

SURVEILLANCE

RAPPORT 2022

Le fonctionnement
des marchés de gros
de l'électricité et du
gaz naturel en 2022

CONTENU

MESSAGE DU COLLEGE DE LA CRE	6
SYNTHESE.....	8
SECTION 1 SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE	15
1. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE DANS LE CADRE DU REGLEMENT REMIT EN 2022	16
1.1 STATISTIQUES PAR SOURCE DE DETECTION DES COMPORTEMENTS POTENTIELLEMENT SUSPECTS	16
1.2 RENFORCEMENT DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DANS LE CONTEXTE D'UNE CRISE MAJEURE D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ ET EN ELECTRICITE EN 2022.....	18
1.3 ACCOMPAGNEMENT DES ACTEURS ORGANISANT DES TRANSACTIONS (BOURSES, COURTIER, ETC.) DANS LEUR MISSION DE SURVEILLANCE.....	18
2. ENQUETES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT.....	19
2.1 ENQUETES CONDUITES PAR LA CRE.....	19
2.2 RESUME DES PRINCIPALES DECISIONS SANCTIONNANT DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT PRONONCEES PAR LES REGULATEURS DANS L'UNION EUROPEENNE.....	20
2.3 PROJETS ENGAGES DANS LE BUT D'ACCROITRE DE L'EFFICACITE DE LA CONDUITE DES ENQUETES ET L'INTRODUCTION D'UNE PROCEDURE DE SANCTION NEGOCIEE.....	22
3. SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPEEN	22
3.1 ACTIVITES MENEES OU COORDONNEES PAR L'ACER SUR LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS.....	22
3.2 L'ACER, LE CEER ET LES REGULATEURS DE L'ENERGIE NATIONAUX ONT ETE PARTICULIEREMENT VIGILANTS A L'EVOLUTION DE LA POLITIQUE EUROPEENNE PORTANT SUR LA STABILITE FINANCIERE DES MARCHES DE L'ENERGIE.....	23
3.3 EVOLUTION DES ORIENTATIONS NON CONTRAIGNANTES DE L'ACER	24
3.4 AVANCEMENT DANS LA MISE EN PLACE DES ECHANGES DE DONNEES REMIT AVEC L'ACER	24
SECTION 2 CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE EN 2022.....	27
1. LES PRIX DU GAZ ONT ATTEINT UN PIC HISTORIQUE EN 2022 ; CEUX DES AUTRES MATIERES PREMIERES SONT EGALEMENT EN HAUSSE, A DES NIVEAUX MOINDRES	28
2. L'ANNEE 2022 A MIS DE NOUVEAU EN EXERGUE LES INTERDEPENDANCES ENTRE LES DIFFERENTS PRIX DES MATIERES PREMIERES ET LES PRINCIPES DE FORMATION DES PRIX DE GROS	29
3. LE PRIX DU QUOTA DE CO₂ SE MAINTIENT A UN NIVEAU ELEVE EN 2022 (81,3 €/T EN MOYENNE), AVEC UNE FORTE VOLATILITE	31
4. 2022, ANNEE LA PLUS CHAUDE EN FRANCE DEPUIS LE DEBUT DU XXEME SIECLE	32
SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL.....	34
1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE GAZ EN FRANCE EN 2022	35
1.1 ÉQUILIBRE DU SYSTEME GAZIER FRANÇAIS	35
1.2 UNE BAISSSE DE LA CONSOMMATION LIEE AUX TEMPERATURES RECORDS, AUX PRIX DU GAZ ELEVES ET AUX EFFORTS DE SOBRIETE.....	36
1.3 LA CHUTE DES EXPORTATIONS DE GAZ RUSSE PAR GAZODUCS VERS L'EUROPE A CONDUIT A UN REEQUILIBRAGE DES FLUX DE L'OUEST VERS L'EST, LA FRANCE COMME ZONE DE TRANSIT AYANT CONTRIBUE A LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT DU CONTINENT	38
1.4 L'APPROVISIONNEMENT EN GNL EN FORTE HAUSSE COMPENSE LA BAISSSE DES FLUX DE GAZ RUSSE PAR GAZODUCS	39
1.5 DES SOUTIRAGES DES STOCKAGES LIMITES EN DEBUT D'ANNEE EN RAISON DES TEMPERATURES DOUCES ET UNE CAMPAGNE D'INJECTIONS REUSSIE EN EUROPE, PORTEE PAR LES NOUVELLES OBLIGATIONS DE STOCKAGE DES PAYS MEMBRES.....	43
1.6 LE MECANISME DU SPREAD LOCALISE A ETE REGULIEREMENT DECLENCHE EN FIN D'ANNEE, ENTRAINANT UN COUT IMPORTANT POUR LES GRT	44

2. L'ANNEE 2022 A ETE MARQUEE PAR DES PRIX DU GAZ NATUREL HISTORIQUES.....	44
2.1 LA TRES FORTE BAISSSE DE L'APPROVISIONNEMENT RUSSE PAR GAZODUCS A FORTEMENT TIRE A LA HAUSSE LES PRIX DU GAZ EN EUROPE EN 2022.....	44
2.2 LES PRIX DE COURT TERME ONT ATTEINT DES SOMMETS, AVEC DES ECARTS D'AMPLEUR INEDITE ENTRE LES POINTS D'ECHANGES EUROPEENS.....	45
2.3 HAUSSE DES PRIX A TERME EN REPOSE AUX CRAINTES DE PENURIE D'APPROVISIONNEMENT	47
2.4 LES ECARTS DE PRIX ENTRE L'HIVER ET L'ETE ETAIENT DEFAVORABLES MAIS N'ONT PAS EMPECHE L'ALLOCATION DE LA QUASI-TOTALITE DES CAPACITES DE STOCKAGE EN FRANCE	49
3. LES VOLUMES D'ECHANGE AU PEG ONT ETE EN FORTE HAUSSE, NOTAMMENT EN LIEN AVEC LES QUANTITES IMPORTANTES DE GNL	49
4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2022.....	54
SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE	56
1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2022	57
1.1 EQUILIBRE DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS : LA FRANCE A ETE IMPORTATRICE NETTE D'ELECTRICITE EN 2022.....	57
1.2 UNE CONSOMMATION ELECTRIQUE EN NET REcul EN 2022	58
1.3 LA DECOUVERTE DE LA CORROSION SOUS CONTRAINTE ALORS QUE LE PROGRAMME DE MAINTENANCE ETAIT DEJA SOUS TENSION PORTE LA PRODUCTION NUCLEAIRE A DES MINIMA HISTORIQUES EN 2022...	60
1.3.1 La production effective d'électricité par le parc nucléaire est la plus faible depuis la fin de la construction des réacteurs actuels	60
1.3.2 EDF a communiqué de manière spécifique sur le traitement de la corrosion sous contraintes	61
1.4 LES CARACTERISTIQUES DU PARC NUCLEAIRE AU SEIN DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS AMENENT EDF A MODULER SA PRODUCTION.....	63
1.4.1 Modulation sur le long terme	63
1.4.2 Modulation sur le court terme.....	65
1.4.3 Surveillance de la bonne optimisation du parc nucléaire	67
1.5 EVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES : 2022 A ETE UNE ANNEE DE FORTE CROISSANCE POUR LES FILIERES RENOUEVABLES.....	69
1.6 EN RAISON DE CONDITIONS CLIMATIQUES ANORMALEMENT CHAUDES ET SECHES, LA PRODUCTION HYDROELECTRIQUE A CONNU SON NIVEAU LE PLUS BAS DEPUIS 50 ANS	73
1.7 LA PRODUCTION DE LA FILIERE GAZ A ETE PORTEE PAR LA BAISSSE DE LA PRODUCTION NUCLEAIRE ET DES CONDITIONS ECONOMIQUES FAVORABLES.....	74
1.8 LA HAUSSE DU PRIX DU GAZ A FAVORISE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE CHARBON EN 2022, QUI EST RESTEE TRES FAIBLE DANS LE MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS	76
1.9 MARGINALITE DES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION EN 2022.....	77
2. LES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE	81
2.1 UNE AUGMENTATION SANS PRECEDENT DES PRIX SPOT EN LIEN AVEC LA HAUSSE DES PRIX DES COMBUSTIBLES ET UN RECOURS ACCRU AUX IMPORTATIONS.....	81
2.2 ECART ENTRE PRIX SPOT ET COUTS MARGINAUX D'EDF EN 2022	84
2.3 CONVERGENCE DES PRIX SPOTS FRANÇAIS AVEC LES PAYS VOISINS	85
2.4 LES PRIX A TERME EN FRANCE ONT MONTRE DES PRIMES DE RISQUE TRES ELEVEES POUR L'HIVER 2022-2023 DU FAIT DE L'INCERTITUDE SUR LA DISPONIBILITE DU NUCLEAIRE.....	89
3. LES VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES DE GROS SONT EN BAISSSE	92
4. LES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE : SERVICES SYSTEME, AJUSTEMENT ET RESERVES	95
4.1 RAPPEL DES PRINCIPES GENERAUX DE FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET DES EVOLUTIONS A VENIR.....	95
4.1.1 La réserve primaire.....	96
4.1.2 La réserve secondaire	96

4.1.3 La réserve tertiaire..... 96

4.1.4 Le dispositif de responsable d'équilibre..... 97

4.2 BILAN DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE EN 2022 97

4.2.1 Vue d'ensemble 97

4.2.2 La coopération « FCR » pour la réserve primaire..... 98

4.2.3 La réserve secondaire 99

4.2.4 Le mécanisme d'ajustement..... 99

4.2.5 La plateforme TERRE..... 101

4.3 SURVEILLANCE DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE PAR LA CRE 101

5. LE MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITÉ..... 102

5.1 RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ FRANÇAIS 102

5.2 LE PRIX DE LA CAPACITÉ POUR L'ANNÉE DE LIVRAISON 2023 A RÉFLÈTE LE RISQUE DE DÉFAILLANCE EN RAISON DE LA BAISSÉ DE DISPONIBILITÉ DU NUCLEAIRE..... 102

6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE EN FRANCE EN 2022 104

CHIFFRES CLES 106

1. MARCHÉ DU GAZ..... 106

2. MARCHÉ DE L'ELECTRICITÉ..... 108



MESSAGE DU COLLEGE DE LA CRE

2022 : UNE ANNEE EXCEPTIONNELLE POUR LES MARCHES DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Cette 16^{ème} édition du rapport annuel de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel de la CRE porte sur l'année 2022. Démarrée au second semestre 2021 marqué par les premiers signes de tensions sur les approvisionnements en gaz en Europe à la veille l'hiver 2021-2022, la crise n'a fait que s'amplifier en 2022 non seulement sur les marchés de gaz, mais également sur les marchés de l'électricité dont les prix ont atteint des niveaux jamais vus jusqu'alors.

