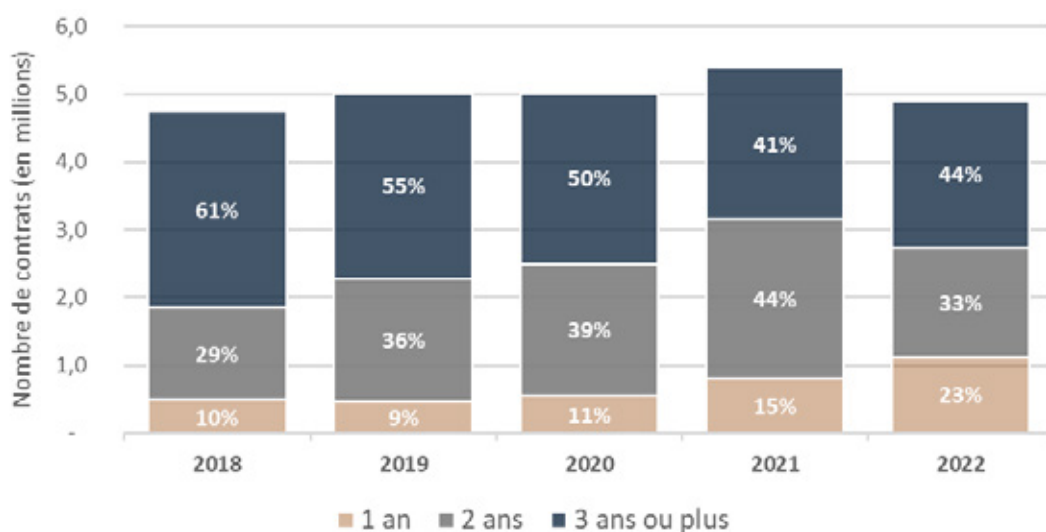
Compte tenu des conditions de marché, la part des contrats de longue durée a également diminué.

Fig. 61 Évolution des typologies de contrats sur le marché de la fourniture d'électricité (au 31 décembre)



Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

Fig. 62 Évolution des durées des contrats à prix fixe en vigueur sur le marché de l'électricité au 31 décembre



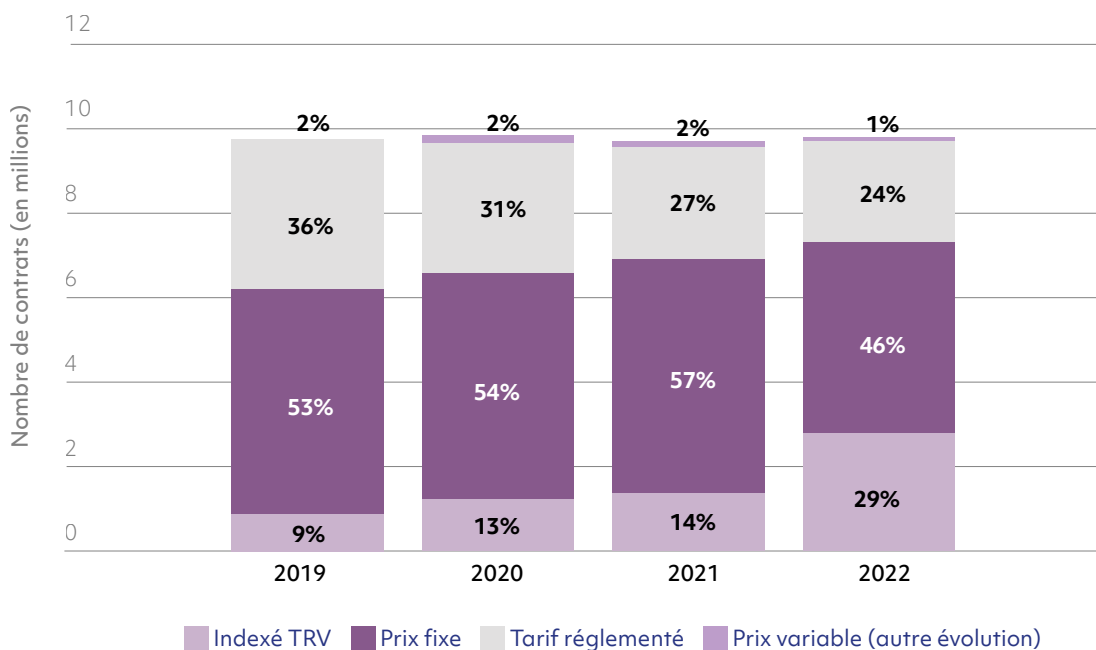
Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

3.2.2 Sur le marché de la fourniture de gaz naturel

En gaz naturel, les graphiques ci-dessous montrent que la proportion d'offres indexées sur les TRVG a fortement augmenté entre fin 2021 et fin 2022 passant de 14 % à 29 %. L'année 2022 est marquée par une bascule importante de contrats à prix fixe vers des contrats indexés TRVG. Cette tendance est la conséquence des modalités d'application du bouclier tarifaire fondé sur le TRVG et ne visant, jusqu'à fin août 2022, que les offres indexées sur les TRVG.

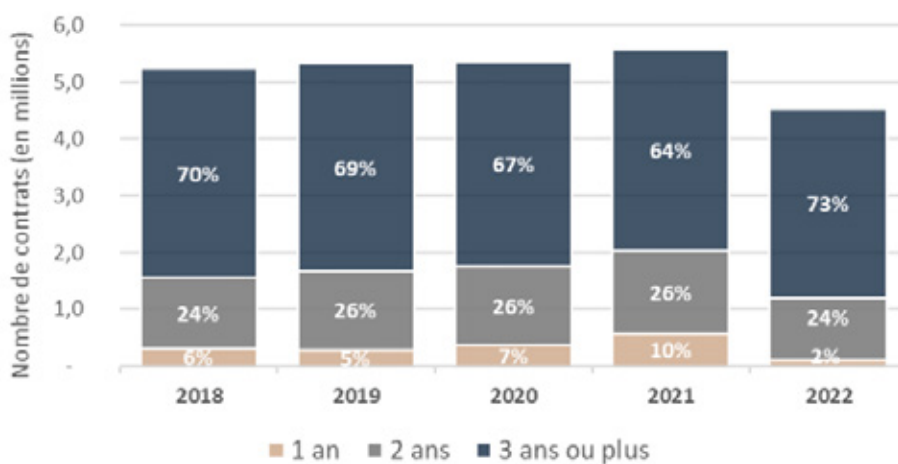
L'absence de renouvellement des contrats à prix fixe à leur échéance est illustrée par la baisse de la proportion de contrats dont la durée est inférieure à 3 ans, avec un passage de 39% des contrats en vigueur fin 2021, à 23% à fin 2022.

Fig. 63 Évolution des typologies de contrats sur le marché de la fourniture du gaz naturel au 31 décembre



Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

Fig. 64 Évolution des durées des contrats à prix fixe en vigueur sur le marché du gaz naturel au 31 décembre



Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

3.2.3 Les offres bi-énergies

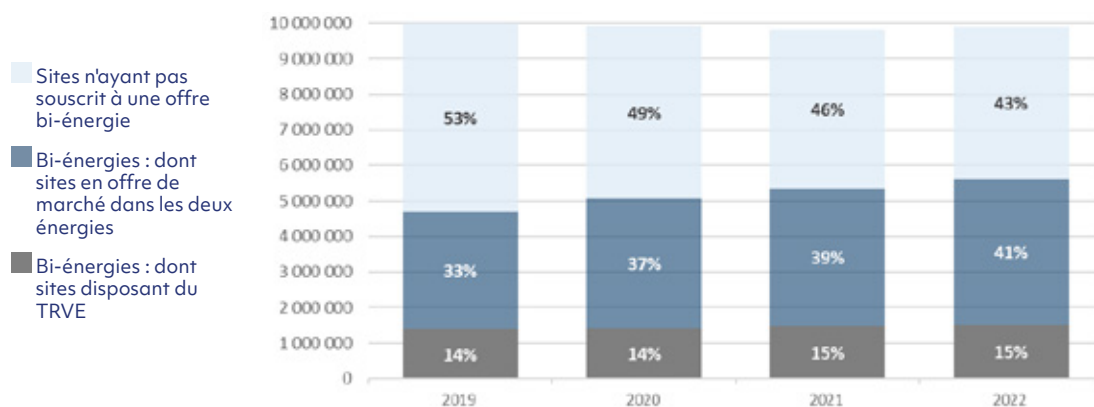
Parmi les données collectées auprès des principaux fournisseurs, la CRE recueille aussi, à une maille annuelle, des informations relatives aux clients résidentiels ayant souscrit des offres bi-énergies, c'est-à-dire une offre en électricité et en gaz chez le même fournisseur, qu'il s'agisse d'une offre dite « duale »⁽⁷¹⁾ ou non. Le périmètre d'étude se limite aux clients disposant du gaz naturel à leur domicile : au 31 décembre 2022, 30,9% des consommateurs résidentiels d'électricité consomment aussi du gaz naturel⁽⁷²⁾.

Au 31 décembre 2022, 57% des clients résidentiels disposant à la fois de l'électricité et du gaz naturel dans leur logement ont souscrit des offres bi-énergies, contre 47% fin 2019, soit 920 000 consommateurs supplémentaires sur la période. Parmi eux, 73% sont en offre de marché pour les deux énergies et 27% sont aux TRVE.

Les offres bi-énergies constituent une simplification de la relation entre le fournisseur et le consommateur avec, par exemple, la mise en commun de l'espace client, voire, lorsqu'il y a une offre de marché pour les deux énergies, la mise en place d'une facturation unique. Par ailleurs, les offres bi-énergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de gaz naturel.

Depuis 2019, la tendance d'augmentation du nombre de clients bi-énergie est stable. Les dernières années font apparaître une hausse du nombre de sites bi-énergies chez consommateurs aux TRVE. Ce phénomène s'explique à la fois par le fort développement des offres de marché de gaz naturel d'EDF auprès des résidentiels, ainsi qu'un ralentissement des départs, voire des retours, aux TRVE pendant la crise.

Fig. 65 Répartition des clients résidentiels des quatre principaux fournisseurs, ayant souscrit une offre bi-énergie, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 31 décembre de chaque année



Clés de lecture : au 31 décembre 2022, sur 100 clients résidentiels disposant des deux énergies, 41 ont souscrit une offre de marché gaz et une offre de marché électricité chez le même fournisseur

Sources : ENGIE, EDF, TotalEnergies, ENI – Analyse : CRE

(71) Offre pour laquelle la fourniture d'électricité et la fourniture de gaz sont indissociablement liées dans un contrat unique.
(72) À partir de 2019, ENGIE affirme n'être plus en mesure de transmettre à la CRE l'information sur les offres bi-énergies dont le contrat gaz est aux TRV en raison de la séparation de leurs activités commerciales dans l'organisation du groupe. L'ensemble des clients aux TRVG ont donc disparu du graphique en 2019 (bi-énergie ou non).

4. Indicateurs européens

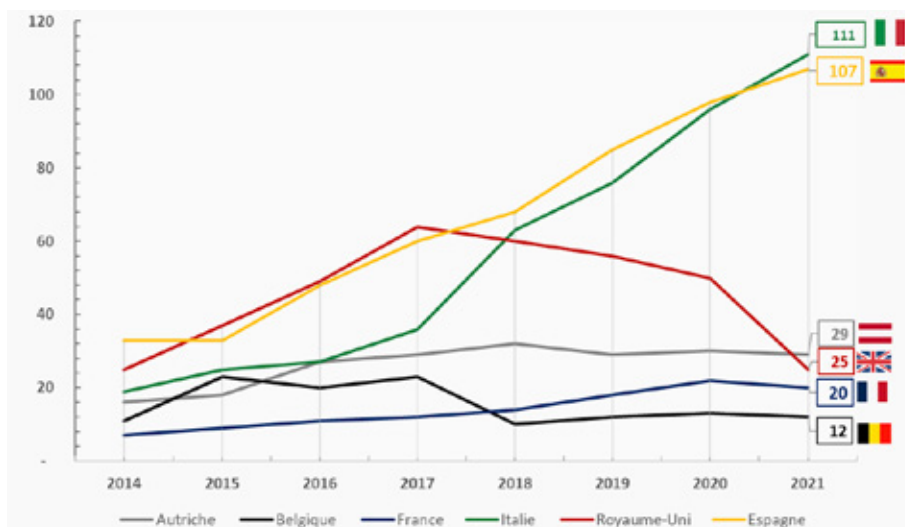
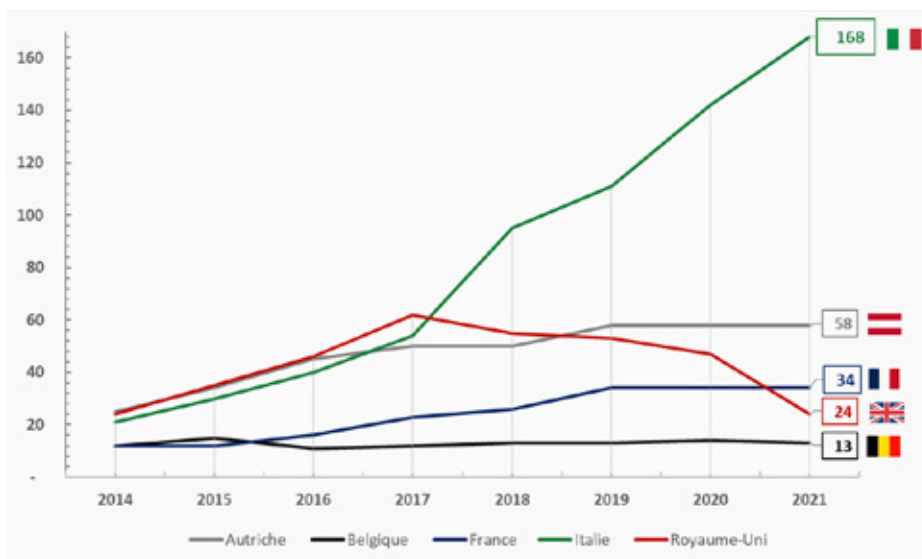
La présente partie porte sur la situation des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de plusieurs pays européens en comparaison avec la France. Cette analyse s'appuie sur les données de l'opendata du CEER⁽⁷³⁾ publiées en 2022 pour l'année 2021. Les pays concernés sont : l'Autriche, la Belgique, la France, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni, quand les données le permettent. De nombreux pays européens, dont l'Allemagne ne remplissent pas la base de données du CEER, ce qui limite la portée de ces comparaisons.

Les spécificités de fonctionnement des marchés propres à chaque pays doivent conduire à regarder avec prudence les comparaisons qui sont faites dans cette section.

Le nombre de fournisseurs permet en première approche de comprendre les structures du marché et la dynamique de la concurrence dans les pays membres de l'UE. Un nombre de fournisseurs élevé peut signifier que le nombre d'offres proposées augmentera en proportion faisant par la même bénéficier aux consommateurs d'un choix plus important. Il ne signifie cependant pas que la concurrence est efficace et n'assure pas un bon fonctionnement du marché en tant que tel. Les données relatives à l'Espagne et l'Italie ne permettent pas de tirer de conclusions claires sur l'évolution du nombre de fournisseurs et leur distinction entre fournisseurs nationaux et non nationaux.

(73) Ces mêmes données sont utilisées dans le cadre du rapport annuel de surveillance des marchés de détail en Europe du CEER.

Fig. 66 Nombre de fournisseurs nationaux (2014-2021)

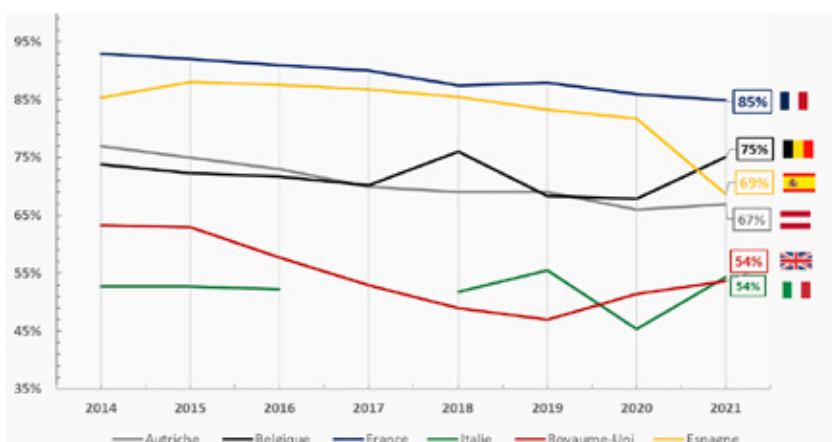
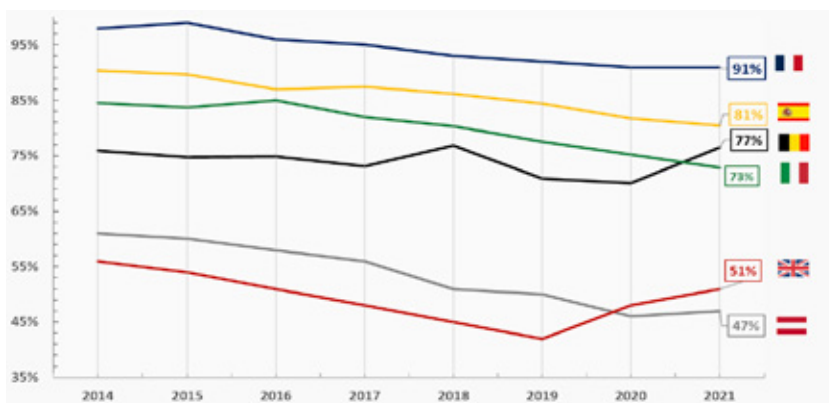


Source : CEER Opendata – Analyse : CRE

Les parts des marchés des 3 acteurs les plus significatifs, comparées à l'ensemble du segment résidentiel font ressortir que, dans la majorité des pays, les marchés de détail de l'électricité et du gaz sont dominés par les trois plus gros fournisseurs.

Le part de marché des 3 plus grands fournisseurs est historiquement en baisse mais a augmenté sous l'effet des prémices de la crise dans certains pays européens (Belgique, Royaume-Uni, Autriche). La part de marché des trois plus gros fournisseurs en France est de 91% en électricité et 85% en gaz, contre une fourchette comprise entre 50% et 80% pour le reste du panel.

Fig. 67 Part de marché des 3 plus grands fournisseurs sur le segment résidentiel par pays en nombre de sites, 2014-2021



Source : CEER Opendata – Analyse : CRE

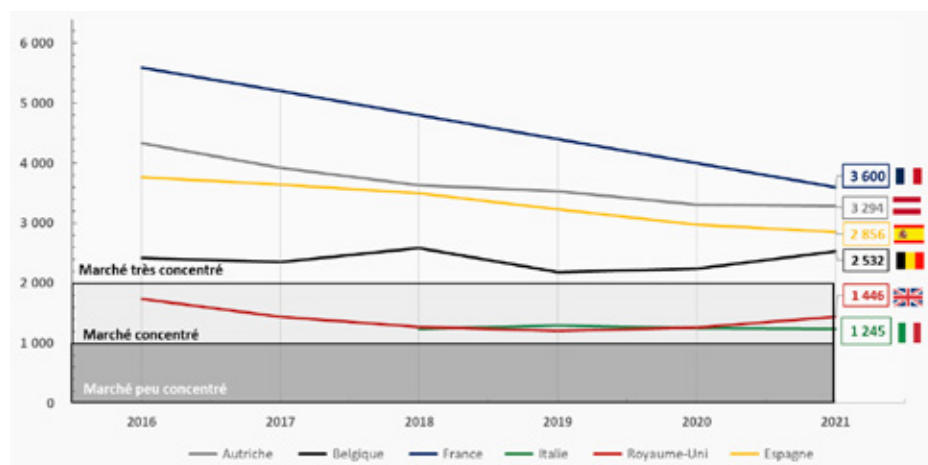
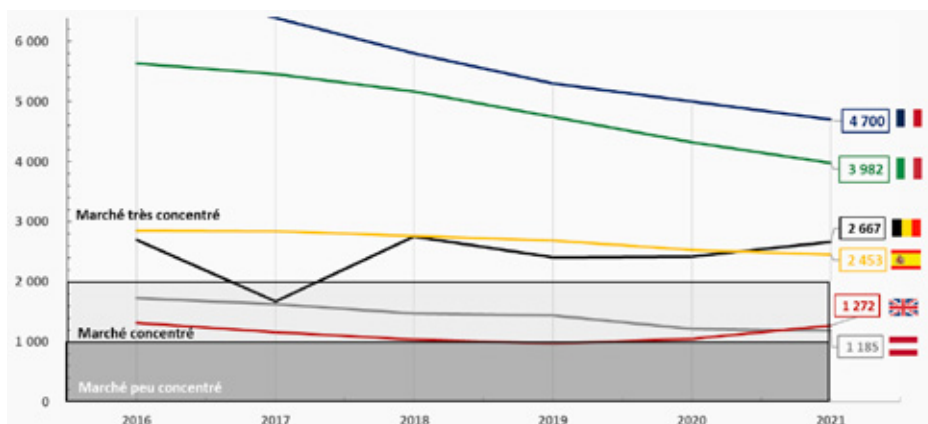
Le graphique suivant donne l'indice de HHI⁽⁷⁴⁾ en nombre de sites pour le segment résidentiels du marché de détail pour les mêmes pays sélectionnés. Cet indice mesure le degré de concentration des marchés. La CRE souligne que le HHI n'apporte qu'une vision agrégée de la concentration du marché, sans informations plus fines sur son caractère monopolistique ou oligopolistique.

Un indicateur statistique tel que le HHI doit être complété par des analyses qualitatives.

L'ensemble des pays du panel ont vu leur HHI évoluer à la baisse, l'indice de concentration en France a baissé significativement mais reste plus élevé que les voisins européens. Seuls le Royaume-Uni et l'Autriche en électricité, et l'Italie et le Royaume Uni en gaz, présentent des marchés qui ne sont pas très concentrés.

(74) L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000 (tel que défini par la Commission européenne).

Fig. 68 Indice d'Herfindahl-Hirschmann par pays sur le segment résidentiel en électricité et en gaz, en nombre de sites, au 31 décembre 2021

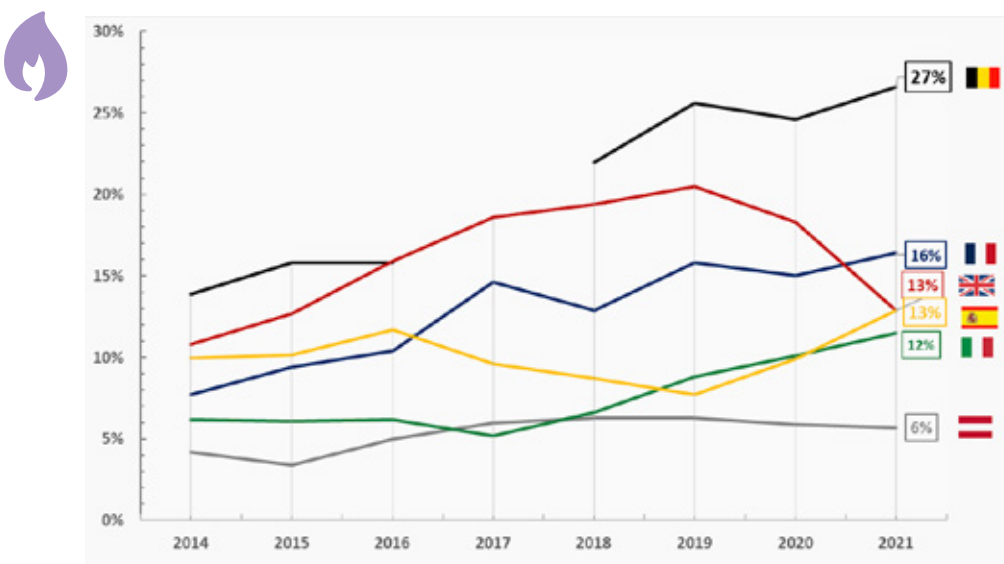
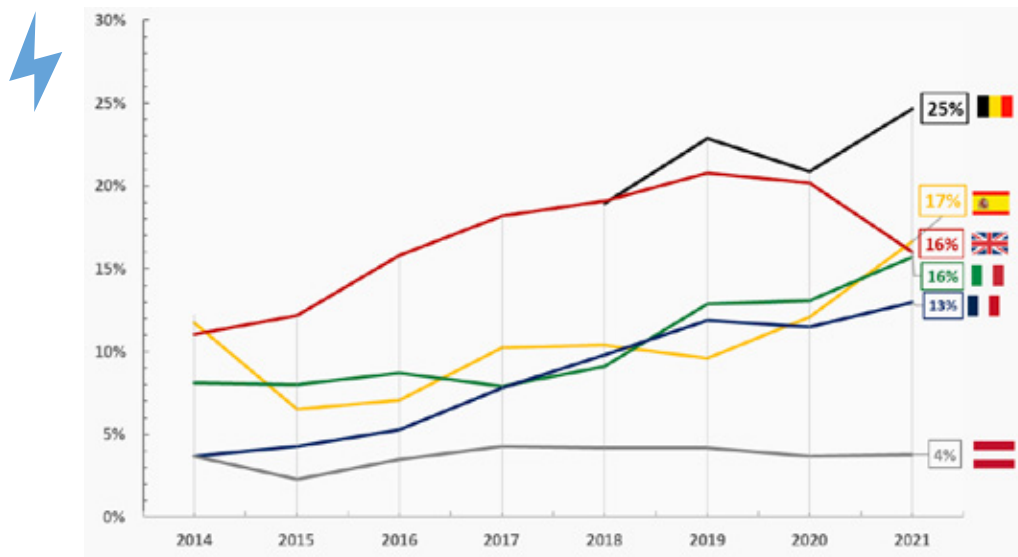


Source : CEER Opendata – Analyse : CRE

Il convient de noter que les structures variées des marchés de détail des états membres sont des facteurs qui, par nature, ont un impact important sur les différents indicateurs présentés. Par exemple, certains pays tels que l'Autriche étaient historiquement composés d'une multitude de monopoles locaux. Ainsi, certains indicateurs à l'échelle nationale semblent indiquer un développement de la concurrence important (nombre de fournisseurs, HHI faible), alors que l'examen des taux de rotation (ci-après) révèle une dynamique de marché faible sur ces multiples zones.

La Belgique possède les taux de rotation les plus élevés en électricité et en gaz sur l'année 2021, 25 % et 27 % en électricité. L'Autriche présente le taux de switch le plus 4% en électricité et 6% en gaz naturel. La France se situe dans près de la valeur moyenne du panel présenté dans les deux énergies, toutefois, elle affiche un taux de rotation parmi les plus bas du panel en électricité et parmi les plus hauts en gaz.

Fig. 69 Taux de rotation annuel sur le segment résidentiel en électricité, par pays en nombre de sites



Source : CEER Opendata – Analyse : CRE

En synthèse, le marché français se singularise en Europe par un point de départ de l'ouverture du marché résidentiel en 2007 avec un monopole national, hors ELD, pour chaque énergie. Cela explique en grande partie des résultats moins bons en France qu'ailleurs en Europe sur des indicateurs statiques tels que la part des 3 plus gros fournisseurs ou l'indice HHI, même si des améliorations peuvent être notées. *A contrario*, les pays qui s'appuyaient historiquement sur un modèle de partitionnement du territoire entre monopôles locaux ont aujourd'hui des indicateurs concurrentiels pus favorables.

En revanche, la France se classe dans la moyenne sur le taux de rotation, qui reflète le dynamisme concurrentiel du marché et la mobilité des consommateurs. D'autres pays (Autriche, Espagne, Italie) ont, malgré des indices de concentration meilleurs, reflétant une structure industrielle historique plus éclatée avec des ex-monopoles locaux, des indicateurs de dynamisme concurrentiel moins bons ou équivalents à ceux de la France.

SECTION 3

Le marché non résidentiel

1. État des lieux du marché non résidentiel au 31 décembre 2022

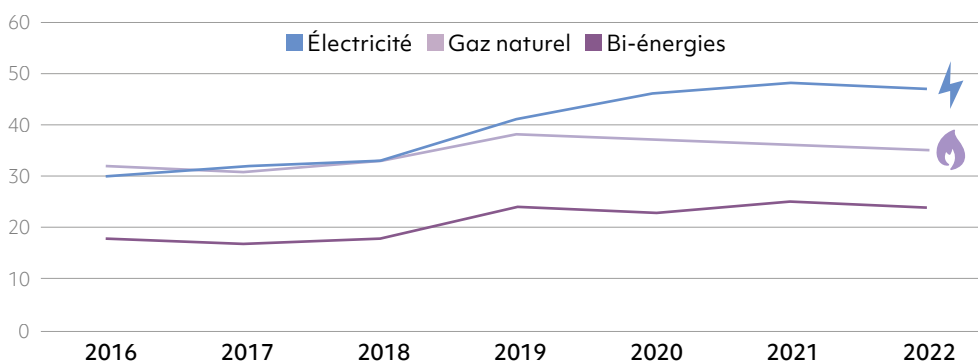
1.1. État des lieux des fournisseurs actifs

1.1.1 Le nombre de fournisseurs est stable sur le segment professionnel

Au 31 décembre 2022, sur le marché non résidentiel, 57 fournisseurs nationaux actifs sont inscrits sur le site du MNE, www.energie-info.fr. Sur le marché de l'électricité, 47 fournisseurs proposent des offres sur le marché de l'électricité et 35 sur le marché du gaz naturel.

25 fournisseurs proposent des offres de fourniture pour les deux énergies. Le nombre de fournisseurs présents sur la fourniture d'électricité a augmenté depuis fin 2019 et s'est réduit sur l'activité de fourniture de gaz naturel.

Fig. 70 Évolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment non résidentiel et inscrits sur le site énergie-info.fr, au 31 décembre, 2007-2022



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Les fournisseurs historiques actifs sur le segment non résidentiel se répartissent en deux catégories :

- les fournisseurs historiques nationaux : EDF en électricité et ENGIE en gaz naturel ;
- les entreprises locales de distribution (ELD), plus d'une centaine en électricité et 22 en gaz naturel.

Au 31 décembre 2022 :

- en électricité, Synelva et Gédia ont développé des activités nationales sur le marché en leur propre nom ;
- en gaz naturel, les ELD Gaz de Bordeaux, ES Énergies Strasbourg, Gedia et Seolis ont développé des activités nationales.

Les filiales des fournisseurs historiques, actifs sur le segment résidentiel au 31 décembre 2022, sont :

- électricité : GEG Source d'Energies, filiale de GEG ; Sélia, filiale de l'ELD Séolis ; Alterna, filiale de l'ELD Sorégies Vienne ; Proxelia, filiale de l'ELD SICAE Oise; Energem, filiale de l'ELD UEM, Énergie du Santerre, filiale de l'ELD Gazelec⁽⁷⁵⁾ ; Électricité de Savoie une filiale de SORÉA, Enalp issue d'un rassemblement d'ELD⁽⁷⁶⁾ de la région Auvergne Rhône-Alpes ; EDSB l'agence, filiale de l'ELD EDSB
- gaz naturel : GEG Source d'Energie filiale de GEG ; Gazena filiale de Caléo ; Sélia, filiale de l'ELD Séolis

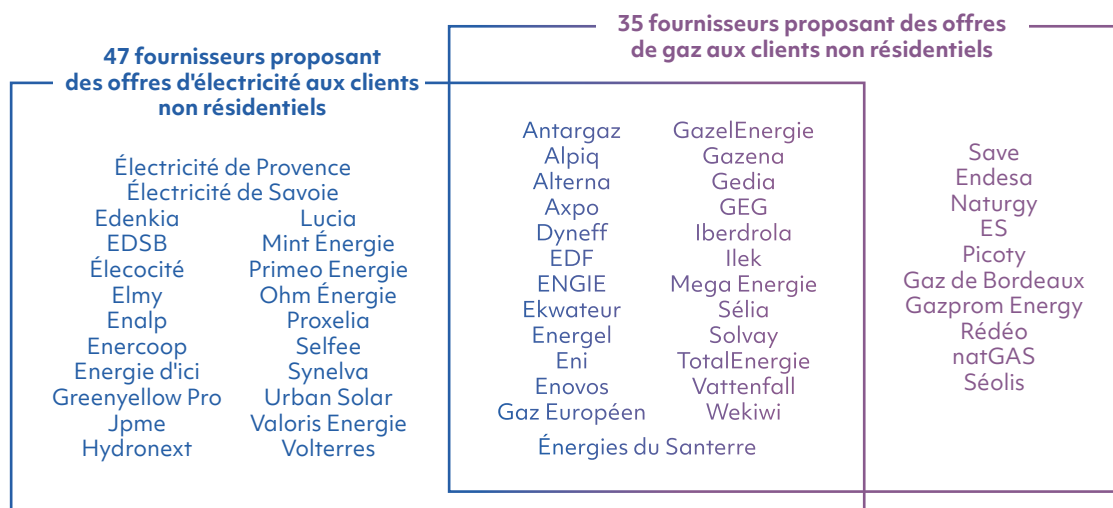
Les fournisseurs alternatifs présents sur le segment non résidentiel au 31 décembre 2022, en gras, les fournisseurs apparus en depuis le 31 décembre 2019 et en italique les fournisseurs qui ne sont plus des fournisseurs actifs sur le segment non résidentiel depuis la dernière publication, sont les suivants :

- électricité : Alpiq, Antargaz, Axpo, Dyneff, Edenkia, EkWateur, Électricité de Provence, **Elmy**,

Enercoop, Énergies d'ici, ENGIE, ENI, Enovos, Gaz Européen, Green Yellow, GazelEnergie (ex-Uniper), Hydronext,, Ilek, Iberdrola, **JPME**, Lucia, MEGA Energie, Mint Energie, **Ohm Energie**, Primeo Energie, **Selfee**, Solvay Energy Services, TotalEnergies, Urban Solar Energy, Vattenfall, Valoris Energie, **Volterres**, et Wekiwi ; *[Fournisseurs présents sur une partie de la période 2020-2022 mais ayant quitté le marché avant fin 2022 : EBM Energie France, ENEL, Hydroption, Planète Oui]*

- gaz naturel : Alpiq, Alterna, Antargaz, Axpo, Dyneff Gaz, EDF, EkWateur, Energem, Endesa Energia, Energies du Santerre, ENI, Enovos, GazelEnergie (ex-Uniper), Gaz Européen, Gazprom Energy, **Ilek**, Iberdrola, MEGA Energie, Natgas, Naturgy, Picoty, Redéo, Solvay Energy Services, S.A.V.E, Total Energies, Vattenfall et Wekiwi. *[Fournisseurs présents sur une partie de la période 2020-2022 mais ayant quitté le marché avant fin 2022 : EBM Energie France, Primeo]*

Fig. 71 Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2022 sur le marché non résidentiel



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

1.2. Analyse des parts de marché

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis sur les réseaux d'Enedis, des six plus grandes ELD et de RTE en électricité et sur les réseaux de GRDF, des trois plus grandes ELD et des réseaux de transport GRTgaz et Terega, en gaz naturel.