La guerre déclenchée par la Russie le 24 février 2022 en Ukraine, suivie par une baisse progressive jusqu'à l'arrêt quasi complet des livraisons russes par gazoduc au cours de l'été 2022. La destruction des gazoducs Nord Stream 1 et 2, le recours massif au GNL livré par mer, induisant une inversion des flux de l'ouest vers l'est, sont autant d'événements qui ont bouleversé le fonctionnement des marchés du gaz en Europe, et dont la France n'a pas été épargnée. Une telle situation ne s'était jamais produite depuis le début des livraisons de gaz russe en Europe il y a plus de 50 ans.

Cette crise majeure d'approvisionnement en gaz à l'échelle européenne s'est traduite tout au long de l'année 2022 par une flambée des prix de gros du gaz et de l'électricité sur les marchés de la région. Notre pays, relativement peu dépendant du gaz pour sa production d'électricité, s'est cependant lui-même trouvé en difficulté du fait de la crise du parc nucléaire, qui a connu sa plus mauvaise année, marquée par une baisse de 30 % de la production par rapport à 2021.

La réaction de l'Union européenne, notamment celle de la Commission européenne et des Etats membres, mais aussi celle des acteurs du marché de l'énergie, a apporté une réponse rapide et dans l'urgence aux défis majeurs posés par cette crise. Ainsi, en quelques mois seulement, l'Union européenne a réduit fortement sa consommation de gaz, rempli ses stocks de gaz pour l'hiver 2022-2023, et mené à bien le raccordement de plusieurs terminaux méthaniers flottants, s'ajoutant aux capacités portuaires existantes. Face à la flambée des prix de l'électricité, l'Union a prévu et autorisé des aides massives aux consommateurs par les Etats-membres, financées par la taxation des rentes infra-marginales des producteurs d'électricité. La baisse récente des prix permet à l'Europe d'envisager une sortie de crise, même si la situation reste fragile et appelle au maintien des efforts de sobriété.

Dans ce contexte, il est important de noter que le réseau français du gaz, bien développé et disposant de quatre terminaux méthaniers et d'infrastructures de stockages importantes et flexibles, a joué un rôle majeur pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Europe, avec notamment des exportations importantes de gaz vers la Belgique, l'Allemagne et l'Italie. La mobilisation du parc nucléaire français, même avec des capacités amoindries tout au long de 2022, a permis d'éviter des délestages tournants au cours de l'hiver, par ailleurs assez clément.

Dans cette période de prix élevés et de forte volatilité qui pèsent sur la facture des consommateurs et obligent l'Etat à des interventions coûteuses, la mission de surveillance des marchés de gros exercée par la CRE revêt une importance particulière. En 2022, la CRE a surveillé étroitement le comportement des acteurs du marché de gros, s'attachant notamment à détecter et sanctionner toute éventuelle opération d'initié. Sur la base des informations disponibles, au périmètre de son champ d'investigation et à ce stade de ses analyses, la CRE n'a pas identifié, au titre de l'année 2022, de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre du règlement (UE) No 1227/2011 (REMIT) que ce soit en gaz ou en électricité.

En générant des signaux de prix forts à court et moyen terme, les marchés de gros du gaz et de l'électricité ont joué leur rôle en 2022, provoquant des modifications substantielles et rapide de l'offre et de la demande de gaz naturel, qui en s'adaptant aux conditions nouvelles ont permis d'éviter toute rupture d'approvisionnement.

Toutefois, ces prix très élevés ont eu de lourdes conséquences, économiques évidemment, mais aussi politiques et sociales, qui ont montré la nécessité d'adapter le marché intérieur de l'électricité et d'en renforcer le fonctionnement face aux chocs. La réforme proposée par la Commission européenne en mars 2023 devrait être adoptée avant la fin de l'année. Elle devra préserver le fonctionnement du marché intérieur européen tout en protégeant les consommateurs contre les prix élevés en cas de crise. Le maintien d'un design de marché reposant sur un marché court terme efficace et liquide a pour corollaire la confiance dans l'intégrité et le fonctionnement de ce marché : ainsi, l'évolution des dispositifs du règlement REMIT afin de renforcer la transparence des marchés de gros vise à accroître la confiance publique en leur bon fonctionnement.

La CRE est mobilisée pour la mise en œuvre de la réforme du *market design* européen, en apportant son expertise et son appui au gouvernement, et en travaillant avec l'ensemble des régulateurs européens.

Ces réformes devront aussi, et surtout, accompagner et favoriser la transformation majeure du système énergétique européen, déjà en cours et qui va s'accélérer fortement dans les prochaines années. Les objectifs en matière climatiques imposent notamment d'augmenter très rapidement la production d'électricité décarbonée et plus particulièrement en France d'origine renouvelable. Les besoins importants de flexibilité qui vont en découler appellent au renforcement de l'intégration du marché intérieur de l'électricité et à la pleine utilisation des signaux de prix qu'il génère.

SYNTHESE

La hausse historique des prix sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité, amorcée en 2021, a culminé à l'été 2022, puis entamé sa décrue en fin d'année

C'est dès le deuxième semestre 2021 que la crainte d'un manque d'approvisionnement européen en gaz, avec des niveaux de stockage faibles, que les prix de gros ont commencé à s'élever vers des niveaux jamais atteints précédemment. Cette hausse s'est accélérée avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 et la baisse progressive, puis quasi-totale des livraisons de gaz russe par gazoducs tout au long de l'année. L'année 2022 a ainsi vu le GNL remplacer presque totalement l'approvisionnement terrestre en gaz russe.

La faiblesse de l'offre, les craintes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, ainsi que les mesures de régulation prises dans la plupart des pays européens pour forcer le remplissage des stockages en vue de l'hiver 2022-2023, ont conduit à une très forte hausse des prix du gaz durant la première moitié de l'année, culminant fin août à des niveaux historiques, avant de refluer en fin d'année 2022, tout en restant à des niveaux élevés.

Les prix de gros de l'électricité en Europe ont été tirés à la hausse par ceux du gaz, du fait du besoin de recourir à la production d'électricité à partir de gaz pour couvrir la consommation. Les prix français ont été en outre affectés par la faible disponibilité du parc nucléaire en 2022 et les incertitudes l'entourant, du fait notamment de la détection du phénomène de corrosion sous contraintes, présentant un caractère générique. 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.

En fin d'année, les températures douces et la réaction des consommateurs aux prix élevés ont permis de réduire la demande de gaz et d'électricité en Europe, ce qui a concouru à la forte décrue des prix, dans un contexte de très bon niveau de remplissage des stockages de gaz. En France, l'appel des pouvoirs publics à la sobriété énergétique a par ailleurs permis sensibiliser le public et permis de réduire la consommation de tous, y compris les consommateurs non exposés aux prix de marché. Pour l'électricité en France, la forte baisse des prix en fin d'année est également due à la remise en service rapide d'une partie du parc nucléaire français pour l'hiver 2022-2023.

Dans ce contexte exceptionnel, les marchés de gros du gaz et de l'électricité ont joué leur rôle en reflétant par des prix très élevés la forte tension sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie et les risques élevés de rupture d'approvisionnement.

Dans ce contexte, les prix du gaz et de l'électricité ont été particulièrement volatils et ont montré une sensibilité accrue, à chaque événement en lien avec le secteur énergétique et en particulier aux annonces concernant l'approvisionnement en gaz depuis la Russie, ou concernant la disponibilité du parc nucléaire français. Une telle situation est, par nature, propice à des manipulations de marché et à des délits d'initiés. Dans ce contexte, l'ACER, les régulateurs européens de l'énergie ainsi que les autorités financières se sont mobilisés pour améliorer et renforcer les actions de surveillance des marchés de gros de l'énergie. A ce titre peuvent notamment être citées la coopération renforcée au niveau européen entre l'ACER et l'ESMA ainsi que le lancement d'une enquête transfrontalière par un groupe de trois régulateurs de l'énergie nationaux coordonné par l'ACER. Dès le second semestre 2021, la CRE avait renforcé sa surveillance des marchés français du gaz et de l'électricité.

Durant la crise, la CRE a mené une surveillance des marchés de gros proche du temps réel, en lien avec l'ACER et les autres régulateurs de l'énergie européens

Dans ce contexte très perturbé, la surveillance des marchés de gros par la CRE revêt une importance toute particulière.

Sur le marché du gaz, la CRE a mené des analyses systématiques des transactions réalisées sur les périodes de variation forte des prix, en lien avec des annonces concernant l'approvisionnement européen. Sur le marché de l'électricité, la CRE a publié le 13 décembre 2022, sur la base de l'interrogation des acteurs du marché français, son analyse approfondie des prix et des primes de risque très élevées constatées à l'été et l'automne 2022 sur les contrats à terme livrés en France pour l'hiver 2022-2023. La CRE a également particulièrement surveillé la qualité des publications au titre du REMIT concernant l'état du parc de production nucléaire, étant donné leur impact majeur sur les prix.