La dynamique du marché entre 2020 et 2021 a été modifiée par la promulgation de la LEC du 8 novembre 2019. La loi a en effet modifié le périmètre des consommateurs non résidentiels éligibles aux tarifs réglementés :

- en électricité, les consommateurs professionnels employant 10 personnes ou plus, ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan excèdent 2 M€/an, ne sont plus éligibles aux TRVE depuis le 1^{er} janvier 2021;
- en gaz naturel, les TRVG ont été supprimés à compter du 1^{er} décembre 2020 pour les consommateurs professionnels à l'exception des copropriétés dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh/an.

À la suite de ces évolutions législatives, le développement de la concurrence en électricité s'est accéléré en 2021, avant de marquer le pas en 2022 au cours de la crise des prix de gros.

Le marché du gaz naturel est très concurrentiel depuis plusieurs années. Les fournisseurs alternatifs ont une part de marché très importante sur le segment non résidentiel avec toutefois des différences notables selon que l'on raisonne en nombre de sites ou en volume de consommation annualisée.

(75) ES Energies Strasbourg est un cas particulier : il s'agit à la fois d'une filiale à 100 % d'EDF et d'une ELD. Dans le présent rapport, les données relatives à ce fournisseur seront considérées distinctement de celles d'EDF.

(76) Créée en 2006, Enalp est née du partenariat entre des Entreprises Locales de Distribution (ELD), Energie et Services de Seyssel, la Régie d'Electricité de Thônes, la Régie Electrique des Houches d'une part, et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) d'autre part. Depuis, d'autres ELD* de la région Auvergne Rhône-Alpes ont rejoint Enalp : Régie de Bozel, Régie d'Erome, Synergie Maurienne, Régie Electrique de Montvalezan, Régie Electrique de Tignes, Syndicat des énergies électriques de Tarentaise.

1.2.1 État des lieux sur le marché de l'électricité

En électricité, au 31 décembre 2022, les offres de marché représentent 70 % des sites non résidentiels (contre 49 % des sites en 2020). En volume, les offres de marché représentent 96 % des consommations à fin 2022, soit +4 points par rapport à 2020 (mais seulement +1 point par rapport à 2021).

Au cours de l'année 2022, seuls 17 000, sites supplémentaires ont souscrit une offre de marché. Cette croissance marque un net ralentissement par rapport aux références historiques, (+189 000 en 2019, +417 000 en 2020, +1 152 000 en 2021).

L'augmentation des offres de marché en 2021 a été exceptionnellement élevée par la mise en application de la LEC. La CRE a analysé la fin des TRVE pour les sites concernés dans sa délibération du 18 mars 2021⁽⁷⁷⁾.

1,4 million de sites bénéficiant du TRVE au début de l'année 2020 étaient considérés comme non éligibles à compter du 1^{er} janvier 2021.

Au 1^{er} janvier 2021 :

- 108 000 sites (soit 8%) ont demandé une mise hors service au cours de l'année 2020 ;
- 127 000 sites (soit 9%) ont attesté sur l'honneur de leur éligibilité au TRVE ;
- 509 000 sites (soit 36%) ont été basculés automatiquement au 1^{er} janvier 2021 dans l'offre d'EDF prévue au VI de l'article 64 de la LEC (offre dite « de bascule ») ;
- 657 000 sites (soit 47%) ont souscrit librement une offre de marché chez un fournisseur (alternatif ou historique), soit au cours de l'année 2020, soit au 1^{er} janvier 2021.

Parmi les consommateurs qui ont librement souscrit une offre de marché, les fournisseurs alternatifs ont capté 47 % des sites, soit 308 000 sites.

Les 6 principales⁽⁷⁸⁾ ELD ont identifié 45 000 sites inéligibles aux TRVE et bénéficiant encore des TRVE au 1^{er} décembre 2020. Au 1^{er} janvier 2021, 19 000 de ces sites sont passés en offre « de bascule » chez leur fournisseur historique.

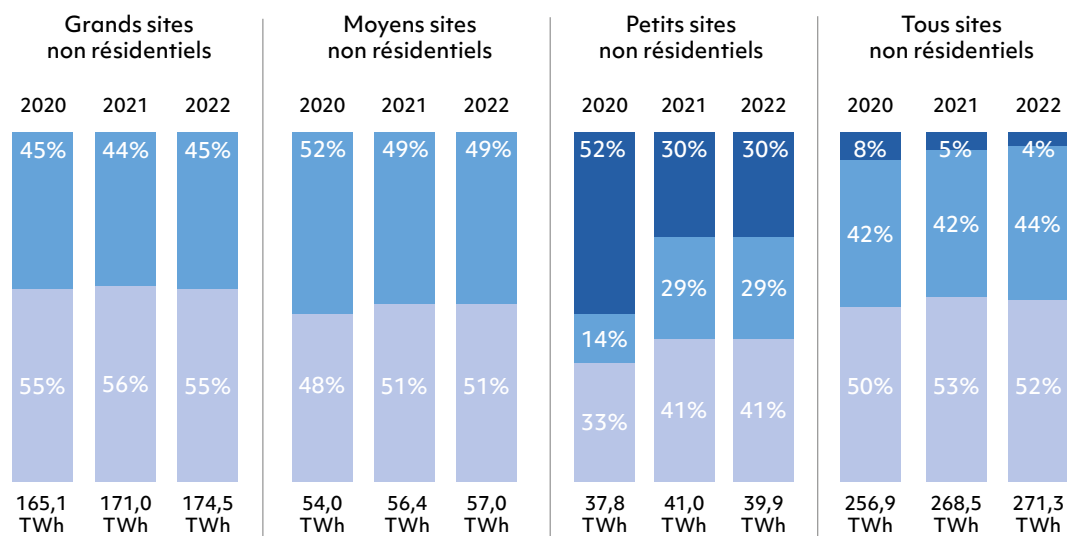
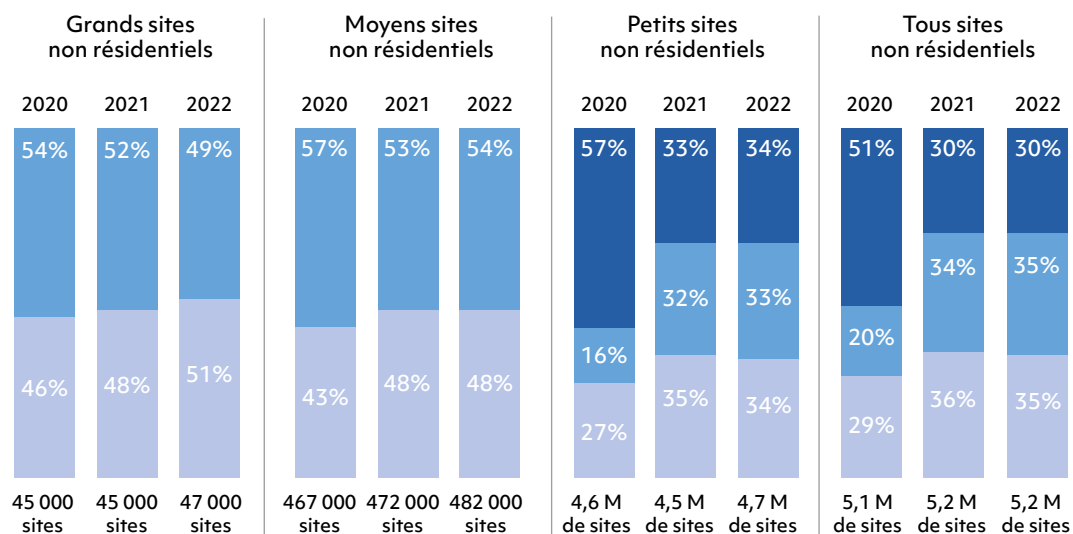
Sur le segment des grands et moyens sites non résidentiels, non éligibles aux TRVE depuis le 1^{er} janvier 2016, les fournisseurs alternatifs ont maintenu leur développement entre 2020 et 2022 sur le segment des grands sites. Le développement de leur activité sur le segment des sites moyens a marqué le pas en 2022, après une augmentation conséquente en 2021.

Au total sur le marché non résidentiel de l'électricité, les fournisseurs alternatifs ont un part de marché à fin 2022 de 35 % (soit +9% par rapport à fin 2019) en nombre de sites et de 52 % (soit +5% par rapport à fin 2019) en consommation annualisée.

(77) Délibération de la CRE du 18 mars 2021 portant communication sur le déroulé des échéances relatives à la fin partielle des TRVE et à la suppression des TRVG.

(78) Strasbourg Electricité Réseaux, GreenAlp, SRD, Gérédis Deux-Sèvres, URM et SICAE Oise.

Fig. 72 et 73 Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites au 31 décembre et en consommations annualisées



■ Offres aux tarifs réglementés ■ Offre de marché fournisseurs historiques
■ Offre de marché fournisseurs alternatifs

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

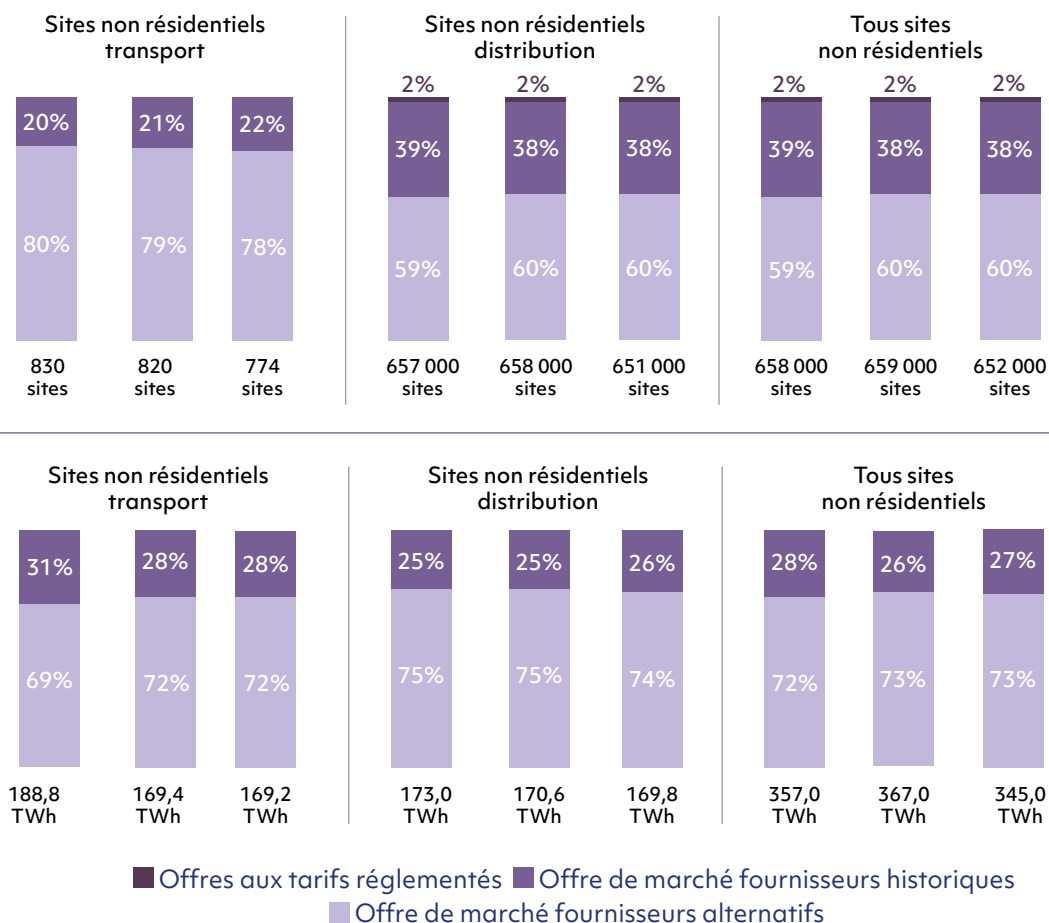
1.2.2 État des lieux sur le marché du gaz

Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les sites consommant moins de 30 MWh par an et les copropriétés ou propriétaires d'immeubles à usage unique d'habitation consommant moins de 150 MWh par an pouvaient encore bénéficier des TRV de gaz naturel. Par conséquent, le nombre de clients concernés par l'échéance du 1^{er} décembre 2020 de la LEC était relativement faible (environ 5% du nombre total de sites professionnels et moins de 1% des volumes).

Fin 2022, les TRVG ne représentent plus que 2% des sites non résidentiels qui sont des copropriétés dont la consommation est inférieure à 150 MWh.

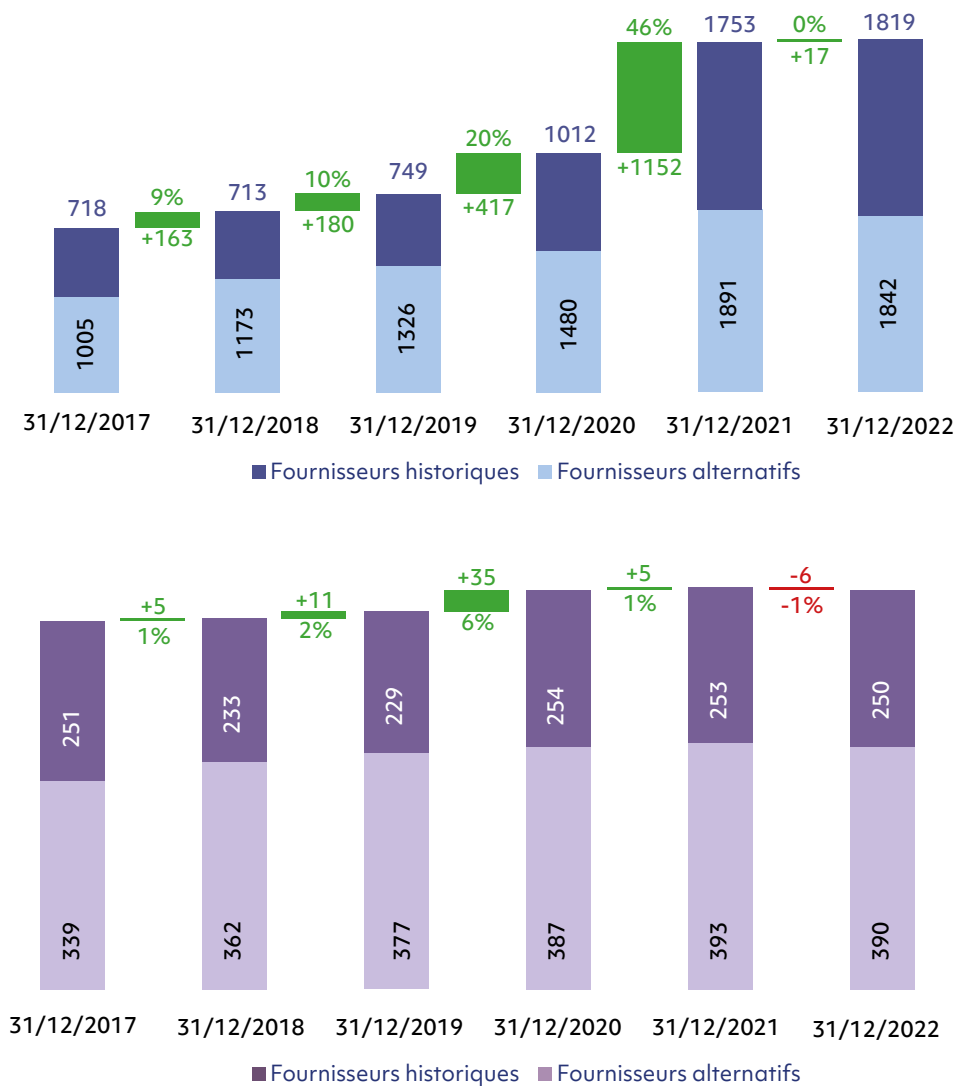
Les parts de marché des fournisseurs alternatifs étaient déjà élevées en début de période. Elles progressent très légèrement au cours de la période, à 60 % en nombre de sites (+3 points par rapport à 2019) et 73 % en consommation annualisée (-2 points par rapport à 2019).

Fig. 74 et 75 Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites et en consommations annualisées



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Fig. 76 Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel (en milliers de sites)



NB : pour le gaz, compte tenu de la fin des TRVG pour les clients professionnels au 01/12/2020, la dynamique entre le 31/12/20 et le 31/12/2022 est surtout représentative de la variation du nombre de sites sur l'ensemble du marché et, à la marge, d'une dynamique concurrentielle pour le peu de sites encore éligibles aux TRVG.

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Fig. 77 Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché en électricité et en gaz (en TWh)



NB : pour le gaz, compte tenu de la fin des TRVG pour les clients professionnels au 01/12/2020, la dynamique entre le 31/12/20 et le 31/12/2022 est surtout représentative de la variation du nombre de sites sur l'ensemble du marché et, à la marge, d'une dynamique concurrentielle pour le peu de sites encore éligibles aux TRVG.

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

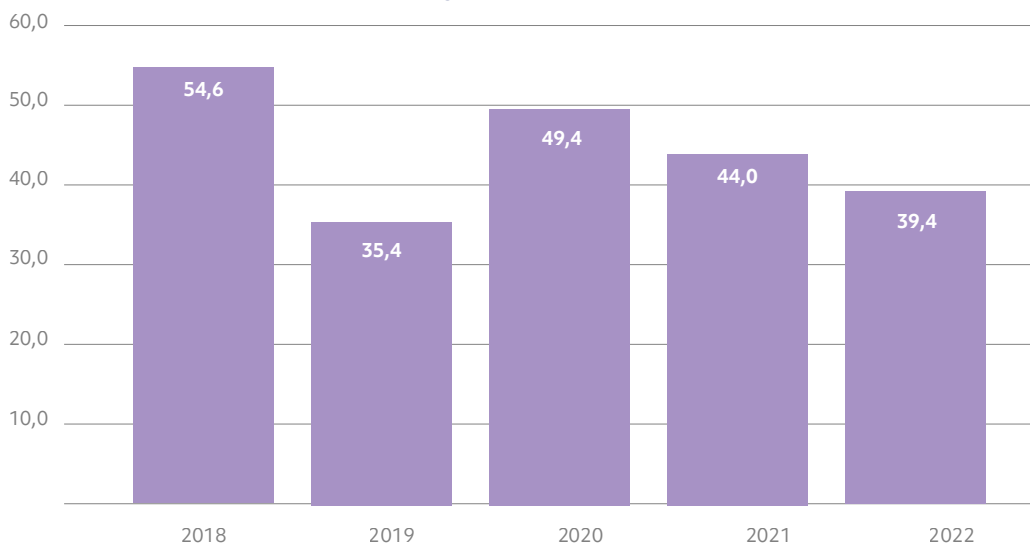
1.2.3 Focus sur la consommation des centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel

La Figure 78 présente l'évolution de la consommation annualisée de référence (CAR) des principales centrales électriques fonctionnant au gaz naturel en France (turbines à combustion gaz et cycles combinés gaz). Les données de consommation, présentées ici, sont actualisées une fois par an au 1^{er} janvier sur la base des consommations constatées de chaque centrale durant l'année précédente. Au 31 décembre 2022, 71% de la CAR cumulée de ces centrales sont approvisionnés par les fournisseurs alternatifs.

L'ensemble de ces consommations correspond aux consommations à 18 cycles combinés gaz et turbines à gaz. Ces actifs ne sont pas inclus dans les différents indicateurs d'observation du marché non résidentiel. En effet ces actifs consomment et opèrent suivant les évolutions des marchés de gros et ne peuvent être considérés comme des consommateurs finals « classiques ». Les cogénérations ne sont pas incluses dans les consommations des centrales électriques présentées ci-dessous.

Les données de consommation annuelles des observatoires de la CRE incluent par défaut la consommation des centrales ci-dessous. À l'avenir, ces consommateurs seront isolés explicitement du reste du marché.

Fig. 78 Évolution de la consommation annualisée de référence des principales centrales électriques au gaz naturel (TWh) au 31 décembre



Source : GRT – Analyse : CRE

2. Mesure de l'intensité concurrentielle

2.1. Parts de marché individualisées en électricité (hors TRVE)

Les parts de marché présentées ci-après ont été calculées à partir des données transmises par les gestionnaires de réseau, qui ne connaissent pas l'identité du fournisseur qui alimente un site pour les contrats CART et CARD, mais seulement celle du responsable d'équilibre (RE) au périmètre duquel ce site est rattaché. Les parts de marché des fournisseurs peuvent différer légèrement de celles des RE.

Les parts de marché présentées dans cette section portent uniquement sur les offres de marché. Ainsi, ne sont pas présentés les TRV dont la part dans le marché global est présentée plus haut en Figure 73.

Par ailleurs, les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères.

Les trois graphiques ci-après font apparaître les parts de marché par RE pour les sites fournis en offre de marché. Les RE qui ont une part de marché inférieure à 2% sont rassemblés dans la catégorie « Autres ». Ces parts de marché sont présentées de fin 2020 à fin 2022, ainsi qu'en évolution par rapport à l'année précédente, en nombre de sites et en consommation annualisée, pour les différents RE au périmètre desquels sont rattachés des consommateurs sur les segments suivants :

- grands sites non résidentiels ;
- moyens sites non résidentiels ;
- petits sites non résidentiels.

Sur le segment des grands sites non résidentiels, EDF représente en 2022 44,4% des volumes et 44,7% des sites. La présence de l'opérateur historique est sur les dernières années en forte diminution. Depuis fin 2019, EDF a perdu respectivement en volumes et en nombre de sites 3 points et 9 points de parts de marché. Avant la crise des prix de gros, ENGIE, Alpiq, GazelEnergie, TotalEnergies bénéficiaient majoritairement de cette attrition. En 2022, seuls Priméo Énergie et EDF ont renforcé leur présence sur ce segment en termes de volumes livrés. En nombre de sites, la réalité est plus nuancée. La catégorie « Autres fournisseurs » a vu ses parts de marché augmenter en 2022, alors qu'EDF a vu sa part de marché diminuer.

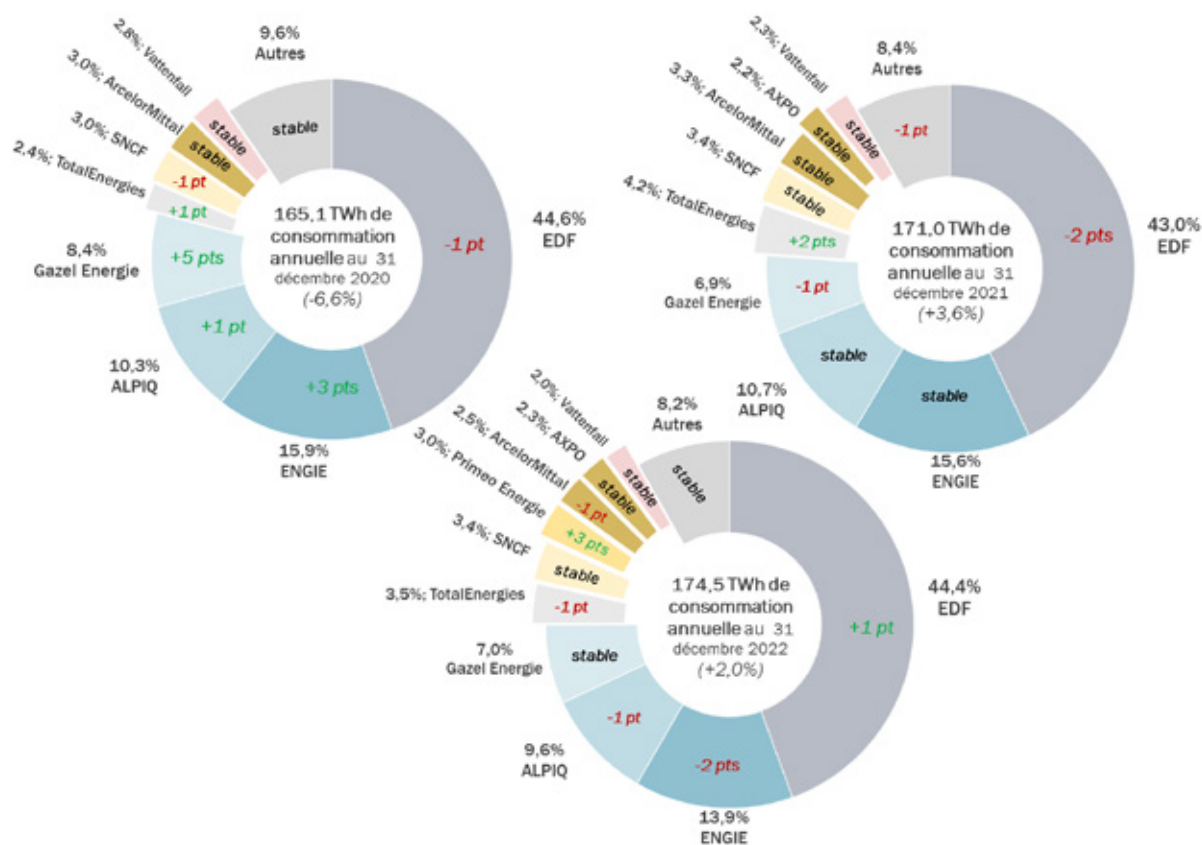
Sur le segment des moyens sites non résidentiels, EDF représente en 2022, détient 46,8% des volumes et 51,7% des sites, soit une baisse respective de 9% et 7%. Il est constaté sur ce segment un effet d'échelle significatif, puisque le nombre de fournisseurs alternatifs dépassant le seuil de parts de marché à 2% s'élève 5 en termes de volumes et à 3 en nombre de sites. Il convient de souligner sur la période la disparition d'Hydroption, qui fin 2020, avait atteint le seuil significatif à 2% des parts de marché.

Sur le segment des petits sites non résidentiels, les TRV représentent encore 30% des volumes et 34% du nombre de clients, soit 1,6 millions de consommateurs au 31 décembre 2022. Sur le segment des offres de marché, alors que TotalEnergies était leader jusque fin décembre 2020 en volumes livrés, EDF est devenu le premier fournisseur fin 2021 tant en nombre de sites qu'en volumes.

Ce segment a notamment été marqué par la fin des TRVE pour une grande partie des consommateurs de cette catégorie (la ventilation des départs du TRVE est détaillée en partie 1.2.1). En 2022, EDF et ENGIE ont renforcé leur positionnement sur ce segment. Il convient enfin de souligner l'émergence d'ekWateur fin 2021 et la stabilisation de son activité sur ce segment au cours de la crise.

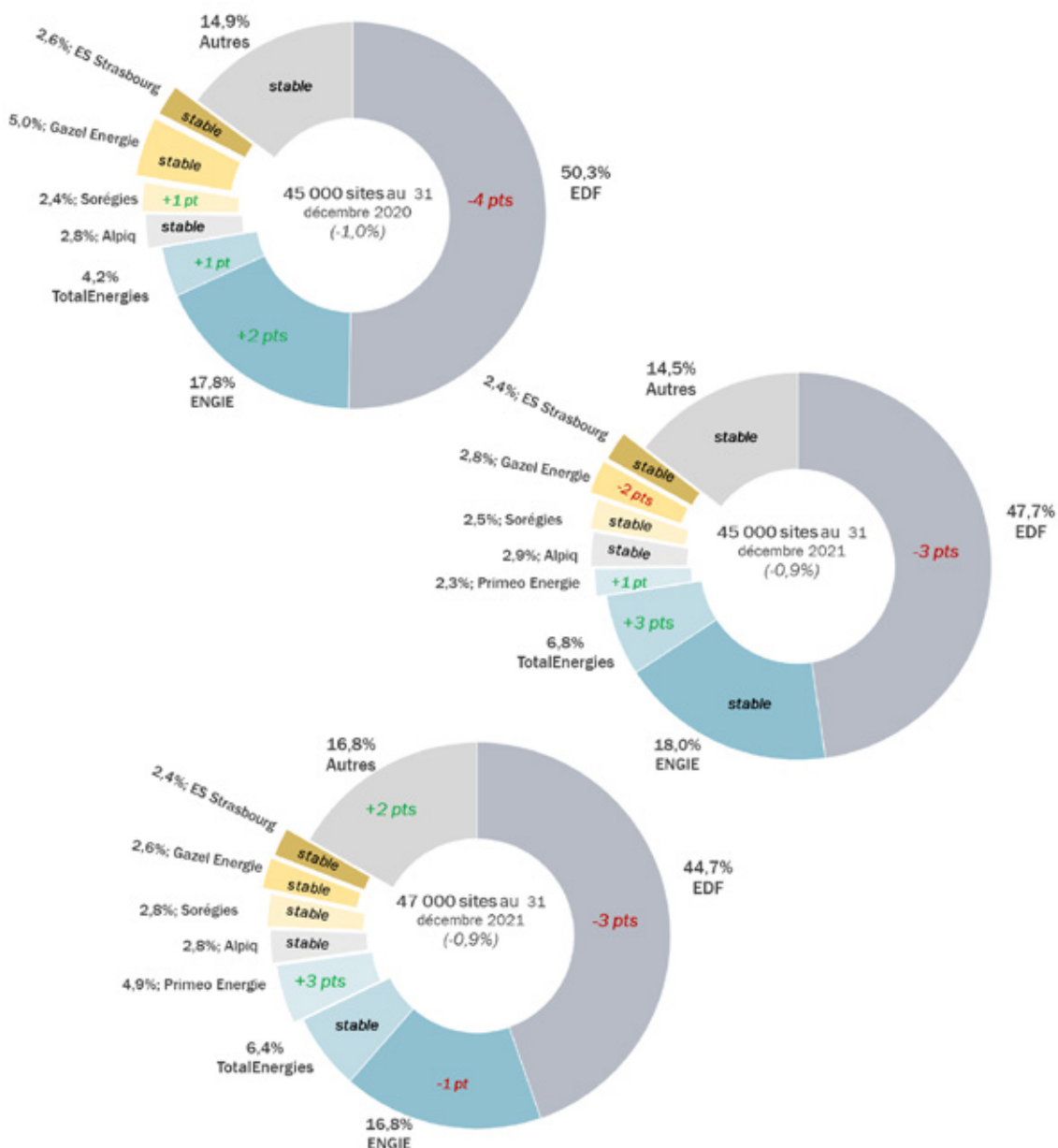
2.1.1 Les grands sites non résidentiels

Fig. 79 - Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, hors TRVE, de fin 2020 à fin 2022, sur le segment des grands sites non résidentiels – en volume consommé



Autres : Alsen, Auchan Energies, AXPO, BCM ENERGIE, Caléo, Dynamo, Dyneff, EDSB, Électricité de Provence, ELSAN, SER-VICES, ENALP, ENARGIA, Endesa, Enercoop, Energie d'ici, ENERGIES du SANTERRE, ENI, ENOVOS, E-PANGO, ES Energies Strasbourg, EXELTIUM, Gaz Européen, GEDIA, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, IleK, Leclerc, LLUM, LUCIA, Mint Energie, NEXT KRAFTWERKE, NextEarth, NEXTKR, Octopus (Ex-Plüm), RAON, S.A.V.E, SELFEE, Séolis, SICAE Oise, Solvay, SONEPP, Sorégies Vienne, Sowatt, STATKRAFT, SUNRSMA, SYNELVA, UEM, VALORIS, Vattenfall, Volterres. Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

Fig. 80 Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, hors TRVE, de fin 2020 à fin 2022, sur le segment des grands sites non résidentiels en nombre de sites

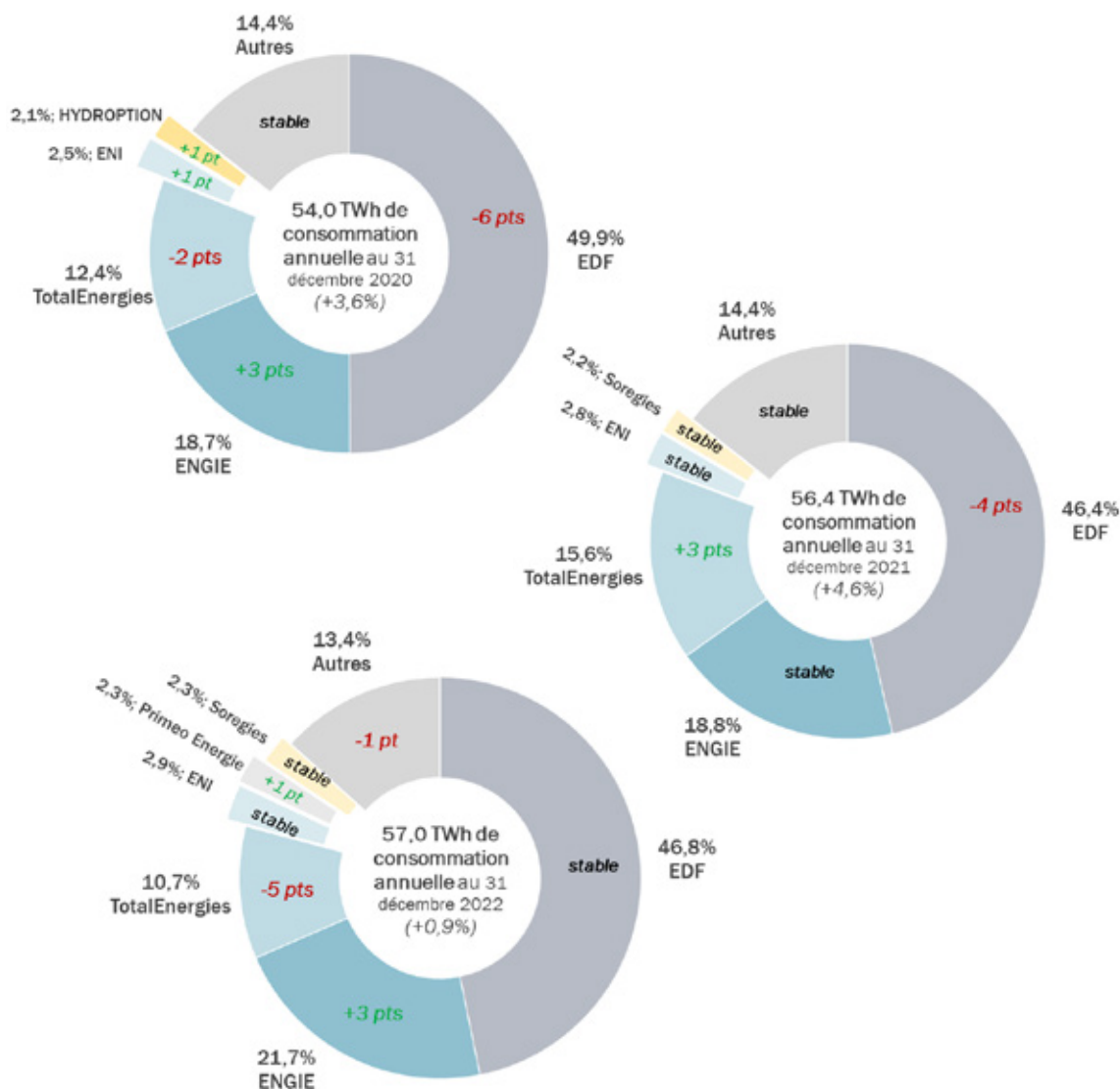


Autres : Alsen, ARCELO, Auchan Energies, AXPO, BCM ENERGIE, Caléo, Dynamo, Dyneff, EDSB, Électricité de Provence, ELSAN SER-VICES, ENALP, ENARGIA, Endesa, Enercoop, Energie d'ici, ENERGIES du SANTERRE, ENI, ENOVOS, E-PANGO, EXELTIUM, Gaz Européen, GEDIA, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Ilecl, Leclerc, LLUM, LUCIA, Mint Energie, NEXT KRAFTWERKE, NextEarth, NEXTKR, Octopus (Ex-Plüm), RAON, S.A.V.E, SELFEE, Ségolis, SICAIE Oise, SNCF, Solvay, SONEPP, Sowatt, STATKRAFT, SUNRSM, SYNELVA, UEM, VALORIS, Vattenfall, Volterres.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