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du REMIT, a représenté plus de 5,5 millions de transactions effectuées en 2022 sur les marchés de gros de l'énergie, pour plus de 2 100 TWh échangés ou encore 383 Mds€ de valeur (en forte hausse par comparaison aux années précédentes du fait de la hausse spectaculaire des prix).

Au terme de l'année 2022, sept enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et une affaire était en cours d'instruction par le CoRDIS. Sur le premier semestre 2023, la Présidente de la CRE a décidé d'ouvrir deux enquêtes et a saisi le CoRDIS de trois affaires à l'issue d'enquêtes portant sur les marchés de gros.

Pour identifier les possibles cas d'abus de marché, la CRE s'appuie sur des outils automatisés de détection, mais aussi sur les notifications de suspicions reçues de différentes sources, et notamment des personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. Les PPAT ont, en application de l'article 15 du REMIT, l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du REMIT. Malgré une année 2022 très bouleversée, la CRE n'a pas observé de hausse particulière du nombre d'alertes de la part des PPAT : sept notifications de comportements suspects ont été ainsi reçues par la CRE en 2022. Si ce constat peut être interprété comme rassurant, le faible nombre de notifications a toutefois conduit la CRE à rappeler à certains PPAT leur devoir de surveillance. La CRE entretient avec les PPAT une collaboration active et reste attentive au bon exercice de leur mission de surveillance.

La CRE attache une grande importance aux travaux et projets européens pour la mise en place de règles et de pratiques communes de surveillance des marchés de l'énergie au sein de l'Union européenne. Plusieurs sujets font l'objet d'intérêts communs et nécessitent une coopération étroite entre les régulateurs et l'ACER. Ainsi, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs au REMIT en étroite collaboration avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de la concurrence.

En 2022, la CRE a contribué activement aux travaux de l'ACER concernant l'amélioration de la qualité des données déclarées par les acteurs de marché à l'ACER au titre de l'article 8 du REMIT et leur exploitation. Dans ce cadre, l'ACER a mis à jour en 2022 puis début 2023 ses orientations concernant la déclaration des données transactionnelles et fondamentales. La CRE, dans le cadre du renforcement de sa surveillance des marchés de gros, a échangé avec de nombreux acteurs en 2022 sur la qualité et l'interprétation des données déclarées à l'ACER.

En 2022, le marché européen du gaz a été bouleversé par l'arrêt quasi intégral des livraisons en gaz russe par gazoduc et par le recours massif au GNL, conduisant à une inversion des flux en Europe. Il s'est montré résilient malgré les prix atteignant des niveaux jamais vus.

En 2021, le faible niveau de remplissage des stockages européens, dû notamment à l'absence d'injections de Gazprom dans les capacités de stockage qu'il détenait dans plusieurs pays de l'Union européenne, avait fait craindre des ruptures d'approvisionnement pour l'hiver 2021-2022, dans un contexte d'annonces politiques successives concernant l'approvisionnement de l'Europe en gaz russe par gazoducs. Ce contexte a enclenché à partir de l'été 2021 une hausse des prix du gaz sans précédent.

Après l'invasion de l'Ukraine le 24 février 2022, la Russie a réduit progressivement ses livraisons de gaz par gazoducs, pour les arrêter presque totalement à la fin de l'été, 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 après le déclenchement de la guerre, où le prix *day-ahead* au PEG a atteint 213,4 €/MWh le 7 mars 2022. La demande de gaz a par ailleurs été fortement accrue pendant l'été par les injections dans les stockages européens, favorisées par des dispositifs de régulation visant à forcer le remplissage des stockages avant l'hiver 2022-2023. 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^{ème} trimestre de 2022 atteignait son maximum le 26 août 2022 à 302,6 €/MWh.

Les prix de gros du gaz très élevés ont permis d'attirer en Europe tout le GNL disponible au niveau mondial, ce qui a compensé en grande partie la baisse des flux de gaz russe par gazoducs. Les terminaux méthaniers français ont joué un rôle central en accueillant 22 % du GNL livré en Europe, et en fonctionnant à 90 % de leur capacité en moyenne sur l'année 2022.

Le remplacement d'approvisionnements terrestres venant de l'Est de l'Europe par le GNL arrivant majoritairement au Sud et à l'Ouest de l'Europe, a entraîné une reconfiguration inédite des flux et a généré des congestions sur le réseau européen, se traduisant par des écarts de prix élevés entre les marchés nationaux, qui étaient jusqu'à présent très corrélés. Le prix *day-ahead* au PEG a ainsi été en moyenne inférieur de 22,3 €/MWh à celui du TTF néerlandais, le marché de référence en Europe, avec des écarts dépassant même 100 €/MWh en août et en septembre 2022. La zone de marché française TRF, avec quatre terminaux méthaniers, des stockages souterrains pleins en début d'hiver et un réseau de transport de gaz bien dimensionné et flexible, a joué un rôle majeur dans cette reconfiguration des flux. La France est ainsi devenue, pour la première fois, importatrice nette de gaz en provenance d'Espagne et exportatrice vers la Belgique et l'Allemagne, tout en assurant des exportations vers l'Italie (par la Suisse) à un niveau exceptionnellement élevé.

Pendant toute la période, le système gazier français a fonctionné aux limites de ses capacités. En fin d'année, la redirection de flux de gaz norvégiens destinés à la France vers le Royaume-Uni, a généré d'importantes congestions au sein du réseau de transport de gaz français, avec un déficit au nord du territoire et un surplus au sud. Les gestionnaires de réseau français ont fait appel aux mécanismes de spread localisé et de restrictions mutualisées

et la CRE a été amenée à prendre une délibération en urgence en décembre 2022, pour répondre à cette situation nouvelle. La CRE surveille les nominations des acteurs en lien avec le mécanisme de spread localisé sur le réseau de transport de gaz et a interrogé dans ce cadre plusieurs acteurs ; des analyses approfondies sont en cours. Enfin, la CRE a lancé une consultation publique le 15 juin 2023 sur les modalités de gestion des congestions du sud vers le nord sur les réseaux de transport de gaz, afin de tirer les enseignements de ces épisodes.

Alors que les craintes sur la sécurité d'approvisionnement étaient fortes avant l'hiver, les températures exceptionnellement douces, la réaction des consommateurs industriels aux prix élevés et les mesures de sobriété énergétique, ont finalement permis de passer l'hiver 2022-2023 sans difficulté en France comme en Europe.

La forte augmentation des volumes de GNL arrivant en France a conduit à une hausse importante des volumes échangés au PEG, le GNL ayant été en grande partie échangé sur le marché français. Cette hausse des volumes échangés, en moyenne de + 93 %, concerne toutes les échéances, mais a été particulièrement marquée sur les contrats de moyen terme.

Dans ce contexte perturbé, les prix de gros du gaz ont été très sensibles aux annonces concernant l'approvisionnement de l'Europe, ce qui créait un contexte propice aux opérations d'initiés et aux manipulations de marché. La CRE a mené une surveillance renforcée du marché du gaz français en 2022, et a en particulier recherché de manière exhaustive les occurrences possibles d'opérations d'initiés sur le PEG. A ce stade, aucun soupçon probant d'abus de marché au sens du REMIT sur le marché de gros français du gaz n'a été identifié.

Les prix européens de l'électricité en Europe ont été tirés par les prix du gaz, tandis que les prix français ont été particulièrement affectés par la crise de son parc nucléaire.

Du fait de la tarification au coût marginal de la dernière unité appelée, les prix de l'électricité sont très sensibles au prix du gaz – énergie flexible et aisément mobilisable en cas de besoin à la pointe – qui devient alors indispensable pour assurer l'équilibre offre-demande particulièrement en hiver. Ainsi, les prix du gaz ont fortement tiré les prix européens de l'électricité à la hausse en 2022. Même si le gaz naturel ne représente qu'une part minoritaire de la production électrique de la France, les prix français ont été de surcroît particulièrement affectés par la faiblesse de la disponibilité du parc nucléaire national, du fait de la découverte du phénomène de « corrosion sous contrainte » sur des tuyauteries critiques pour la sûreté des centrales nucléaires. Il s'agit de l'incident générique de plus forte ampleur rencontré par le parc nucléaire français ces dernières décennies.

En 2022, la production nucléaire française a atteint un plus bas historique, 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 due à la crise sanitaire. Du fait de ce déficit de production, la France a été, exceptionnellement, importatrice nette sur l'ensemble de l'année 2022, de 16 TWh au total. Outre les importations, la baisse de production a été principalement compensée par la hausse de la production à partir de gaz, la filière hydraulique ayant été pénalisée par les sécheresses et le faible niveau des eaux.

Les prix à terme français de l'électricité ont été exceptionnellement élevés pour l'hiver 2022-2023, bien plus que dans les pays voisins. Cela a conduit les acteurs de marché, notamment les fournisseurs, à s'approvisionner au prix fort, de peur de manquer de ressources, dans un contexte de fortes incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire pendant l'hiver. Ainsi et malgré l'ARENH, ces hausses se sont répercutées dans les prix finaux payés par les consommateurs.

Les prix à terme ont ainsi mis en évidence de fortes primes de risque liées au coût extrêmement élevé qui aurait été supporté par les acteurs concernés (et plus largement par la société française), si les anticipations d'une défaillance de l'équilibre offre-demande s'étaient réalisées. Les prix à terme ont ainsi été tirés à la hausse par les pressions de couverture à l'achat, les acteurs étant très réticents à vendre à découvert, au vu des risques très importants générés par ce type de positions. Cette tension sur les prix à terme a conduit les acteurs disposant de moyens de production à stock d'énergie limitée, comme la production hydroélectrique et certains réacteurs nucléaires, à une gestion prudente pendant l'été et l'automne, qui leur a permis de disposer de la capacité nécessaire pendant l'hiver.

Grâce à la meilleure disponibilité du parc nucléaire à partir de novembre 2022 et à la baisse de la consommation liée à un hiver doux, aux prix élevés et aux efforts de sobriété énergétique, le système électrique français n'a pas subi de pénurie effective, malgré les risques identifiés au cours de l'année.