2.1.2 Les moyens sites non résidentiels

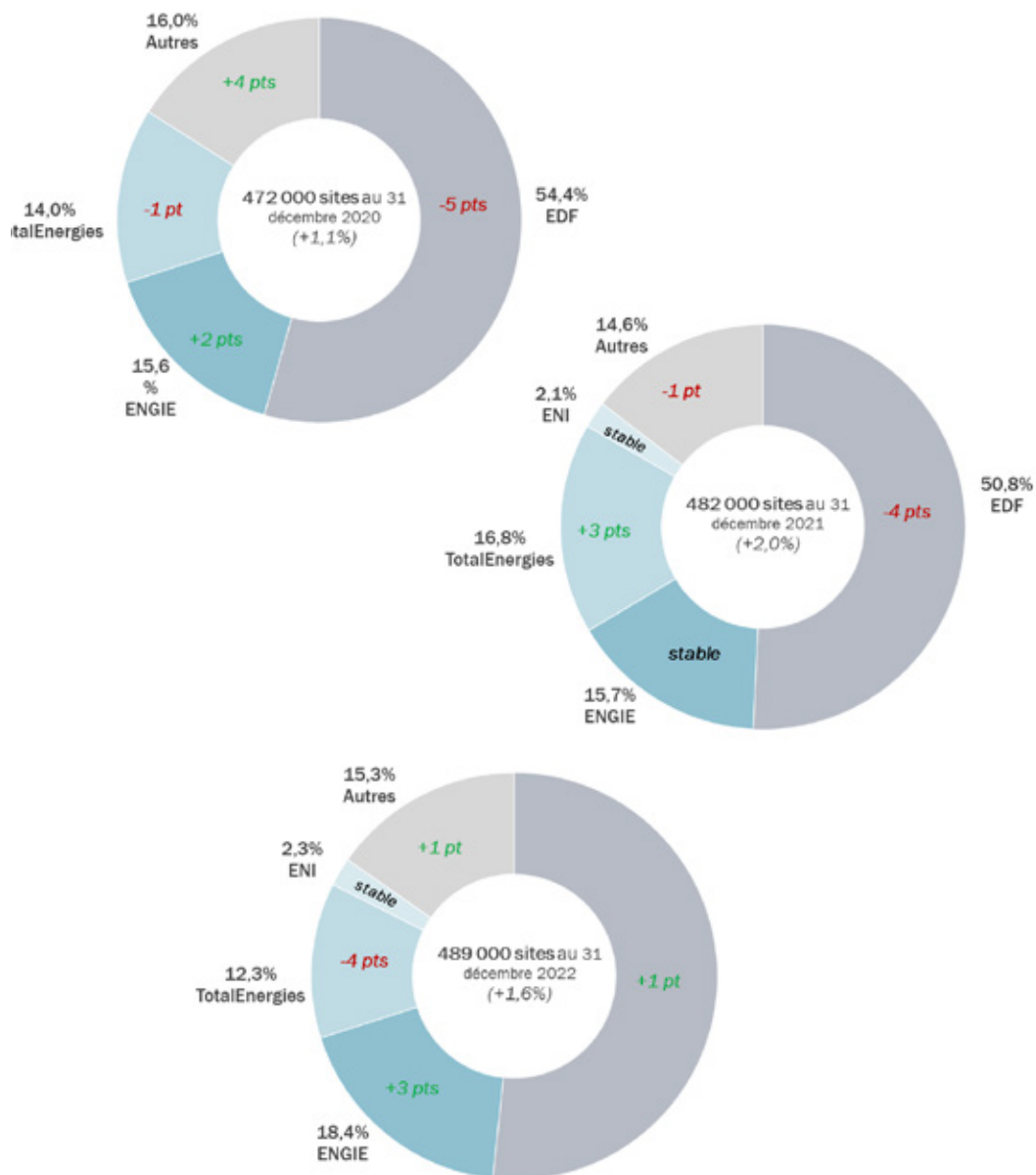
Fig. 81 Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, hors TRVE, à fin 2020 et 2022, sur le segment des moyens sites non résidentiels en volume consommé



Autres: Alpiq, Alsen, Antargaz, Auchan Energies, AXPO, BCM ENERGIE, Caléo, DREAM ENERGY, Dynamo, Dyneff, EDSB, ekWateur, ELECOCITE, Electricité de Provence, ELSAN SERVICES, ENALP, ENARGIA, Endesa, ENERCOOP, Energie d'ici, ENERGIES du SANTERRE, Enovos, ES Energies Strasbourg, FLASH S.A.S, Gaz européen, GazelEnergie, GEDIA, GEG, Green Yellow, Hy-dronext, Iberdrola, IleK, LA BELLENERGIE, Leclerc, LLUM, LUCIA, MEGA ENERGIE, Mint Energie, N.L.G., NextEarth, Octopus (Ex-Plüm), OMEGA SAS, Picoty, S.A.V.E, Selfee, Séolis, SICAE Oise, Solvay, SONEPP, SOWATT, SYNELVA, UEM, VALORIS, VAT-TENFALL, Volterres, WEKIWI.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

Fig. 82 Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, hors TRVE, à fin 2020 et 2022, sur le segment des moyens sites non résidentiels en nombre de sites



Autres: Alpiq, Alsen, Antargaz, Auchan Energies, AXPO, BCM ENERGIE, Caléo, DREAM ENERGY, Dynamo, Dyneff, EDSB, ekWateur, ELECOCITE, Électricité de Provence, ELSAN SERVICES, ENALP, ENARGIA, Endesa, ENERCOOP, Energie d'ici, ENERGIES du SANTERRE, Enovos, ES Energies Strasbourg, FLASH S.A.S, Gaz européen, GazelEnergie, GEDIA, GEG, Green Yellow, Hy-dronext, Iberdrola, IleK, LA BELLENERGIE, Leclerc, LLUM, LUCIA, MEGA ENERGIE, Mint Energie, N.L.G., NextEarth, Octopus (Ex-Plüm), OMEGA SAS, Picoty, S.A.V.E, Selfee, Séolis, SICAE Oise, Solvay, SONEPP, SOWATT, SYNELVA, UEM, VALORIS, VAT-TENFALL, Volterres, WEKIWI.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

2.1.3 Les petits sites non résidentiels

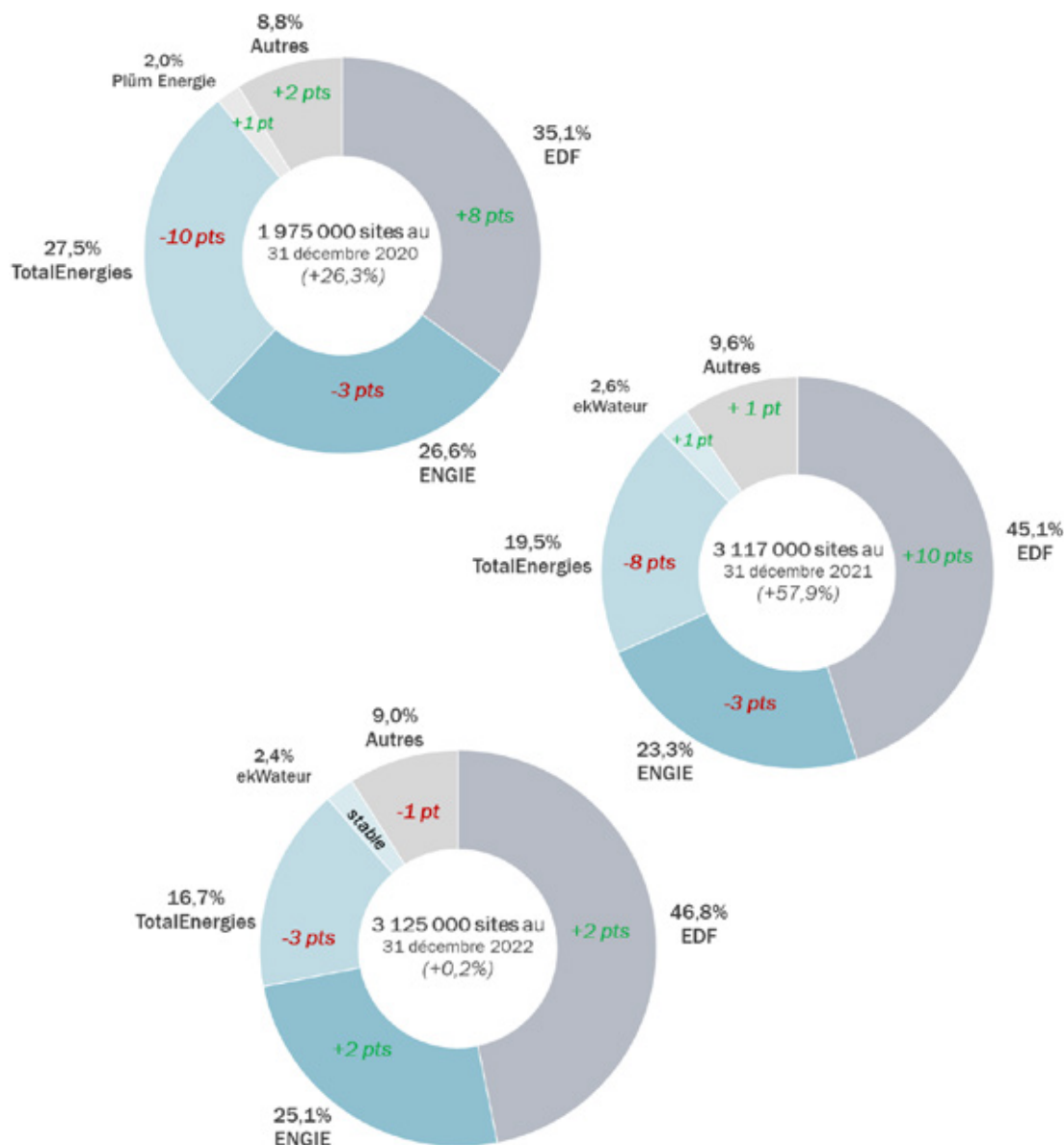
Fig. 83 Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre, hors TRVE, de fin 2020 à fin 2022, sur le segment des petits sites non résidentiels en volume consommé



Autres: ALA Energy, Alpiq, Alsen, Antargaz, AXPO, BCM ENERGIE, Caléo, Dyneff, EDSB, ekWateur, Elecocite, Électricité de Provence, Enalp, Enargia, Endesa, ENERCOOP, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-PANGO, ES Energies Strasbourg, FLASH S.A.S, Gaz de Bordeaux, Gaz européen, GazelEnergie, Gedia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Ilek, JPME, LA BELLENERGIE, LEFEBVRE, LLUM, Lucia, MEGA Energie, Mint Energie, N.L.G., NextEarth, Octopus (Ex-Plüm), OMEGA SAS, Opéra Energie, OVO ENERGY, Picoty, PLANETE OUI, Primeo Energie, S.A.V.E, Selfee, Séolis, SICAE Oise, Solvay, Sorégies Vienne, Sowatt, Synelva, UEM, VALORIS, Vattenfall, Volterres, Wekiwi.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

Fig. 84 Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre, hors TRVE, de fin 2020 à fin 2022, sur le segment des petits sites non résidentiels en nombre de sites



Autres: ALA Energy, Alpiq, Alsen, Antargaz, AXPO, BCM ENERGIE, Caléo, Dyneff, EDSB, ekWateur, Elecocite, Électricité de Provence, Enalp, Enargia, Endesa, ENERCOOP, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-PANGO, ES Energies Strasbourg, FLASH S.A.S, Gaz de Bordeaux, Gaz européen, GazelEnergie, Gedia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Ileek, JPME, LA BELLENERGIE, LEFEBVRE, LLUM, Lucia, MEGA Energie, Mint Energie, N.L.G., NextEarth, Octopus (Ex-Plüm), OMEGA SAS, Opéra Energie, OVO ENERGY, Picoty, PLANETE OUI, Primeo Energie, S.A.V.E, Selfee, Séolis, SICAE Oise, Solvay, Sorégies Vienne, Sowatt, Synelva, UEM, VALORIS, Vattenfall, Volterres, WEKIWI.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

2.2. Parts de marché individualisées en gaz naturel (hors TRVG)

Les parts de marché présentées dans cette section portent uniquement sur les offres de marché et excluent les centrales de production d'électricité visées en partie 1.2.3. Ainsi, ne sont pas présentés les TRV dont la part dans le marché global est présentée plus haut en partie 1.2.2 mais reste toutefois quasi négligeable s'agissant du gaz naturel.

La Figure ci-après présente les parts de marché à la fin des années 2020, 2021 et 2022 des expéditeurs finals de gaz sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, sur les segments suivants :

- grands clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ;
- clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution.

Les parts de marchés présentées s'entendent sans les centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel. Ces « consommateurs » de gaz sont sensibles uniquement aux signaux de marché de gros et sont très différents des autres profils rencontrés sur le marché de détail. La partie 1.2.3 fait un focus sur ces centrales thermiques.

L'expéditeur final est l'entité ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution, qui prend en charge l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux points de consommation finale. L'expéditeur final peut être le fournisseur du client (majorité des cas) ou un tiers mandaté pour prendre en charge la partie acheminement seule⁽⁷⁹⁾.

Par ailleurs, les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères.

Les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 2 % sont regroupés dans la catégorie « Autres ».

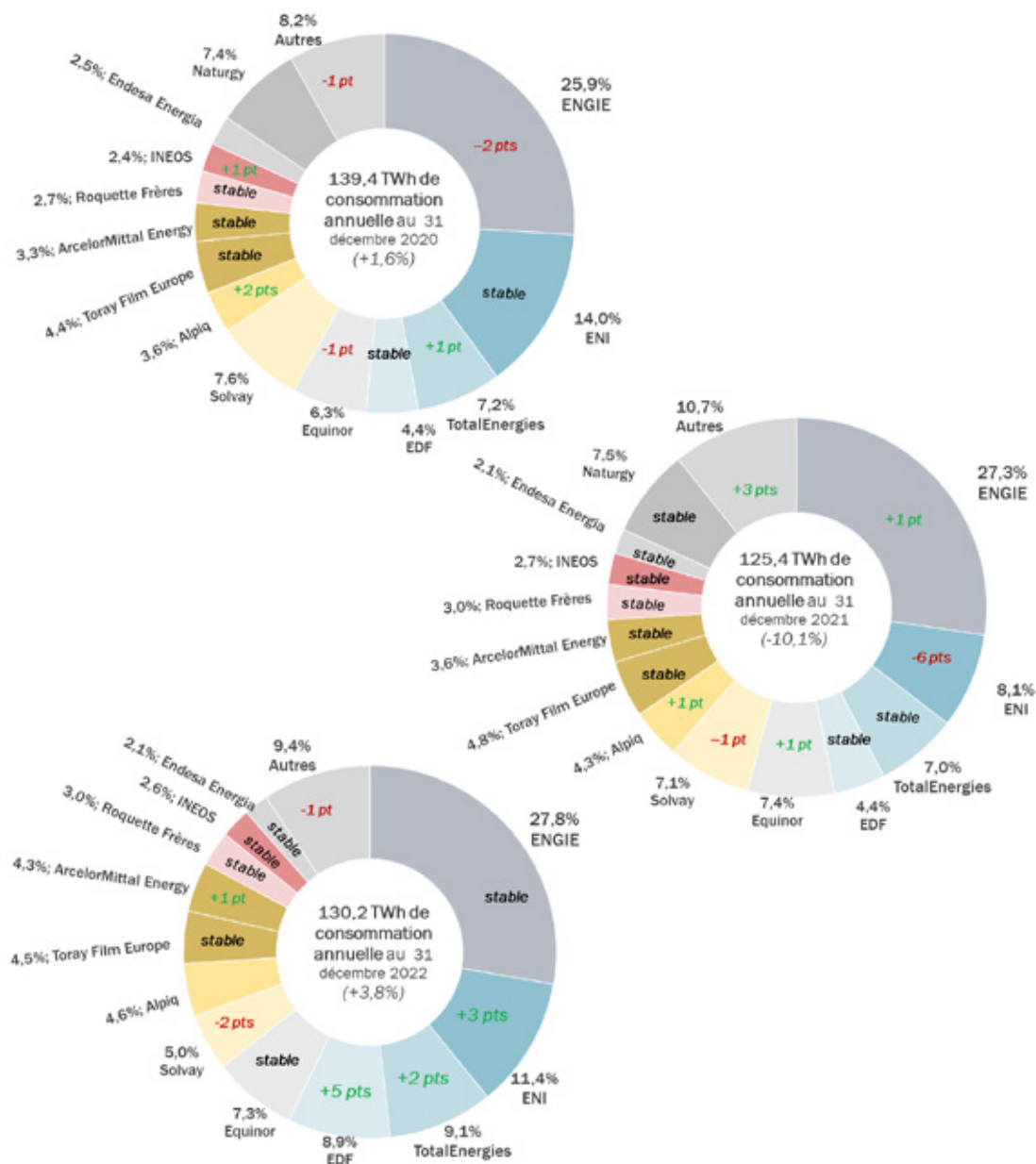
Sur le segment des clients non résidentiels rattachés aux réseaux de transport (Figure 85), l'ouverture à la concurrence est pleinement réalisée, puisqu'au 31 décembre 2022, les fournisseurs alternatifs détenaient 72 % de parts de marché en volume. Il reste encore légèrement concentré puisque seulement trois fournisseurs possèdent près de la moitié des parts de marché.

Concernant les sites raccordés au réseau de distribution (Figure 87), la dispersion des parts de marché reste relativement stable, malgré en 2022 une baisse du nombre de fournisseurs dépassant le seuil de significativité à 2% de parts de marché (10 fournisseurs fin 2020 contre 8 fournisseurs fin 2022). La dynamique concurrentielle reste plus importante qu'en électricité sur ce segment mais a néanmoins marqué le pas sous l'effet de la crise des prix de gros.

(79) Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.

2.2.1 Sur le réseau de transport

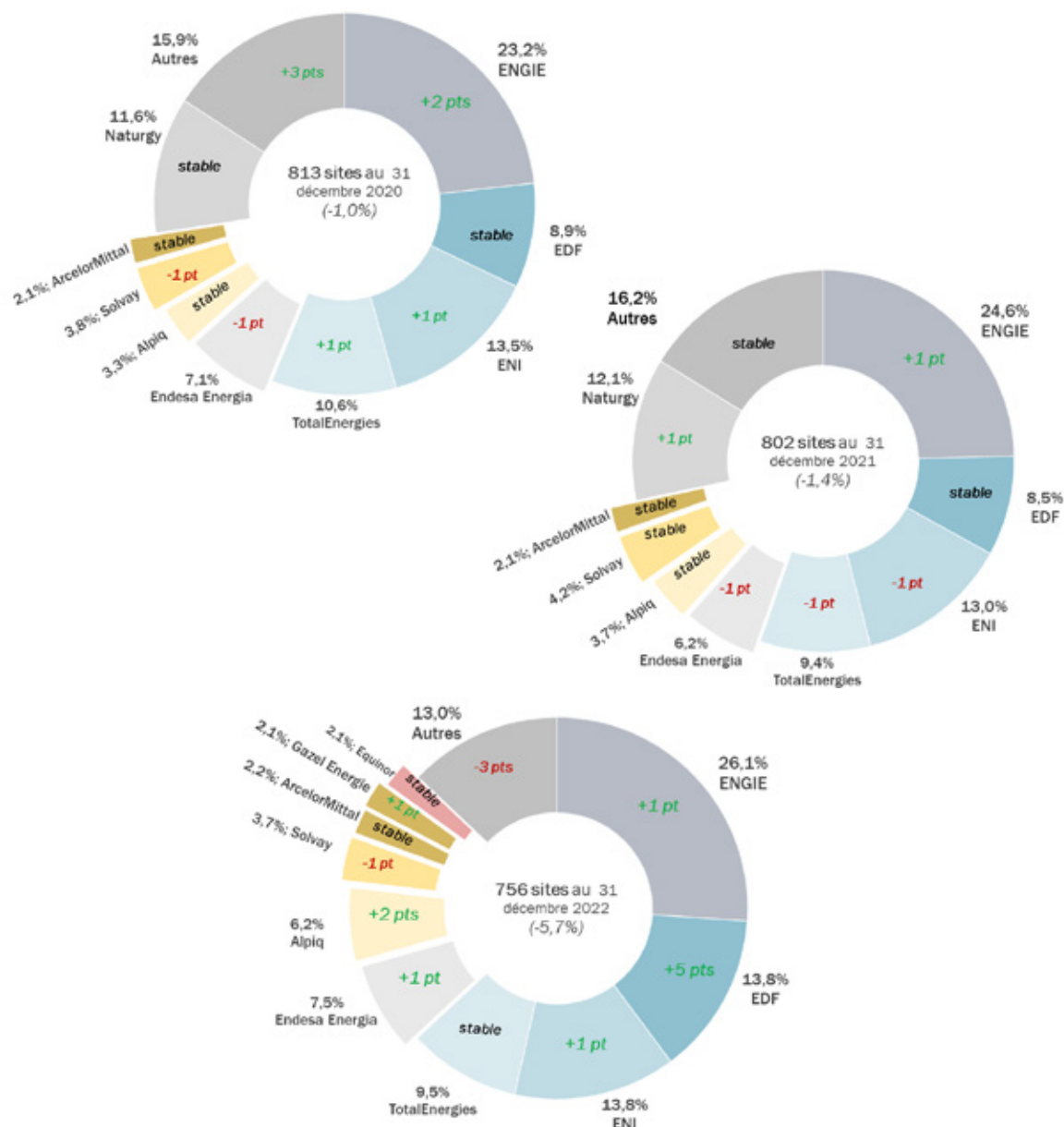
Fig. 85 Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2020 à fin 2022, hors TRVG, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport, en volume



Autres : Air Liquide, Alcan, Antargaz, Axpo, Enovos, ES Energies, European Energy Pooling, Gain Energies, Gasela, Gaz de Bordeaux, Gaz de Paris, Gaz Électricité de Grenoble, Gazprom, Iberdrola, INEOS, Lavéra Energies, MET International AG, NATGAS, Naturgy, Osiris GIE, OXOCHIMIE, Redéo Energies, Vattenfall.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

Fig. 86 Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2020 à fin 2022, hors TRVG, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport, en nombre de sites

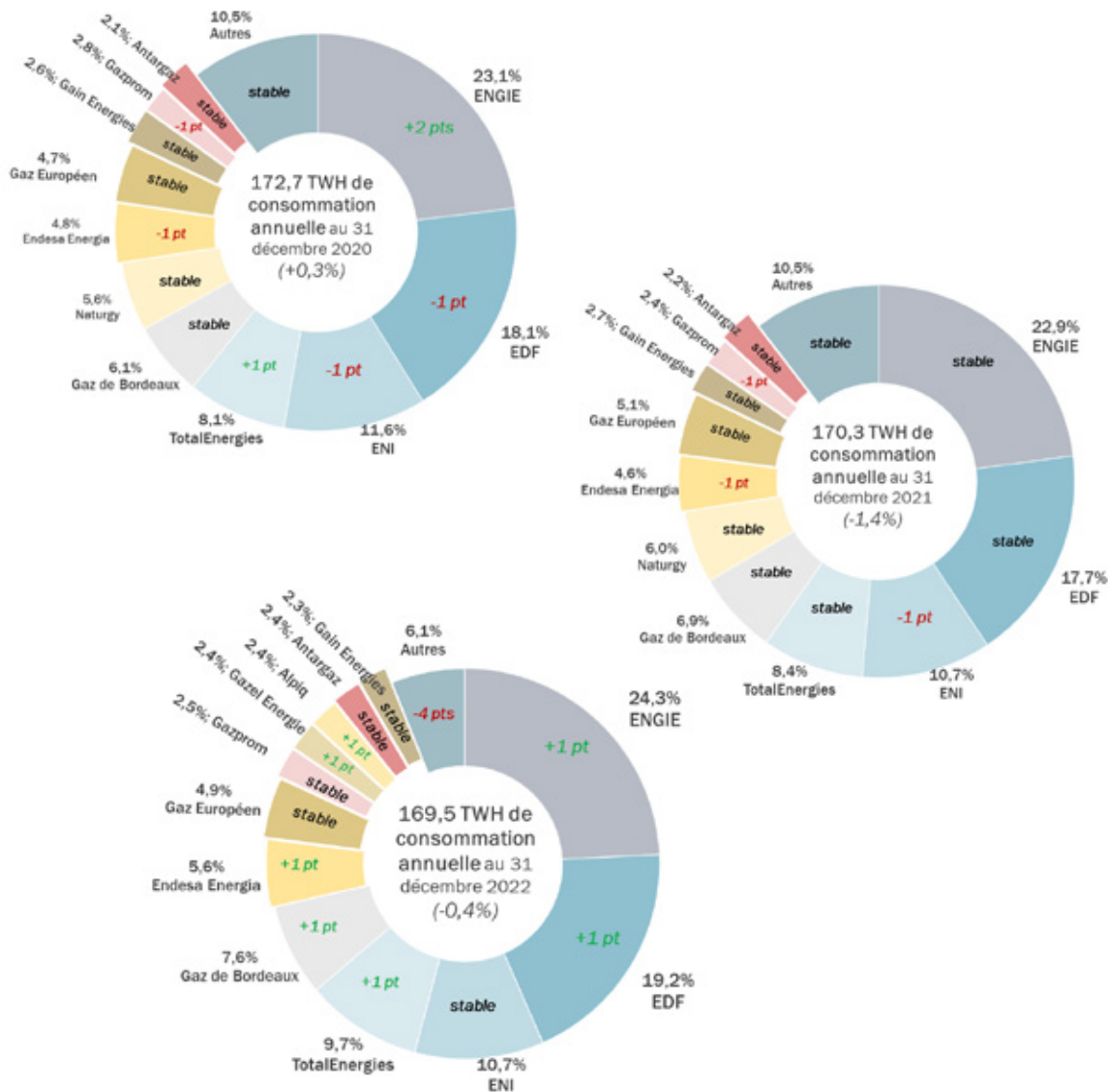


Autres : Air Liquide, Alcan, Antargaz, Axpo, Enovos, ES Energies, European Energy Pooling, Gain Energies, Gasela, Gaz de Bordeaux, Gaz de Paris, Gaz Électricité de Grenoble, Gazprom, Iberdrola, INEOS, Lavéra Energies, MET International AG, NATGAS, Naturgy, Osiris GIE, OXOCHIMIE, Redéo Energies, Roquette Frères, Toray Film Europe, Vattenfall.

Sources : GRT, GRD – Analyse CRE

2.2.2 Sur le réseau de distribution

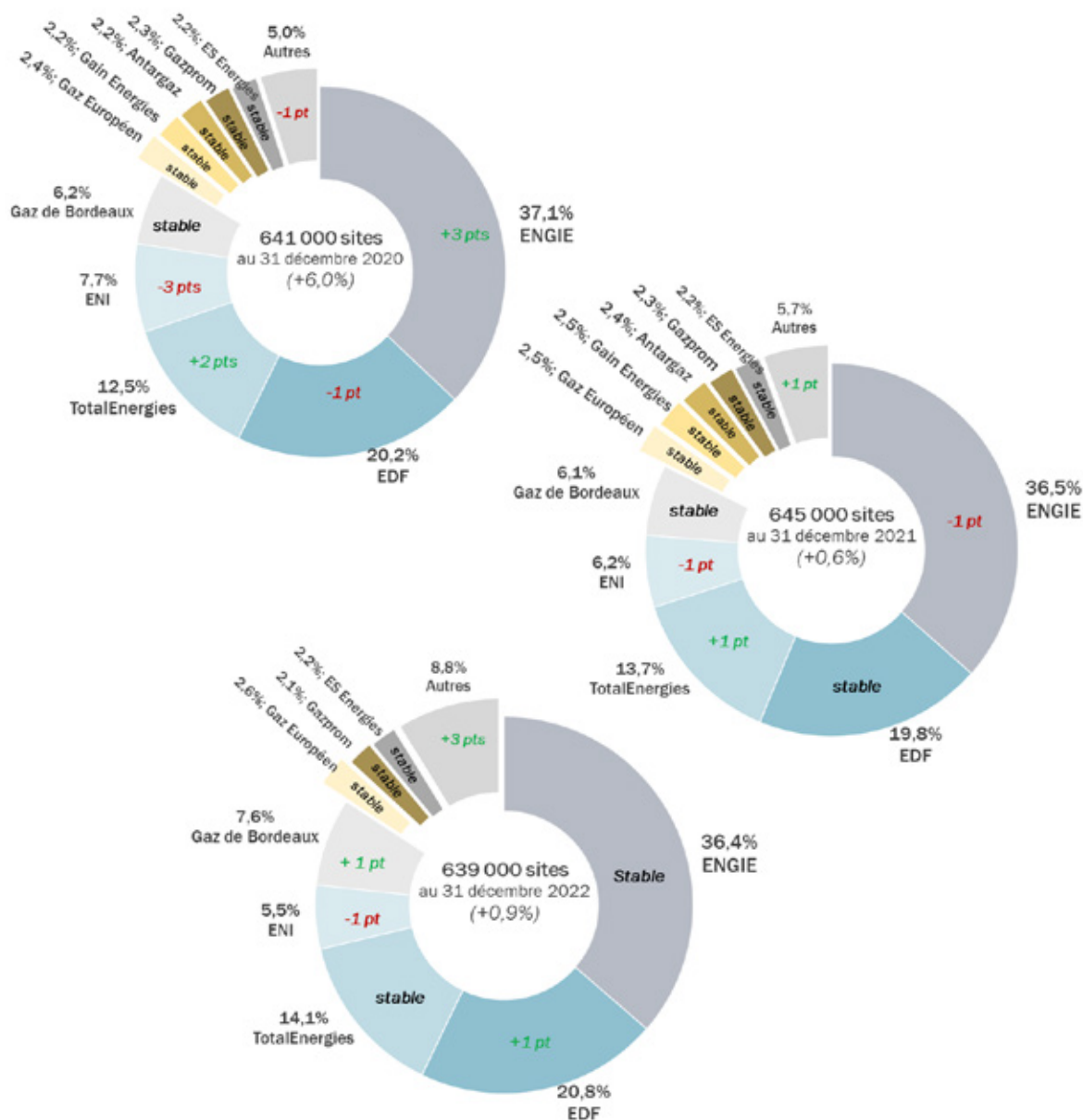
Fig. 87 Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2020 à fin 2022, hors TRVG, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution, en volume de consommation



Autres : ArcelorMittal Energy, Axpo, BCM, Caléo, Casino, Dynamo, DYNEFF, EkWateur, Enovos, e-Pango, ES Energies, ESLC Services, European Energy Pooling, GAIN ENERGIES, Gas Natural Fenosa, Gasela, Gaz de Barr, Gaz Électricité de Grenoble, Gazelec de Péronne, Gédia, Iberdrola, IleK, MEGA ENERGIE, MET International AG, Mint Energie, NATGAS, Octopus (Ex-Plüm), Ohm Energie, Opera Energie, Picoty SA, Primeo Energie, Proviridis, Redéo Energies, Regiongaz, Rhodia Energy, SAS SYNELVA, SECH, SEGE, Seolis, SICAE Oise, SIPLEC, SOLVAY Energy Services, Sorégies, Equinor, UEM, Vattenfall, Wekiwi.

Source : GRD – Analyse : CRE

Fig. 88 Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2020 à fin 2022, hors TRVG, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution, en nombre de sites



Autres : ArcelorMittal Energy, Axpo, BCM, Caléo, Casino, Dynamo, DYNEFF, EkWateur, Enovos, e-Pango, ES Energies, ESLC Services, European Energy Pooling, GAIN ENERGIES, Gas Natural Fenosa, Gasela, Gaz de Barr, Gaz Électricité de Grenoble, Gazelec de Péronne, Gédia, Iberdrola, IleK, MEGA ENERGIE, MET International AG, Mint Energie, NATGAS, Octopus (Ex-Plüm), Ohm Energie, Opera Energie, Picoty SA, Primeo Energie, Proviridis, Redéo Energies, Regiongaz, Rhodia Energy, SAS SYNELVA, SECH, SEGE, Seolis, SICAE Oise, SIPLEC, SOLVAY Energy Services, Sorégies, Equinor, UEM, Vattenfall, Wekiwi.

Source : GRD – Analyse : CRE

2.3. Taux de switch

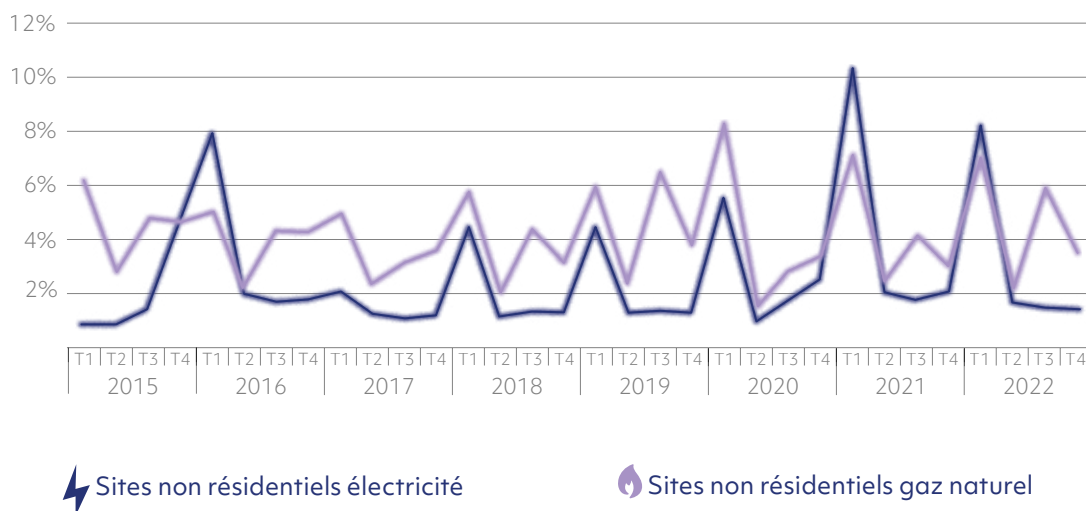
Le taux de rotation (ou taux de switch) est le rapport de la somme du nombre de changements de fournisseurs et de mises en service chez les fournisseurs alternatifs et du nombre total de clients non résidentiels. C'est un indicateur de l'intensité concurrentielle et de la mobilité des clients sur ce segment.