Les prix *spot* se sont établis en moyenne à 276 €/MWh en 2022, soit un niveau bien supérieur au prix à terme pour l'année 2022 moyenné sur l'année 2021 (95,5 €/MWh), et moyenné sur les deux années 2020 et 2021 (70,8 €/MWh). Ils ont été tirés à la hausse tout au long de l'année par l'effet combiné des prix du gaz, de la faible production nucléaire et de la tension anticipée pour l'hiver 2022-2023 conduisant à limiter la production hydraulique. Le point haut a été atteint, concomitamment avec les prix de gros du gaz, à l'été 2022 (611,6 €/MWh en moyenne sur la semaine du 22 août 2022), alors que la période estivale est normalement caractérisée par des prix

plus faibles du fait de la moindre consommation. Enfin, les prix *spot* de l'électricité en France ont été supérieurs aux prix allemands, alors que les prix du gaz y ont été globalement inférieurs.

A la suite du pic de prix du gaz et de l'électricité atteint fin août, les prix à terme de l'électricité en France sont demeurés très élevés jusqu'à la fin de l'année, le prix du produit annuel 2023 et du produit du premier trimestre 2023 restant respectivement à 465,7 €/MWh et à 740,0 €/MWh le 1^{er} novembre 2022. La disponibilité du parc nucléaire est restée à un bas niveau pendant la majeure partie de l'automne, étant inférieure à 32 GW environ jusqu'au 15 novembre 2022, ce qui a alimenté les anticipations d'un niveau de défaillance élevé en France pendant l'hiver.

La fin de l'année 2022 a vu une remontée rapide de la disponibilité du parc nucléaire, de 29 GW le 1^{er} novembre 2022 à 42 GW le 15 décembre 2022. Les prix de gros se sont alors rapidement dégonflés, du fait de la baisse des primes de risque pour l'hiver 2022-2023 et en suivant la baisse des prix de gros du gaz dans le contexte de la consommation modérée et des températures douces.

La CRE a été particulièrement vigilante à l'évolution des prix de gros de l'électricité en France. La CRE a mené une surveillance renforcée, portant d'une part sur la détection d'éventuelles opérations d'initiés au moment des fortes variations des prix et d'autre part sur la publication des informations privilégiées sur la disponibilité des moyens de production.

La CRE a également interrogé les acteurs du marché français de gros de l'électricité sur leurs stratégies de négoce, pour chercher à expliquer les niveaux records des prix à terme atteints pendant l'été pour l'hiver 2022-2023. Le rapport publié par la CRE le 13 décembre 2022 conclut que la couverture des risques liés aux activités physiques (production, fourniture, consommation, échanges aux frontières) a conduit, d'un côté, à des achats supérieurs à la moyenne des besoins anticipés et, de l'autre côté, à une réduction des ventes sur les marchés à terme. Cela a contribué mécaniquement à une tension sur les marchés à terme plus forte que celle de l'équilibre offre-demande anticipé, de nature à expliquer, au moins en partie, le niveau très élevé de la prime de risque sur le marché français pour l'hiver 2022-2023.

Un facteur explicatif supplémentaire mentionné par de nombreux acteurs, même s'il est difficile à quantifier, a été la disponibilité trop tardive des capacités d'interconnexion, qui ne sont pour la plupart des frontières commercialisées qu'en novembre et décembre de l'année N-1 pour le produit annuel de l'année N. La CRE, en liaison avec RTE, les régulateurs et gestionnaires de réseaux des pays frontaliers, a engagé des travaux visant à anticiper la commercialisation des capacités d'échange transfrontalières afin de donner plus de visibilité aux acteurs de marché.

La CRE continue à analyser les comportements individuels de certains acteurs. Sur la base des informations disponibles, au périmètre de son champ de compétence et à ce stade de ses analyses, la CRE n'a pas identifié d'abus de marché au titre du REMIT, pour les marchés à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023.

Pour la première fois depuis la mise en place du mécanisme de capacité, le plafond de 60 000 €/MWh a été atteint lors de l'enchère de décembre 2022 portant sur l'année de livraison 2023, reflétant la tension exceptionnelle anticipée sur le système électrique.

En ce qui concerne les marchés de l'équilibrage, la mise en œuvre de la plateforme TERRE a été achevée en mars 2022 avec le début de la participation en continu de RTE. Les autres mécanismes de marché existant ont continué à jouer leur rôle de façon satisfaisante, sans impact majeur du niveau des prix. Ces marchés, par leur évolution rapide et leur complexité, appellent une vigilance soutenue de la part de la CRE pour leur surveillance.

Enfin, il convient de mentionner que le marché journalier français a connu le 4 avril 2022 un épisode de prix exceptionnels, avec des prix tout proches du plafond de 3 000 €/MWh. Cet épisode a conduit à l'augmentation à 4 000 €/MWh du plafond de prix dans toute l'Europe. Le rapport publié par la CRE le 26 juillet 2022 montre qu'il s'est agi d'un épisode isolé résultant de la conjonction exceptionnelle de plusieurs facteurs ayant chacun une très faible probabilité d'occurrence. A la suite de ce rapport, la CRE a demandé et obtenu, d'une part, la suspension du mécanisme automatique de relèvement du plafond de prix, qui aurait dû sans cela être porté à 5 000 €/MWh après un épisode de pic de prix similaire le 17 août 2022 dans la zone Baltique (Lituanie, Estonie, Lettonie), et, d'autre part, la révision du mécanisme d'évolution de ce plafond, qui a été adoptée par l'ACER en janvier 2023.

Enfin, la taille du parc nucléaire français oblige EDF à prévoir des modulations de production, notamment lorsque la demande est trop faible ou pour des besoins d'optimisation des plannings pour rechargement de combustible. La CRE a analysé la mise en œuvre des modulations par EDF en s'assurant notamment en l'absence de comportement de type « rétention de capacité ». Ces analyses ne font ressortir aucune sous-optimisation. Les modulations telles que présentées par EDF, permettent de maximiser la disponibilité du parc nucléaire aux moments de plus forte consommation, dans l'intérêt du système électrique français et notamment pour l'hiver 2022-2023.

A la date de parution de ce rapport, une détente relative est constatée sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité par rapport à 2022, mais leur niveau absolu reste élevé et leur volatilité forte. La CRE reste donc pleinement mobilisée dans le cadre du renforcement de sa surveillance des marchés de gros.

Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2022. Le cas échéant, les faits marquants de l'activité de surveillance pendant les premiers mois de l'année 2023 sont également mentionnés.

La CRE et REMIT : la surveillance des marchés de gros, une affaire européenne

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est responsable depuis 2006 de la surveillance des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel. Elle publie chaque année son rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel et garantit notamment le respect des articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement REMIT.

A ce titre, la CRE porte une attention particulière aux dispositions visant à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés (articles 3 et 5) ;
- obligeant les acteurs du marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent (article 4).

La CRE s'attache à garantir également le respect, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)¹, de leurs obligations de détection et de déclaration de suspicions d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché au titre de l'article 15 du règlement REMIT.

Enfin, l'application de certains articles du règlement REMIT a été étendue au marché de garanties de capacité français. En application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE garantit le respect de l'interdiction des opérations d'initiés (article 3), de l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4) et de l'interdiction des manipulations de marché (article 5) dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacité.

Le règlement REMIT est mis en œuvre au niveau européen dans le cadre des dispositions de l'article 16 du règlement REMIT qui prévoit en particulier la coopération entre l'ACER, l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF), les régulateurs de l'énergie des Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de concurrence.

¹ En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT, principalement les bourses, les courtiers et certains gestionnaires du réseau.

Activité de la CRE en 2022 dans le cadre de sa mission de surveillance



5,5 millions de transactions surveillées

2100 TWh échangés

Plus de **383 Md€** échangés en valeur



870 alertes reçues de la part de l'ACER depuis octobre 2017

Une quarantaine de **cas** en cours d'analyse au titre de la surveillance

1 767 acteurs enregistrés auprès de la CRE



7 enquêtes en cours

1 enquête en cours d'instruction par le CoRDIS

Marché de gros en France en 2022

Prix de l'électricité



275,9 €/MWh en moyenne des prix spot, soit + **153 %** par rapport à 2021

367,2 €/MWh en moyenne des prix à terme annuels, soit + **286 %** par rapport à 2021

Prix du gaz naturel



98,1 €/MWh en moyenne des prix spot, soit + **111 %** par rapport à 2021

107,3 €/MWh en moyenne des prix à terme annuels, soit + **218 %** par rapport à 2021

SECTION 1

SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE

1. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE DANS LE CADRE DU REGLEMENT REMIT EN 2022

1.1 Statistiques par source de détection des comportements potentiellement suspects

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur la détection *ex-post* des comportements potentiellement suspects, soit par des outils de détection internes soit à la suite de déclarations transmises par des parties externes.

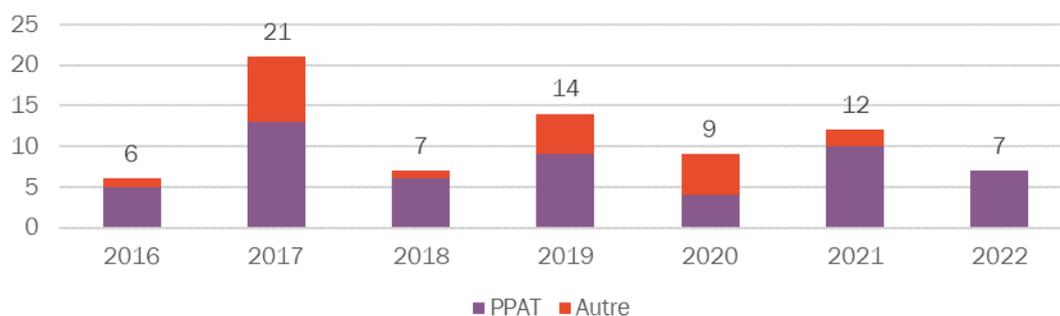
La détection interne repose sur le suivi de la conjoncture des marchés et des fondamentaux, mais surtout sur des outils automatisés visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché. Les outils de la CRE visent en premier lieu à détecter et à analyser les pratiques d'opération d'initiés et de manipulation de marché interdites par REMIT. La CRE veille également à l'efficacité des publications des informations privilégiées et dispose également d'outils d'analyse et de détection en la matière.