En électricité, le taux de rotation sur le segment non résidentiel a connu un pic au premier trimestre 2021 du fait de la suppression des TRVE pour une catégorie de consommateurs jusque-là éligibles. En 2021, le taux de rotation annuel atteint 16,0% (10,3 au T1, 2,0% au T2, 1,7% au T3 et 2,0% au T4). Il est redescendu en 2022 à des valeurs proches des valeurs historiques (12,6%, soit 8,2% au T1, 1,6% au T2, 1,4% au T3 et 1,4% au T4), tout en leur étant supérieur. Le taux de rotation en 2020 s'établissait en effet à 10,5% (5,5% au T1, 0,9% au T2, 1,6% au T3 et 2,5% au T4).

En gaz naturel, le taux de rotation annuel augmente en 2022 et se fixe à 18,5% (7,0% au T1, 2,1% au T2, 5,9% au T3 et 3,5% au T4), contre 16,5% en 2021 (7,1% au T1, 2,4% au T2, 4,1% au T3 et 2,9% au T4) et 15,8% en 2020 (8,2% au T1, 1,4% au T2, 2,8% au T3 et 3,4% au T4). Cela traduit la mobilité plus forte des consommateurs non résidentiels de gaz que d'électricité.

Le graphique ci-dessous fait enfin ressortir le caractère cyclique marqué des changements de fournisseurs des clients professionnels dans les deux énergies. Notamment, une grande partie des contrats de fourniture portant sur des années calendaires, la date du 1^{er} janvier de chaque année correspondant à un pic de mobilité des consommateurs, en particulier en électricité. Pour le gaz naturel, de nombreux contrats s'appliquent sur des années gazières ou, *a minima*, centrées sur la période de chauffe hivernale, ce qui explique également un pic important à mi-année.

Fig. 89 Taux de rotation entre 2008 et 2022 sur le segment non résidentiel (en nombre de sites)



Source : GRD – Analyse : CRE

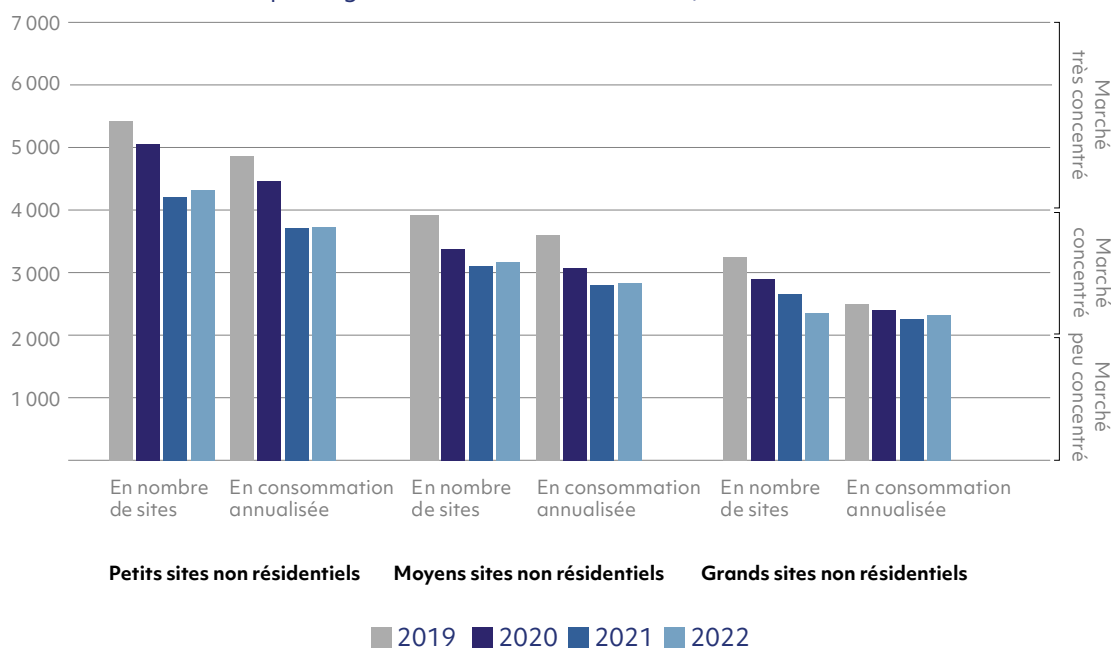
2.4. L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)

Les diagrammes suivants présentent l'indice de HHI⁽⁸⁰⁾ en nombre de sites et en consommation annualisée pour les différents segments non résidentiels en électricité et en gaz naturel. Cet indice permet de mesurer de manière synthétique la concentration du marché, en termes de parts de marché des fournisseurs. En application du changement de méthodologie opéré dans ce rapport, les parts de marché des filiales ont été fusionnées avec celles de leurs sociétés mères respectives.

On observe que le marché reste très concentré en électricité sur tous les segments, même si la concentration diminue régulièrement, à l'exception de l'année 2022. Le marché de l'électricité s'approche du niveau « concentré » pour les grands sites non résidentiels.

En gaz, le marché est proche du niveau « peu concentré » sur tous les segments en volume. En nombre de consommateurs, il reste très concentré sur le segment de masse, ce qui traduit l'appétence à changer de fournisseur plus réduite pour les clients de petite taille. L'année 2022 a marqué une augmentation de la concentration de l'ensemble des marchés.

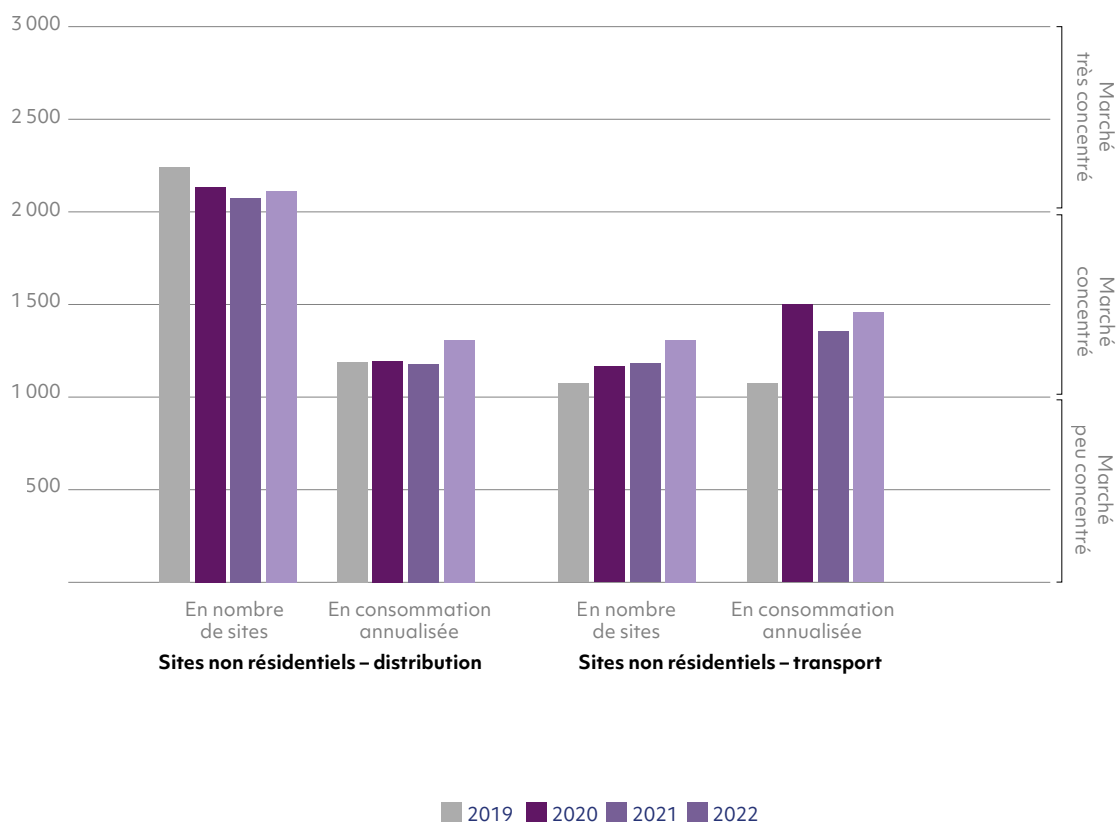
Fig. 90 Indice d'Herfindahl-Hirschmann par segment de marché d'électricité, entre 2019 et 2022



Sources : Enedis et RTE – Analyse : CRE

(80) L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

Fig. 91 Indice d'Herfindahl-Hirschmann
par segment de marché de gaz naturel, entre 2019 et 2022



Sources : GRDF, GRTGaz, Téréga – Analyse : CRE

L'indice HHI est une référence de la littérature économique et un indicateur pertinent de mesure de la concentration d'un marché. Toutefois, la CRE souligne que le HHI n'apporte qu'une vision agrégée de la concentration du marché, sans apporter d'informations plus fines sur son caractère monopolistique ou oligopolistique.

Un indicateur statistique tel que le HHI doit être complété par des analyses qualitatives notamment sur les liens de causalité éventuels entre concentration et pouvoir de marché sont explicités.

2.5. État des lieux des parts de marché sur le territoire des ELD

Ce paragraphe présente l'état de l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs non résidentiels dans les zones historiques des principales ELD.

Pour l'électricité, il s'agit des réseaux exploités par les entreprises Strasbourg Électricité Réseaux (SER) dans le Bas-Rhin, Greenalp en Isère et Savoie (GEG), URM autour de Metz, Gérédis dans les Deux-Sèvres, la SICAE de l'Oise et SRD dans la Vienne, auxquels 183 000 consommateurs non résidentiels (correspondant à une consommation annualisée de 8,2 TWh) en cumulé, sont rattachés.

Pour le gaz naturel, il s'agit de Régaz à Bordeaux, Réseau GDS (R-GDS) à Strasbourg et Greenalp en Isère et Savoie, auxquels 23 000 consommateurs non résidentiels (correspondant à une consommation annualisée de 5,8 TWh) en cumulé, sont rattachés.

En électricité, sur le territoire des ELD, la part de sites non résidentiels éligibles aux TRVE est supérieure à celle observée sur le territoire d'Enedis. Ainsi, les TRVE représentent 47% des sites en 2022 malgré la fin de l'éligibilité d'une partie des petits professionnels. La bascule des petits professionnels non éligibles TRVE au 1^{er} janvier 2021 a été largement au bénéfice des fournisseurs historiques, la part de marché des fournisseurs alternatifs ayant augmenté de seulement 2 points entre fin 2020 et fin 2021. Les parts de marché sont plus équilibrées en volume de consommation, les fournisseurs alternatifs représentant fin 2022, 46% des volumes.

Au cours de l'année 2022, environ 2 000 sites ont souscrit une offre de marché en électricité, répartis de manière égale entre les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques. La part de marché des fournisseurs alternatifs augmente donc lentement en nombre de sites (+1 point), et davantage en volumes de consommation (+2 points).

En gaz naturel, la concurrence sur le segment des petits sites professionnels recule sur le territoire des ELD. Au 31 décembre 2022, 21 % des sites sont chez un fournisseur alternatif, contre 24% en 2020. En revanche les parts de marché en volumes progressent, passant de 46% à 50% entre 2020 et 2022, ce qui traduit un développement de la concurrence à deux vitesses selon les tailles de consommateurs, cohérente avec celle observée nationalement.

En synthèse, le développement de la concurrence est toujours difficile, en électricité comme en gaz, sur le marché dit « de masse » des territoires des ELD, alors qu'elle progresse sur le haut de portefeuille.

Fig. 92 Répartition en nombre de sites, des offres d'électricité (en bleu) et de gaz naturel (en violet) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution

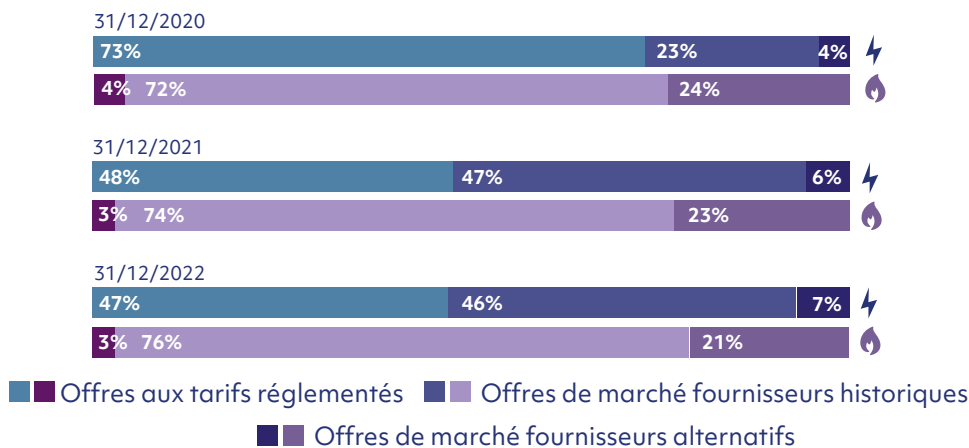


Fig. 93 Répartition, en consommation annualisée, des offres d'électricité (en bleu) et de gaz naturel (en violet) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution

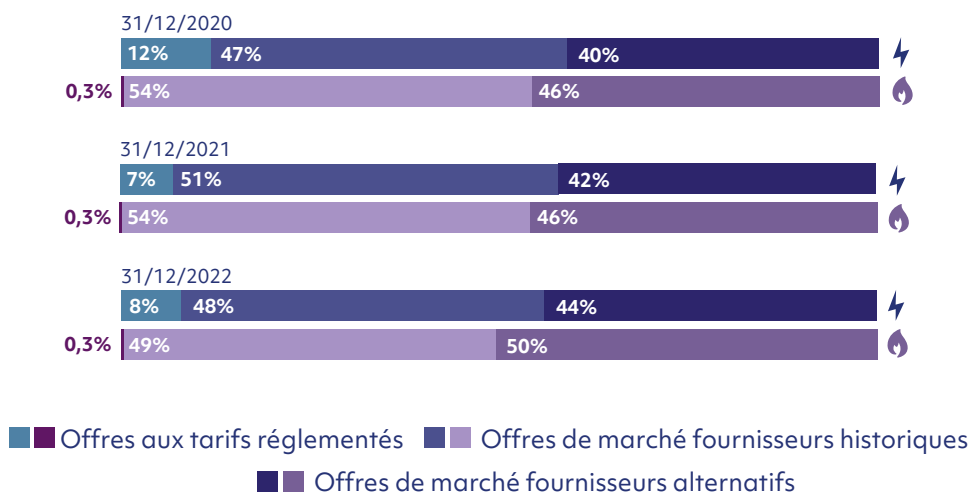


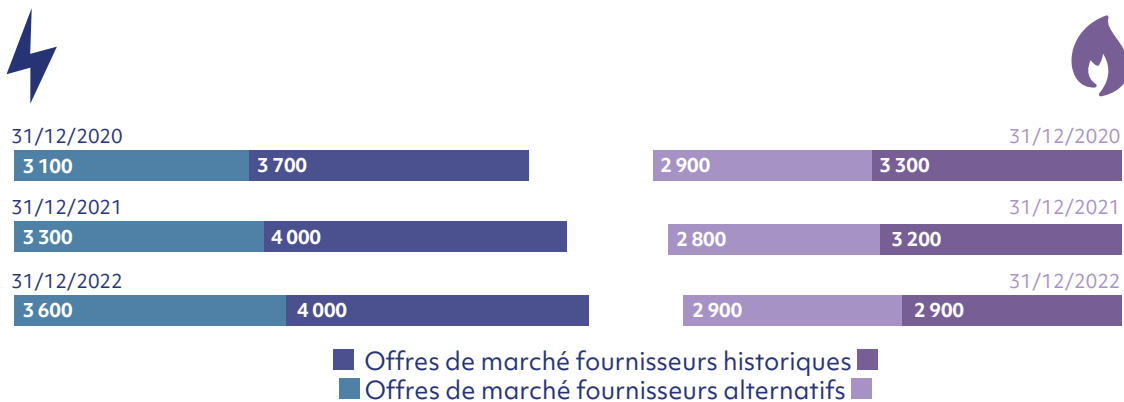
Fig.94 Évolution du nombre de sites non résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel, sur le territoire des entreprises locales de distribution



NB : la forte augmentation du nombre de sites en offre de marché en électricité en 2021 s'explique par la fin de l'éligibilité aux TRVE pour une partie des clients.

Source : GRD – Analyse : CRE

Fig.95 Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel, sur le territoire des entreprises locales de distribution (en GWh)



Source : GRD – Analyse : CRE

3. Structure du marché de détail

La CRE collecte des données auprès des fournisseurs dont les parts de marché sont les plus importantes (EDF, ENGIE, ENI et TotalEnergies) sur tous les segments de clientèle en électricité et en gaz naturel.

La CRE souligne que les données suivantes se limitent au périmètre des fournisseurs cités, pour leurs clients rattachés aux réseaux de distribution d'Enedis et de transport de RTE pour l'électricité et aux réseaux de distribution GRDF et de transport GRTGaz et Téréga pour le gaz naturel. Les centrales d'électricité fonctionnant au gaz naturel sont par ailleurs exclues du périmètre, car elles fonctionnent suivant les signaux de marché de gros et non de concurrence sur le marché de détail.

Les résultats présentés distinguent :

- les consommateurs dits « petits professionnels », soit les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et les consommateurs de gaz naturel dont la consommation annuelle de référence (CAR) est inférieure ou égale à 30 MWh ;
- les consommateurs dits de « milieu et haut de portefeuille » qui correspondent aux consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite de soutirage est supérieure à 36 kVA et les consommateurs de gaz naturel dont la CAR est supérieure à 30 MWh.

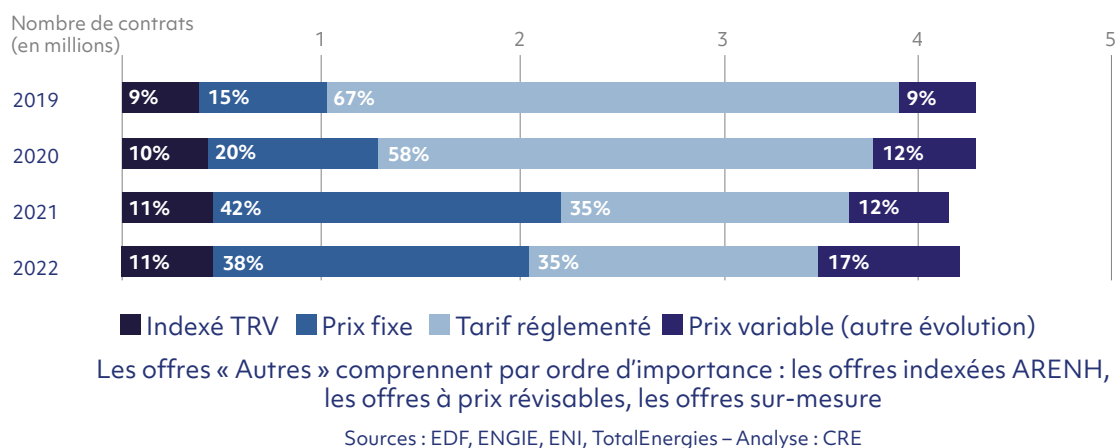
3.1. Les offres d'électricité souscrites par les clients professionnels

3.1.1 Sur le segment des petits consommateurs professionnels

La Figure 96 représente, la répartition des types de contrat d'électricité sur le marché de masse (petits professionnels). Le graphique montre que la fin de l'éligibilité de certains clients aux TRVE a entraîné un basculement quasiment intégral des consommateurs concernés vers des offres à prix fixe.

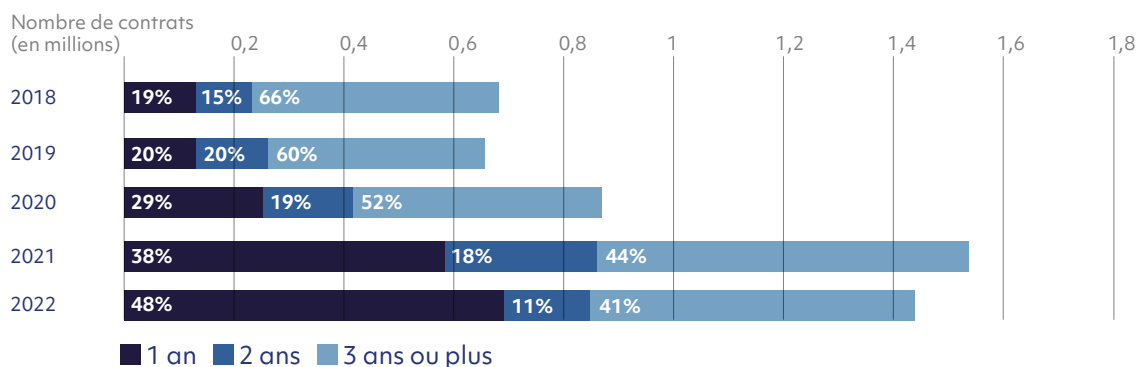
Au même titre que sur le segment des résidentiels, une nette diminution de la part des offres à prix fixe est observée en 2022, ainsi qu'un net ralentissement de l'attrition du portefeuille TRVE. Se sont davantage développées sur la période des offres dont le prix de fourniture est indexé explicitement à l'ARENH, ou des offres sur mesure, deux catégories intégrées à la catégorie « Autres ».

Fig. 96 Répartition des petits professionnels par type de contrat de fourniture d'électricité



La perte de compétitivité des offres à prix fixe au cours de la crise a entraîné conduit les consommateurs à moins souvent renouveler ce type de contrat, mais également à raccourcir de la période d'application du prix fixe pour les contrats nouvellement signés/renouvelés.

Fig. 97 Répartition des petits professionnels par type de contrat d'électricité à prix fixe



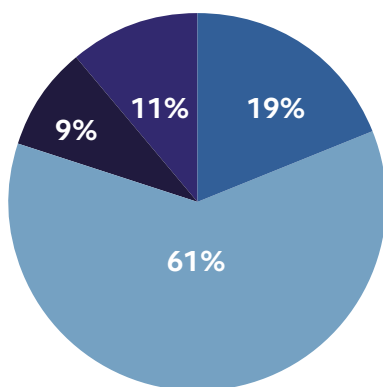
3.1.2 Sur le segment des moyens et grands consommateurs professionnels d'électricité

Les Figures 98 et 99 présentent la répartition des offres de marché souscrites par les moyens et grands sites non résidentiels. Ces deux segments souscrivent à proportion équivalente des offres à prix fixe.

Sur le segment des moyens sites, certains consommateurs souscrivent des offres indexées TRVE. Il s'agit en particulier d'acheteurs publics, de collectivités et de grandes copropriétés. Les offres à prix variable sont essentiellement composées d'offres indexées ARENH.

Sur le segment des grands sites, les offres à prix variable représentent près de 33 % des contrats en vigueur. Il est néanmoins nécessaire de souligner que la grande majorité de ces contrats ne sont pas indexés à des produits de marché, mais à l'ARENH (pour 80 % des offres à prix variable). Le bloc complémentaire de fourniture étant en majoritairement fixé, soit à la souscription, soit par un ou plusieurs clics sur la période d'application du contrat.

Fig. 98 Répartition des types de contrats des moyens consommateurs non résidentiels en nombre de sites fin 2022



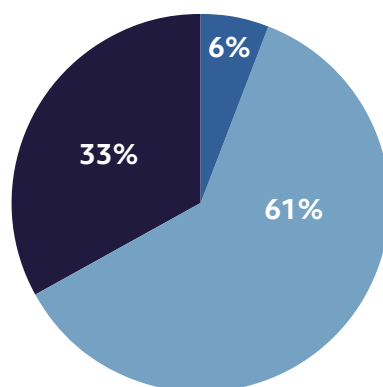
■ Autres ■ Prix fixe ■ Prix variable
■ Indexé TRVE

Les offres « Autres » comprennent les offres non indexées à prix révisables

Les offres à prix variable comprennent les offres indexées à l'ARENH

Sources : EDF, ENGIE, ENI, TotalEnergies
Analyse : CRE

Fig. 99 Répartition des types de contrats des grands consommateurs non résidentiels en nombre de sites fin 2022



■ Autres ■ Prix fixe ■ Prix variable

Les offres « Autres » comprennent les offres non indexées à prix révisable

Les offres à prix variable comprennent 80% d'offres à prix indexées à l'ARENH et 20% d'offres à prix indexées sur des produits de marché divers (SPOT, Month, Quarter..)

Sources : EDF, ENGIE, ENI, TotalEnergies
Analyse : CRE

3.2. Les offres de gaz naturel souscrites par les clients professionnels

3.2.1 Sur le segment des petits consommateurs de gaz naturel

La Figure 100 représente, la répartition des types de contrat de gaz naturel sur le marché de masse (petits professionnels) chez les 4 principaux fournisseurs. Contrairement au secteur résidentiel, une nette stabilité des structures contractuelles en vigueur sur le marché ressort des données. Les consommateurs non résidentiels n'ayant pas bénéficié du bouclier tarifaire gaz,

il n'y a pas eu l'effet d'homogénéisation de la structure des offres autour de la référence de prix du TRVG comme pour les consommateurs résidentiels. De nombreux consommateurs ont pu bénéficier de la protection d'une offre à prix fixe pluriannuelle. La Figure 101, souligne à cet effet, que nombreuses offres dont la durée dépassait les deux ans, étaient encore en vigueur en 2021.

Fig. 100 Répartition des petits professionnels par type de contrat de fourniture de gaz naturel

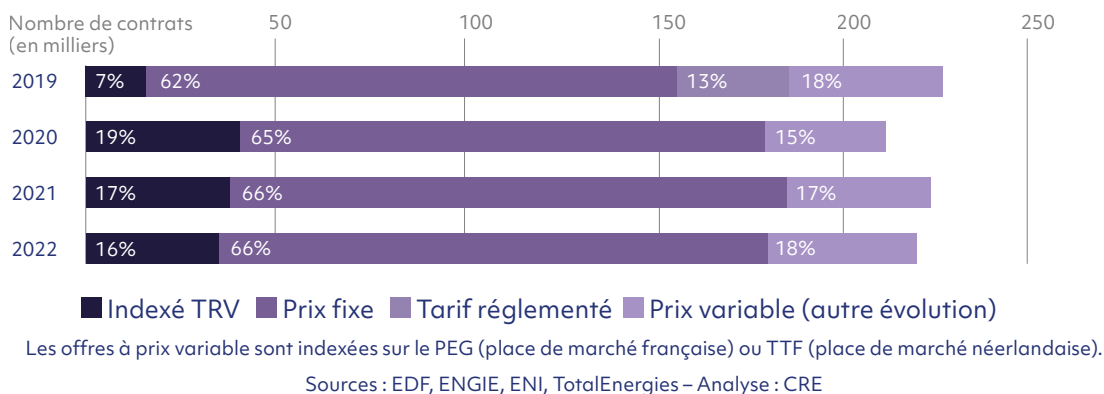
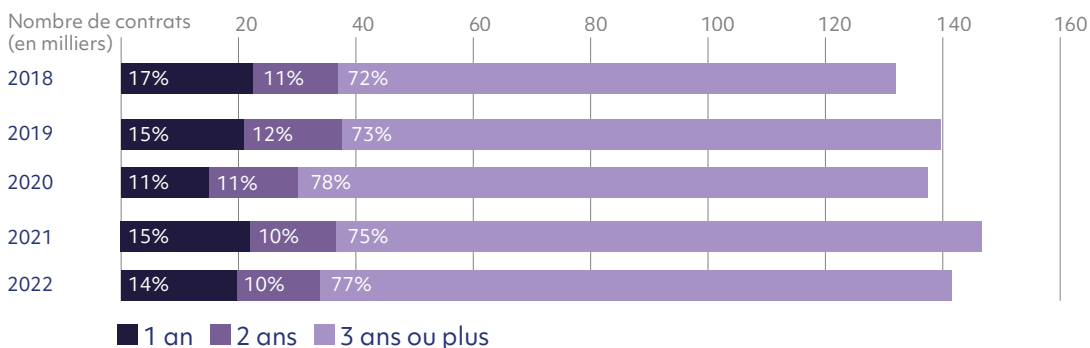


Fig. 101 Répartition des petits professionnels par type de contrat de fourniture de gaz naturel à prix fixe

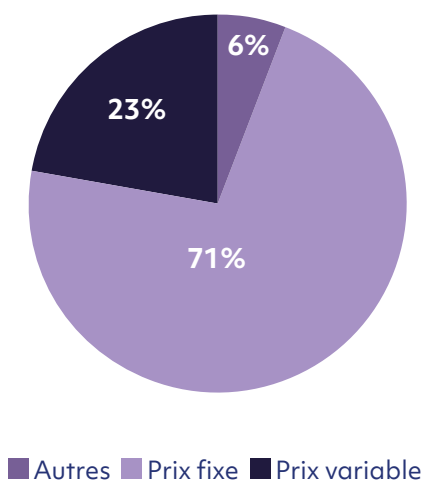


3.2.2 Sur le segment des moyens et grands consommateurs professionnels d'électricité

La Figure 102 présente la répartition des offres de marché souscrites par les sites non résidentiels raccordés sur le réseau de distribution et les grands sites raccordés sur le réseau de transport.

Sur le segment des sites en distribution, la grande majorité des contrats sont des offres à prix fixe, pour près de 71% des sites. Les sites souscrivant des contrats indexés sur des produits de marché, sont indexés sur des produits PEG et/ou TTF.

Fig. 102 Répartition des types de contrats des sites non résidentiels en nombre de sites fin 2022



NB : Les offres « Autres » comprennent des offres dont les modalités de fixation du prix n'ont pas été spécifiées par le fournisseur

Sources : EDF, ENGIE, ENI, TotalEnergies – Analyse : CRE

Glossaire commun aux marchés de l'électricité et du gaz

Changement de fournisseur : action par laquelle un consommateur change de fournisseur pour le même point de livraison (ainsi, les déménagements sont comptabilisés séparément).

Consommation annualisée : représente le volume d'énergies qui serait consommé sur une année entière par un portefeuille de consommateurs tel qu'il est composé à une date donnée t :

→ en électricité : les consommations des points de livraison retenues correspondent à la consommation des points de livraison actifs à la date donnée t sur les 12 mois précédents. Aucune correction climatique n'est appliquée ;

→ en gaz naturel : la consommation annualisée pour les sites transport est calculée à partir de la consommation réalisée de l'année précédente. La consommation annualisée des sites distribution correspond à la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour chaque année au 1^{er} avril.

Entreprise Locale de Distribution (ELD) : distributeur non nationalisé qui assure la distribution de gaz ou d'électricité sur un territoire déterminé.

Fournisseur :

→ d'électricité : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions des articles L. 333-1 et R. 331-1 et suivants du code de l'énergie.

→ de gaz naturel : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions des articles L. 443-1 et R. 443-1 et suivants du code de l'énergie.

Garantie d'origine (GO) :

document électronique attestant au consommateur final que tout ou partie de son électricité ou de gaz naturel est d'origine renouvelable ou produite par cogénération. Délivrées aux producteurs proportionnellement à la quantité d'énergie, les garanties d'origine peuvent ensuite être échangées en vue de leur utilisation par les fournisseurs pour attester auprès de leurs clients de l'origine renouvelable de l'électricité qu'ils consomment.

Gestionnaire de réseau de transport

ou de distribution : société en charge de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

HHI (indice Herfindahl-Hirschman) :

égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

Mise en service : cas d'un client s'installant sur un site. Deux cas sont possibles :

- Mise en service sur un nouveau site : le client arrive sur un site nouvellement construit, auquel cas une pose du compteur puis une mise en service de l'installation doivent être opérées. Par exemple, un mécanicien s'installe dans un garage nouvellement construit.
- Mise en service sur un site existant : le client arrive sur un site suite au départ d'un autre client, auquel cas la pose du compteur a déjà été effectuée. La mise en service doit être ensuite opérée afin que le client nouvellement arrivé puisse être alimenté en énergie.

Médiateur National de l'Énergie (MNE) : autorité publique indépendante créée par la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Le MNE a pour missions de proposer des solutions amiables aux litiges avec les entreprises du secteur de l'énergie et d'informer les consommateurs d'énergie sur leurs droits.

Nombre de sites : par convention, les données pour un mois M (ou un trimestre T) incluent :

- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T)
- les changements de fournisseurs réalisés au cours du mois M (du trimestre T).

Site : lieu de consommation de gaz ou d'électricité d'un même client. Un site peut comprendre plusieurs points de livraison (compteurs). Plusieurs sites peuvent dépendre d'un même client.

Site en offre de marché : site ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif.

Taux de rotation ou taux de switch : ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client, et du nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseur. Le taux de switch annuel se calcule de la manière suivante :

- ▶ Somme sur l'année considérée :
 - des changements de fournisseur, chez tous les fournisseurs, ayant lieu pendant cette année ;
 - des mises en service de nouveaux sites chez les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- ▶ Divisée par le nombre de sites à la fin de l'année considérée

Ventes brutes mensuelles : Les ventes brutes d'un fournisseur sont égales à la somme :

- du nombre de sites mis en service (en offre de marché ou au tarif réglementé)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

Glossaire propre au marché de l'électricité

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) : dispositif instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 (codifiée aux articles L. 336-1 et suivants du code de l'énergie). Il permet, à titre transitoire, aux opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes d'acheter, auprès d'EDF, des volumes d'électricité produite par ses centrales nucléaires situées sur le territoire national et mis en service avant le 7 décembre 2010, à prix régulé, à des conditions définies par les textes réglementaires, et dans une limite globale de 100 TWh par an.

Fournisseur historique : un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie, s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs historiques en électricité regroupent EDF et les ELD.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques. Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- des responsables d'équilibre si les sites alimentés sont en contrat d'accès au réseau ;
- des fournisseurs si les sites alimentés sont en contrat unique.

Nombre de sites : pour le dénombrement des sites, les sites ayant plusieurs fournisseurs sont affectés au portefeuille de leur fournisseur principal (Responsable d'Équilibre pour les clients en CARD et CART).

Responsable d'équilibre : opérateur engagé contractuellement, auprès de RTE, à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité soutirée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier, etc.).

Segments du marché de détail : le marché de détail est divisé en quatre segments :

- grands sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général ;
- sites moyens non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh ;
- petits sites non résidentiels : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh ;
- sites résidentiels : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA.

La segmentation non résidentiel/ résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

Glossaire propre au marché du gaz

Fournisseur historique : un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs historiques en gaz naturel regroupent ENGIE (ex GDF Suez) et les ELD.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques. Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- les expéditeurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de transport ;
- les fournisseurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de distribution (résidentiels et non résidentiels).

Nombre de sites : un site multifournisseur est affecté au fournisseur dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

Segments de marché :

le marché est divisé en 3 segments :

- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ;
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution ;
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution.

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE : **cre.fr**

Vous pouvez suivre l'actualité de la CRE sur
 **@cre_energie**
 **Commission de régulation de l'énergie**

**Direction de la communication
et des relations institutionnelles de la CRE**

Conception graphique et réalisation
Diagramme * studio

Impression
Imprimerie Groupe PPA-èsPRINT

www.cre.fr |  