La détection externe repose sur les déclarations de suspicion reçues par différentes sources, dont en premier lieu les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)² qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes³, représentent une source d'information de grande valeur pour la CRE. En application de l'article 15 du REMIT, les PPAT ont l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du règlement REMIT. Les manquements à cette obligation peuvent être sanctionnés par le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

Le Graphique 1 présente le nombre de signalements de suspicions de manquement à REMIT notifiés à la CRE par les PPAT, par d'autres régulateurs ou par des acteurs de marché ces dernières années.

Les marchés de gros ont été profondément bouleversés au cours de l'année 2022 avec des mouvements brusques et des niveaux des prix records. Seules 7 notifications de comportements suspects ont été reçues par la CRE en 2022, toutes de la part des PPAT, chiffre en baisse par rapport à 2021 : le fait qu'il n'y a pas eu de hausse particulière du nombre d'alertes de la part des PPAT peut être interprété comme signe d'un marché fonctionnant correctement. Cependant, le faible nombre de notifications a conduit la CRE à rappeler à certains PPAT leur devoir de surveillance. La CRE, qui considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT, entretient avec eux une collaboration active et reste attentive à un bon exercice de leur mission de surveillance.

Graphique 1 : Evolution du nombre de signalements externes de suspicions de manquements à REMIT



Source : CRE

L'ACER transmet également des cas de suspicion qu'elle détecte en les accompagnant par ses analyses préliminaires, ainsi que les alertes issues de ses systèmes automatiques de détection, sans analyse qualitative associée. Sur ce dernier point, elle transmet aux régulateurs nationaux depuis fin 2017 les alertes pointant des transactions qu'elle juge suspectes. Ces alertes permettent d'identifier des transactions inhabituelles dont l'analyse par la CRE peut mener à l'ouverture d'une analyse approfondie, puis éventuellement d'une enquête.

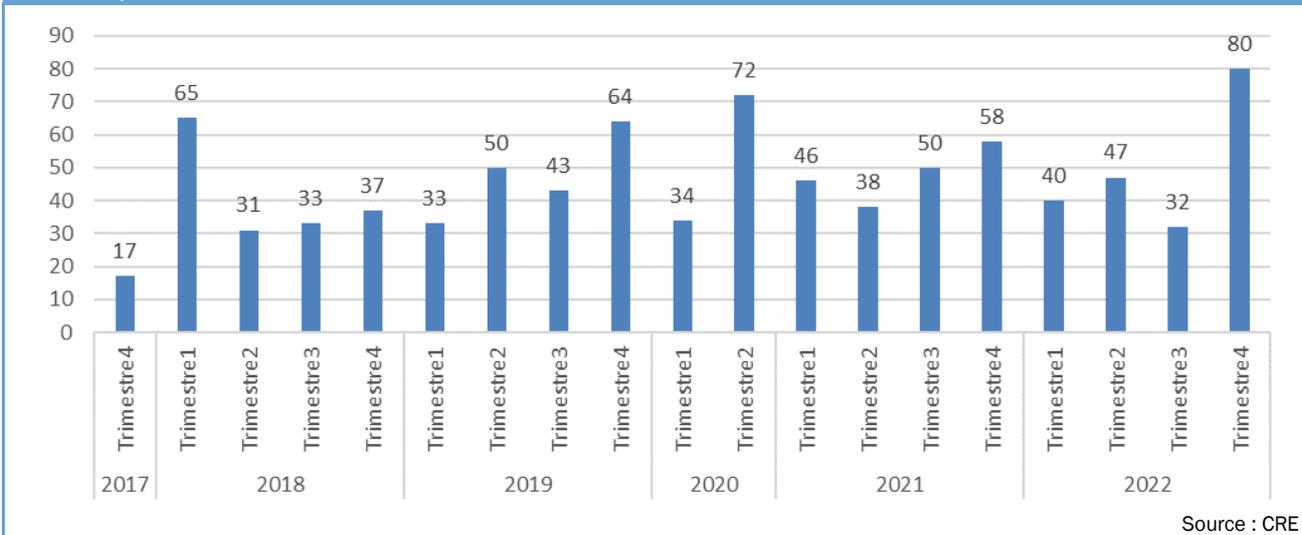
D'octobre 2017 à décembre 2022, 870 alertes de transactions ou groupes de transactions potentiellement suspects ont été transmises à la CRE par l'ACER (Graphique 2). Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE et d'autres impliquent des échanges transfrontaliers et concernent donc également d'autres régulateurs. Parmi les alertes reçues, on note une prépondérance des alertes concernant des achats et ventes d'un même produit et au même prix par un acteur de marché, qui peuvent résulter de transactions de l'acteur avec lui-même. L'ACER a mis en place en 2022 de nouvelles alertes, notamment concernant la détection de potentielles opérations d'initiés sur la base des indisponibilités de moyens de production publiées par les producteurs d'électricité. A l'instar des autres sources de détection externes, la CRE ne note pas

² En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT, principalement les bourses, les courtiers et certains gestionnaires du réseau.

³ Parmi les PPAT identifiées comme concernées par les marchés français, les principales sont actuellement : EPEX SPOT, EEX, Nord Pool, TP ICAP groupe (différentes entités), Griffin, Aurel BGC, GFI Brokers, HPC, Marex Spectron Europe, Tradition Financial Services, RTE, JAO, Prisma.

d'évolution notable à la hausse des alertes de l'ACER à l'exception du dernier trimestre 2022, pour lequel une hausse est explicable en partie par les nouveaux types d'alertes mis en place par l'ACER.

Graphique 2 : Evolution du nombre d'alertes automatiques transmises à la CRE par l'ACER par trimestre concerné par l'alerte



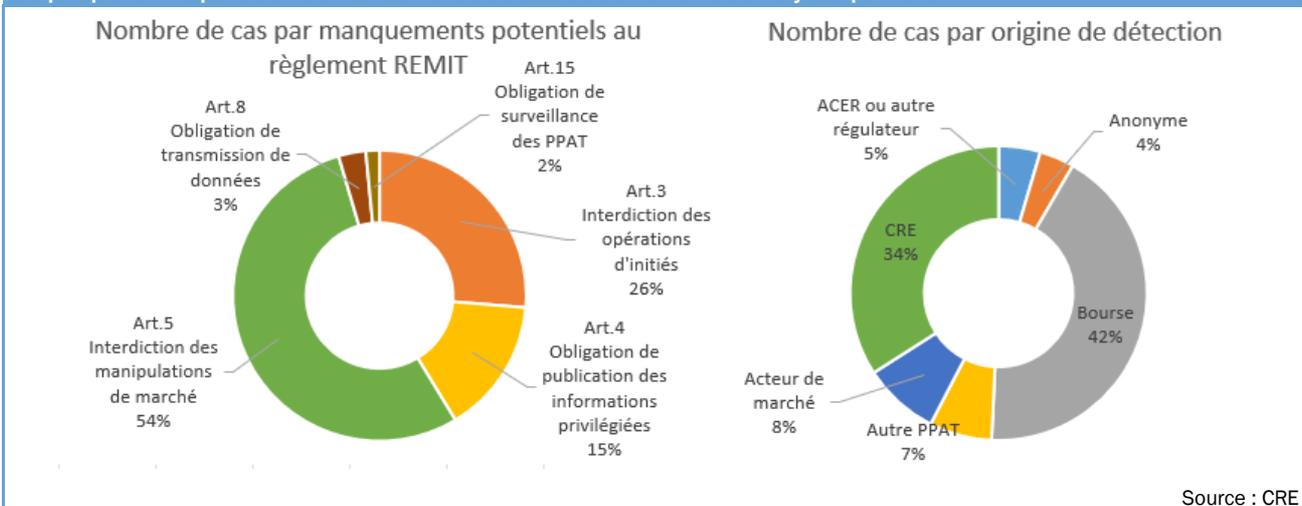
De même, les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements potentiellement suspects.

La CRE reçoit également des informations relatives à des comportements suspects de la part des acteurs du marché. La CRE encourage cette vigilance et rappelle que toute personne ayant des suspicions de manquement au règlement REMIT peut les signaler, de façon anonyme ou non, à l'adresse surveillance@cre.fr ou sur la plateforme européenne de notification prévue à cet effet⁴.

Les comportements suspects détectés, en interne par la CRE ou par un signalement externe, donnent d'abord lieu à une vérification du caractère raisonnable de la suspicion. A date, une quarantaine de cas d'analyse sont actuellement ouverts par la CRE et en cours d'analyse. Quatre enquêtes ont été ouvertes par la CRE en 2022 et au premier semestre 2023⁵, et une analyse a été clôturée sans donner lieu à l'ouverture d'une enquête. Le CoRDIs, qui peut notamment être saisi par la Présidente de la CRE à la suite de telles enquêtes, peut sanctionner les manquements au REMIT en application de l'article L134-25 du code de l'énergie.

Le Graphique 3 montre une rétrospective des cas ayant fait l'objet d'analyses et fait apparaître que les soupçons de manquement au REMIT concernent le plus souvent les articles 3 et 5 du règlement (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché), respectivement dans 26 % et 54 % des cas.

Graphique 3 : Répartition de l'ensemble des cas de surveillance analysés par la CRE



⁴ <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

⁵ Les faits et les comportements ayant donné lieu à l'ouverture des enquêtes en 2022 et en 2023 remontent à des années antérieures, la surveillance et la détection des comportements potentiellement suspects étant par nature ex-post, outre ça une vérification du caractère raisonnable de la suspicion nécessite du temps.



Outre les cas suspects, la CRE analyse également les événements inhabituels des marchés ou les comportements spécifiques de certains acteurs. Ces études thématiques ne sont généralement pas publiques, sauf exception (voir section 1, §1.2). Ces études thématiques, du fait de leur caractère de la portée générique, ne sont pas comptées parmi les cas suspects susmentionnés, mais peuvent conduire en fonction des résultats à l'ouverture des cas d'analyse ou à l'ouverture des enquêtes.

1.2 Renforcement de la surveillance des marchés dans le contexte d'une crise majeure d'approvisionnement en gaz et en électricité en 2022

Les marchés de l'énergie en Europe connaissent depuis le second semestre 2021 des niveaux de prix sans précédent, une forte volatilité des prix et une sensibilité accrue à chaque événement en lien avec le secteur énergétique. Ce contexte exceptionnel peut être propice à des manipulations de marché et à des opérations d'initiés, à la faveur de la volatilité accrue et de la réactivité du marché par rapport aux informations publiées. Il est particulièrement important dans ces conditions d'assurer une publication efficace des informations privilégiées, notamment concernant la disponibilité du parc de production d'électricité.

La CRE a renforcé ses contrôles sur les marchés de gros au titre des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT (interdiction des opérations d'initiés, obligation de publier les informations privilégiées et interdiction des manipulations de marché), en consacrant une partie importante de ses ressources à l'analyse des transactions et des publications en temps réel ou à proximité du temps réel, de façon à pouvoir ouvrir des enquêtes rapidement en cas de suspicion.

La CRE a également réagi aux événements importants ayant affecté le marché de gros d'électricité français.

La CRE a publié le 8 juillet 2022 un rapport⁶ sur les prix exceptionnels atteints sur le marché journalier français pendant deux heures entre 7h et 9h du matin le 4 avril 2022, qui ont eu pour effet d'augmenter le plafond européen du prix *spot* de 3 000 €/MWh à 4 000 €/MWh. Les analyses menées par la CRE ont fait apparaître que ce pic de prix était la conséquence d'une conjonction très peu probable de divers événements décorrélés et ponctuels.

Sur la base des conclusions de ce rapport, la CRE a appelé à réviser l'automatisme du relèvement du plafond de prix harmonisé sur le couplage unique journalier européen. Il convient de noter qu'un épisode de pic de prix similaire a eu lieu le 17 août 2022 dans la zone Baltique (Lituanie, Estonie, Lettonie). Grâce à l'action de la CRE et après une intervention du Conseil des ministres de l'énergie européens, les NEMO et GRT ont suspendu l'augmentation automatique du plafond de prix *spot* le 13 septembre 2022 (sans cette suspension le plafond aurait été porté à 5 000 €/MWh). Par la suite, une méthodologie révisée, définissant de façon plus rigoureuse les conditions d'augmentation du plafond de prix, a été approuvée et publiée le 10 janvier 2023 par l'ACER.

La CRE a également mené, à partir de l'été 2022, une analyse approfondie du marché à terme de l'électricité français. Dans ce cadre, elle a publié le 26 juillet 2022⁷ son analyse préliminaire sur les prix à terme très élevés pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023. Par la suite la CRE a lancé une interrogation de l'ensemble des acteurs du marché français sur leurs stratégies de négoce. Le rapport d'analyse publié le 13 décembre 2022⁸ explique la formation des prix à terme dans la conjoncture de l'année 2022 et souligne qu'ils reflètent des anticipations de tension extrême et des primes de risque élevées. Sur la base des informations disponibles à ce stade, la CRE n'a pas connaissance de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre de REMIT et poursuit sa surveillance renforcée.

Concernant le marché du gaz, la CRE a mené une surveillance particulière du marché français en 2022, et a en particulier recherché de manière exhaustive toutes les occurrences possibles d'opérations d'initiés sur le PEG.

Enfin, la CRE a renforcé sa collaboration avec l'ACER et les régulateurs nationaux européens en 2022, afin de renforcer la capacité à détecter de potentiels abus de marché qui auraient une dimension pluri-nationale ou européenne.

1.3 Accompagnement des acteurs organisant des transactions (bourses, courtiers, etc.) dans leur mission de surveillance

En application de l'article 15 du REMIT, les personnes arrangeant des transactions à titre professionnel (*Persons Professionally Arranging Transactions* - PPAT) sur des produits énergétiques de gros doivent établir et conserver des dispositions et des procédures efficaces pour déceler les infractions à l'article 3 ou 5 du règlement REMIT et avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 ou 5 du REMIT.

⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/analyse-et-enseignements-sur-le-pic-de-prix-sur-l-enchere-journaliere-pour-le-4-avril-2022>

⁷ <https://www.cre.fr/Actualites/hausse-des-prix-pour-l-hiver-prochain-la-cre-interroge-les-acteurs-de-marche-sur-leurs-strategies-et-leurs-anticipations>

⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/prix-a-terme-de-l-electricite-pour-l-hiver-2022-2023-et-l-annee-2023>

De longue date, la CRE considère indispensables les activités de surveillance opérées par les PPAT et entretient avec eux une collaboration active. Cela permet à la CRE non seulement de renforcer la surveillance des marchés de gros de l'énergie en France mais également de bénéficier de l'expertise de chacune de ces PPAT sur les segments de marchés qu'elles opèrent. A ce titre, la CRE a maintenu en 2022 ses échanges avec les bourses, courtiers actifs en France et RTE (seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France). Ces échanges permettent notamment de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mises en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre. Le suivi des relations avec les courtiers installés en France est organisé conjointement avec l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

La CRE rappelle l'obligation pour les PPAT de notifier l'autorité de régulation nationale si elle a des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 ou 5 du REMIT. D'après les orientations générales de l'ACER sur l'application du règlement REMIT⁹, la PPAT doit notifier *a minima* l'Autorité de régulation nationale (ARN) du ou des Etats membre(s) de livraison du ou des produit(s) énergétique(s) de gros impliqué(s) et l'ARN de l'Etat membre dans lequel le participant au marché impliqué dans la violation potentielle s'est enregistré¹⁰.

La notification de suspicion (*Suspicious Transaction Report* - STR) doit être claire et précise afin de permettre à l'ARN notifiée de comprendre les faits essentiels du cas et doit contenir autant d'informations que possible pour permettre l'évaluation du cas. A minima la notification doit contenir les informations suivantes :

- Identité du ou des acteurs du marché impliqué(s)
- Le moment de la violation potentielle
- Le ou les marché(s) concernés
- Les détails sur la ou les transactions/ordres/comportements concernés

De plus, la section 8.3 des orientations⁹ de l'ACER sur REMIT donne des recommandations sur les informations pertinentes à indiquer dans la STR, lorsqu'elles sont disponibles.

La CRE rappelle l'importance de la bonne coopération entre les ARN et les PPAT, alors qu'elle a constaté en 2022 une baisse des STR reportées par certaines PPAT (section 1, §1.1). Même si à ce stade, aucun manquement à l'article 15 du REMIT n'est soupçonné par la CRE, la CRE n'hésitera, dans le cadre prévu par la loi, à ouvrir des enquêtes à l'encontre des PPAT qui n'exerceraient pas correctement leur mission de surveillance des marchés de gros et, en fonction de leurs conclusions, à saisir le CoRDIS qui peut prononcer des sanctions.

2. ENQUÊTES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU RÈGLEMENT REMIT

En application de l'article L.135-3 du code de l'énergie, les agents de la CRE habilités à cet effet par la Présidente de la CRE procèdent aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement des missions confiées à la Commission. Ainsi, en cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT, la Présidente de la CRE peut nommer un agent enquêteur aux fins de procéder à une enquête.

En application de l'article L.135-12 du code de l'énergie, les manquements aux dispositions du règlement REMIT sont préalablement constatés par les agents enquêteurs mentionnés à l'article L. 135-3. Ces manquements font l'objet d'un procès-verbal qui doit être notifié à la (aux) personne(s) concernée(s).

En application de l'article L.134-25, la Présidente de la CRE peut saisir, le cas échéant, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

2.1 Enquêtes conduites par la CRE

Entre 2014 et 2022, la CRE a ouvert quinze enquêtes au titre du règlement REMIT réparties de la manière suivante : deux enquêtes en 2014, trois en 2016, deux en 2017, une en 2018, une en 2019, quatre en 2021 et deux en 2022.

L'ensemble de ces enquêtes portent sur l'interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché (articles 3 et 5 de REMIT) ainsi que sur l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4 de REMIT).

⁹ 6^{ème} édition des orientations de l'ACER publiée le 22 juillet 2021 : https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/ACER%20Guidance%20on%20REMIT/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf

¹⁰ Dans le registre européen centralisé des participants au marché de l'énergie CEREMP.

A fin 2022, parmi ces enquêtes :

- une a été clôturée dans la mesure où les pratiques examinées lors de l'enquête sont survenues avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a confié au CoRDIS le pouvoir de sanctionner ce type de manquements ;
- une a été clôturée en 2020 pour des raisons liées à la prescription ;
- une a été clôturée en 2020 par un constat de non-manquement ;
- quatre ont été clôturées par une décision de sanction du CoRDIS dont deux en 2022 (Tableau 1) ;
- une est en cours d'instruction par le CoRDIS ;
- pour les sept enquêtes restantes à fin 2022, les analyses de l'agent enquêteur étaient encore en cours.

Dans le cadre de ces enquêtes, le pouvoir de demande d'informations (documents comptables, factures et toute pièce ou document utile, y inclus les enregistrements téléphoniques et les données échangées existantes), en application de l'article L.135-4 du code de l'énergie et de l'article 13(2) du règlement REMIT, a été mis en œuvre.

2.2 Résumé des principales décisions sanctionnant des manquements au règlement REMIT prononcées par les régulateurs dans l'Union européenne

L'ACER tient à jour sur son site internet un récapitulatif¹¹ des décisions au niveau européen sanctionnant des manquements aux dispositions du règlement REMIT.

Tableau 1 : Décisions de sanction en 2022 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT

Date de la décision	Autorité, Etat membre	Acteur de marché	Type de violation REMIT	Montant de sanction	Statut de la décision
25/11/2022	DKER (BG)	National Electric Company Ead - Nek Ead	Article 5	625 097 BGN (env. 319 607,02 €)	Appel possible
25/11/2022	DKER (BG)	Interprom Eood	Article 5	336 237 BGN (env. 171 915,25 €)	Appel possible
25/11/2022	DKER (BG)	Energy Mt Ead	Article 5	144 984 BGN (env. 74 129,14 €)	Appel possible
25/11/2022	DKER (BG)	Most Energy Ad	Article 5	34 289 BGN (env. 17 531,68 €)	Appel possible
25/11/2022	DKER (BG)	Grand Energy Distribution Eood	Article 5	27 337 BGN (env. 13 977,18 €)	Appel possible
25/11/2022	DKER (BG)	Interelektrik Eood	Article 5	90 475 BGN (env. 46 259,13 €)	Appel possible
25/04/2022	CRE (FR)	Electricité De France Sa	Articles 3 et 4	500 000 €	Finale
25/04/2022	CRE (FR)	Edf Trading Limited	Article 5	50 000 €	Finale
23/06/2022	CNMC (ES)	Gasela Gmbh, Soltar Limited	Article 5	12 000 000 €	En appel
19/05/2022	CRE (FR)	Engie Sa	Article 3	80 000 €	Finale
15/03/2022	E-Control (AU)	Wien Energie Gmbh	Article 4	1 100 €	Finale
15/03/2022	E-Control (AU)	Verbund Energy4Business Gmbh	Article 4	1 100 €	Finale

¹¹ Publication ACER Enforcement decisions – Overview of the sanction : <https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions>

14/06/2022	ACM (NL)	Pzem Energy B.V.	Article 4	150 000 €	Appel possible
12/07/2022	ARERA (IT)	Enegran Gas Trading S.r.l.	Article 5	27 000 €	Finale
12/07/2022	ARERA (IT)	Joytrade S.r.l.	Article 5	20 000 €	Finale
2022	ANRE (RO)	Premier Energy Srl	Article 5	500 000 RON (env. 101 073 €)*	En appel
2022	ANRE (RO)	Tinmar Energy S.A.	Article 5	500 000 RON (env. 101 073 €)*	En appel
2022	ANRE (RO)	Eft Furnizare S.R.L.	Article 5	400 000 RON (env. 80 954 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	We Power Team S.R.L.	Article 5	451 022 RON (env. 91 272 €)*	En appel
2022	ANRE (RO)	Nova Power & Gas S.R.L.	Article 5	400 000 RON (env. 80 977 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Qmb Energ S.R.L.	Article 5	400 000 RON (env. 80 977 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Transformer Energy Supply S.R.L.	Article 5	400 000 RON (env. 80 918 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	A Energy Ind S.R.L.	Article 5	340 294 RON (env. 68 893 €)*	En appel
2022	ANRE (RO)	Next Energy Partners S.R.L.	Article 5	200 000 RON (env. 40 443 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Entrex Services S.R.L.	Article 5	400 000 RON (env. 80 842 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Energijataverde.Ro Furnizare S.R.L. (Fostă Apuron Energy S.R.L.)	Article 5	400 000 RON (env. 80 893 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Alive Capital S.R.L.	Article 5	400 000 RON (env. 80 955 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Alive Capital S.R.L.	Article 5	800 000 RON (env. 161 911 €)*	Finale
2022	ANRE (RO)	Xpv S.A.	Article 5	800 000 RON (env. 161 770 €)*	Finale

* Ce montant comprend à la fois (i) l'amende et (ii) le dédommagement aux parties lésées.

Parmi ces décisions, le CoRDIS a prononcé deux décisions de sanction en 2022 pour trois sociétés à la suite de deux enquêtes menées par la CRE. Par sa décision de sanction du 25 avril 2022¹², le CoRDIS a sanctionné d'une part la société Electricité de France S.A. (EDF) à hauteur de 500 000 euros pour manquement aux articles 3 et 4 du règlement REMIT, et d'autre part la société EDF Trading Limited (EDFT) à hauteur de 50 000 euros pour manquement à l'article 5 du règlement REMIT. Par une décision du 19 mai 2022¹³ la société Engie S.A. a été sanctionnée à hauteur de 80 000 euros pour manquement à l'article 3 du règlement REMIT.

La CRE a notamment présenté brièvement, dans son rapport¹⁴ annuel de la surveillance des marchés de gros 2021, les décisions de sanction prononcées par le CoRDIS à l'encontre des sociétés EDF S.A. et EDF Trading Limited.

¹² <https://www.cre.fr/Documents/Reglements-de-differends/cordis-25-avril-2022-sanction-a-l-encontre-de-la-societe-edf-et-de-la-societe-edf-trading-limited>

¹³ <https://www.cre.fr/Documents/Reglements-de-differends/cordis-19-mai-2022-sanction-a-l-encontre-de-la-societe-engie>

¹⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2021>

2.3 Projets engagés dans le but d'accroître de l'efficacité de la conduite des enquêtes et l'introduction d'une procédure de sanction négociée

La coopération avec des autorités administratives indépendantes (AAI) françaises, impulsée en 2019, constitue un moyen privilégié d'échanges avec les autres autorités administratives indépendantes françaises (ACPR, ADLC, AMF, ART, ARCEP, CNIL, HATVP)¹⁵. A cet égard, la CRE collabore depuis longtemps avec l'AMF, sur la base notamment du protocole d'accord signé en 2010 ayant pour objet de permettre aux deux autorités de bénéficier de leurs informations et expertises réciproques et d'assurer la réalisation et la pleine efficacité de leurs missions respectives, conformément aux dispositions de l'article L. 621-21 du code monétaire et financier et de l'article L. 134-17 du code de l'énergie¹⁶.

Le groupe de travail inter-AAI constitue un levier d'innovation et d'échange d'expertise et d'expérience, et permet à la CRE de questionner ses méthodes de surveillance et d'enquête. A titre d'illustration, la CRE a échangé avec les différentes AAI sur la mise en œuvre du pouvoir de mener des auditions lors d'enquêtes.

Par ailleurs, la Présidente et le Collège de la CRE, ainsi que le Président et le Collège du CoRDiS, ont conjointement décidé de proposer une réforme des modalités concernant les procédures d'enquêtes, d'instruction et de sanction, dans le but d'accélérer ces procédures et d'améliorer la proportionnalité des moyens utilisés notamment par l'introduction d'une procédure de sanction négociée. A ce titre, cette volonté de réforme a été identifiée parmi les objectifs de la feuille de route¹⁷ 2023-2024 de la CRE.

3. SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPEEN

3.1 Activités menées ou coordonnées par l'ACER sur la surveillance des marchés de gros

Plusieurs groupes de travail dédiés à la surveillance des marchés existent au sein de l'ACER et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER). Ils contribuent notamment à la mise en œuvre opérationnelle du règlement REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente, notamment au travers d'échanges réguliers de partage d'expérience sur le traitement de cas de surveillance et de scénarios d'abus de marché. Ils participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») sur l'application du REMIT publiées par l'ACER.

La CRE attache une grande importance à la progression rigoureuse des travaux REMIT dans le cadre d'une collaboration européenne constructive et assure plusieurs mandats, dont la présidence de la *REMIT Policy Task Force*, depuis fin 2018, et la vice-présidence de l'*ACER REMIT Committee*, depuis début 2021.

Les prix élevés et la forte volatilité sur les marchés de gros de l'énergie ont conduit l'ACER et les régulateurs de l'énergie européens à renforcer leur surveillance. En 2022, l'ACER et les régulateurs de l'énergie ont activement analysé le comportement des acteurs du marché de gros, y compris les entreprises non européennes afin de :

- détecter d'éventuels comportements manipulateurs qui auraient pu apparaître depuis le début de la crise énergétique et qui auraient pu contribuer à la situation observée sur les marchés de gros en 2022 ;
- identifier les situations où des informations inexacts ou trompeuses auraient été fournies au marché ;
- détecter d'éventuels délits d'initiés.

Dans ce contexte, l'ACER et les régulateurs de l'énergie d'Autriche, d'Allemagne et des Pays-Bas ont établi, au titre du REMIT, un groupe d'enquête transfrontalier sur la surveillance des marchés du gaz¹⁸. La création d'un tel groupe vise à coordonner et renforcer les efforts d'analyse et de collecte de preuves dans le but de conclure à l'existence ou non de manquements au REMIT.

Par ailleurs, la coopération avec les autorités financières a été renforcée¹⁹. En particulier, l'ACER et l'ESMA²⁰ ont créé une nouvelle « *task-force* » afin de renforcer leur coopération sur la surveillance des marchés de gros de

¹⁵ ACPR - Autorité de contrôle prudentiel et de résolution, ADLC - Autorité de la concurrence, AMF - Autorité des marchés financiers, ART - Autorité de régulation des transports (anciennement ARAFER), ARCEP - Autorité de régulation des communications électroniques et des Postes, CNIL - Commission nationale de l'informatique et des libertés, HATVP - Haute autorité pour la transparence de la vie publique

¹⁶ Antérieurement les articles 28 et 29 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000

¹⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/feuille-de-route-2023-2024-de-la-cre>

¹⁸ <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-and-3-regulatory-authorities-reinforce-coordination-energy-market-abuse>

¹⁹ Certains produits énergétiques de gros sont les instruments financiers. De ce fait, l'article 16 du REMIT prévoit la coopération entre l'ACER et l'ESMA, les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, les autorités financières et les autorités de concurrence. A cet égard, la réglementation financière s'articule avec les dispositions d'interdiction d'abus de marché prévues par REMIT. L'articulation entre REMIT et la réglementation financière a été présentée par la CRE dans la Section 1, §1.2 de son Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel portant sur l'année 2017 : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-2017>

²⁰ Autorité Européenne des Marchés Financiers (AEMF), en anglais *European Securities and Markets Authority* (ESMA)

l'énergie et des dérivés énergétiques et leur coordination en ce qui concerne l'échange de données et de connaissances²¹.

Dans sa communication d'octobre 2021 présentant une série de mesures de soutien pour lutter contre la hausse des prix de l'énergie²², la Commission européenne a chargé l'ACER d'évaluer les avantages et les inconvénients de la conception actuelle du marché de gros de l'électricité de l'Union Européenne et de formuler des recommandations afin de l'améliorer. Dans le cadre de ce mandat, et après la publication du rapport préliminaire en novembre 2021²³, l'ACER a publié son rapport final d'analyse en avril 2022²⁴. Dans celui-ci l'ACER a peu développé les aspects de la surveillance des marchés de gros affectés par la crise (ce qui avait été fait dans son rapport préliminaire) mais s'est concentrée sur les analyses approfondies portant notamment sur :

- les niveaux des prix de l'énergie et leurs facteurs déterminants ;
- la conception actuelle du marché de gros de l'électricité ;
- les chocs de prix extrêmes et réflexions sur des mesures temporaires et ciblées, etc.

3.2 L'ACER, le CEER et les régulateurs de l'énergie nationaux ont été particulièrement vigilants à l'évolution de la politique européenne portant sur la stabilité financière des marchés de l'énergie

Les mesures assurant la stabilité financière des marchés de l'énergie affectent le comportement des acteurs de marché et peuvent conduire notamment à des changements des stratégies de négoce, des mouvements entre les différentes places de marché ou à l'arbitrage entre les marchés organisés et échanges bilatéraux. Par conséquent la liquidité et la volatilité des marchés peuvent être impactées, ce qui peut se répercuter dans le niveau des prix de gros.

La compréhension des contraintes pesant sur les opérations de négoce des acteurs de marché est un élément majeur de la surveillance permettant de bien interpréter les comportements des acteurs. De ce fait, l'ACER, le CEER et les régulateurs de l'énergie nationaux ont été particulièrement vigilants à l'évolution en 2023 des différents mécanismes encadrant le fonctionnement des marchés de gros. Parmi les mécanismes existants, ainsi que ceux étudiés, élaborés ou mis en œuvre en 2022, les appels de marge ont été suivis en particulier.

Les appels de marge visent à sécuriser financièrement les transactions sur les marchés à terme (en particulier sur les bourses), en éliminant le risque de contrepartie, c'est-à-dire le risque que l'un des deux contractants ne livre pas le produit attendu au prix convenu. Ainsi, les appels de marges ont toute une importance pour la stabilité et la sécurité des marchés de façon générale et des marchés de l'énergie en particulier. Principalement, les appels de marge sont garantis par les apports collatéraux financiers²⁵.

La hausse extrême des prix de marchés de gros et leur volatilité engendrent depuis 2021 une hausse exceptionnelle des marges demandées par les chambres de compensation pour prendre ou maintenir des positions sur les marchés à terme de l'électricité et du gaz, impactant fortement les besoins de trésorerie des acteurs de marchés²⁶. Face à cette situation certains acteurs en Europe ont reçu des soutiens financiers de gouvernements pour financer les marges requises afin d'échanger sur des places de marchés organisées. D'autres acteurs, intégrés dans des groupes, se sont reposés sur le soutien de leur maison mère. Enfin, certains acteurs ont réduit les volumes de production physique vendus à terme en raison des appels de marges trop importantes.

Cette situation contribuant à la réduction de l'activité sur les marchés de gros a conduit la Commission Européenne, après les échanges avec ESMA et Banque Centrale Européenne, à élaborer un acte délégué²⁷ qui a élargi, de façon temporaire, la liste de ce que les entreprises peuvent utiliser comme les collatéraux. Notamment la Commission

²¹ <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-and-esma-enhance-cooperation-strengthen-oversight-energy-and-energy-derivative-markets>

²² Communication de la Commission européenne en date du 13 octobre 2021 : « Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien » :

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101>

²³ <https://acer.europa.eu/sites/default/files/2022-05/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20EU-ropes%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf>

²⁴ https://www.acer.europa.eu/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf

²⁵ Le cadre définissant des produits collatéraux autorisés à présenter en tant que garanties pour les appels de marge rentre dans le Règlement (UE) N° 648/2012 du Parlement Européen et du Conseil du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels centraux dit EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*) qui relève de la compétence des autorités financières.

²⁶ Par exemple quasiment tous les acteurs interrogés par la CRE lors de son analyse des prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023 ont évoqué la volonté de réduire les risques liés à la trésorerie. En effet, avoir moins de positions sur les marchés à terme les permettait d'éviter les appels de marges significatifs. Les acteurs ont été amenés à adapter leurs apports de garanties ou modifier les stratégies de négoce. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/les-prix-a-terme-de-l-electricite-pour-l-hiver-2022-2023-et-l-annee-2023>

²⁷ https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/emir-rts-2022-7536_en.pdf

Européenne a autorisé à utiliser des garanties bancaires « non garanties par des actifs » ainsi que les garanties publiques.

3.3 Evolution des orientations non contraignantes de l'ACER

Les orientations non contraignantes publiées par l'ACER se composent à ce jour de quatre documents principaux :

- les orientations générales sur l'application du règlement REMIT, dont la 6^{ème} édition a été publiée en juillet 2021²⁸, et
- trois orientations thématiques portant sur des pratiques susceptibles de constituer des manipulations de marché au titre de l'article 5 du règlement REMIT :
 - une orientation concernant la pratique de type « *Wash Trade* » définie comme la passation d'accords de vente ou d'achat d'un produit énergétique de gros, n'impliquant pas de changement dans la propriété de la valeur concernée ni dans le risque de marché ou impliquant le transfert de la détention ou du risque de marché entre des participants agissant de concert ou en collusion, parue en juin 2017²⁹ ;
 - une orientation concernant la pratique de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché intrajournalier d'électricité, définie comme l'acquisition de tout ou partie de la capacité de transport disponible sans l'utiliser ou sans l'utiliser efficacement, parue en mars 2018³⁰ ;
 - une orientation concernant la pratique de type « *layering* » et « *spoofing* » sur les marchés de gros continus, définie comme l'émission par un acteur du marché d'un ordre important ou de plusieurs ordres sur un côté du carnet d'ordres, afin d'effectuer une ou plusieurs transactions de l'autre côté du carnet d'ordres, parue en mars 2019³¹.

L'ACER publie par ailleurs une liste de questions et de réponses (« Q&A ») concernant la mise en œuvre de REMIT, et a publié la dernière mise à jour de ce document le 16 décembre 2022. Cette mise à jour concerne notamment les obligations applicables aux installations de stockage et aux infrastructures de recharge, les nominations en gaz et les informations privilégiées relatives à des infrastructures situées en dehors de l'Union européenne.

La CRE contribue à l'élaboration de positions communes sur la définition et l'encadrement des pratiques d'abus des marchés de gros au titre du règlement REMIT.

3.4 Avancement dans la mise en place des échanges de données REMIT avec l'ACER

La collecte centralisée de données par l'ACER dans le cadre du REMIT a démarré en 2015. La CRE reçoit les données concernant le marché français depuis 2016. La qualité des données transactionnelles et fondamentales étant essentielle pour la conduite de ses missions, la CRE s'implique activement dans les travaux de l'ACER sur ce sujet.

L'ACER publie des documents visant à préciser les modalités de déclarations des données transactionnelles et fondamentales. Les échanges entre l'ACER, les parties déclarantes, les régulateurs ainsi que les autres parties prenantes portent notamment sur les mises à jour de ces documents. Les documents principaux sont le manuel de procédures pour la déclaration des données³² et le manuel de l'utilisateur pour la déclaration des données transactionnelles (*Transaction Reporting User Manual – TRUM*), dont les dernières versions ont été publiées le 17 avril 2023. Ils sont complétés par un document de questions et réponses (*Frequently Asked Questions – FAQ*) sur la déclaration des données transactionnelles, mis à jour le 17 avril 2023 ainsi qu'un autre document de question et réponses concernant la déclaration des informations privilégiées et données fondamentales, dont la dernière version date du 30 avril 2021. Les dernières mises à jour sont liées notamment à la mise en place de nouveaux formats de données concernant la description des transactions sur la base de contrats standards et les contrats portant sur des capacités de transport de gaz.

Les travaux menés par l'ACER, mais aussi par les autres régulateurs, en ce qui concerne l'amélioration de la collecte de données dans le cadre de l'article 8 du règlement REMIT et leur exploitation pour les activités de surveillance,

²⁸ Pour plus d'information : https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/ACER%20Guidance%20on%20REMIT/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf

²⁹ Pour plus d'information : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yg>

³⁰ Pour plus d'information : <https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-capacity-hoarding-in-intraday-electricity-markets-that-could-constitute-market-manipulation.aspx>

³¹ Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-layering-and-spoofing-in-continuous-wholesale-energy-markets.aspx>

³² *Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting*: https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting_V7.pdf

se sont poursuivis en 2022. Notamment, l'ACER a communiqué dans son bulletin d'information trimestriel sur le deuxième trimestre 2022³³ sur le bilan des travaux d'analyse et d'amélioration de la qualité des données menés avec les régulateurs en ce qui concerne les transactions intermédiées par les courtiers. L'ACER constate que la multiplicité des acteurs dans la chaîne de déclaration des données et l'hétérogénéité des conventions et pratiques des différents acteurs complexifie l'amélioration de la qualité des données.

En 2022, la CRE a continué à améliorer le traitement des données issues de la collecte REMIT, et sollicite les parties déclarantes pour éclairer ou corriger lorsque nécessaire ces données transactionnelles déclarées à l'ACER. La CRE maintient le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'avoir une base de comparaison permettant de continuer à améliorer la qualité des données déclarées, et ainsi éviter toute discontinuité ou interruption dans la surveillance.

La CRE appelle en particulier les acteurs de marché à la vigilance en ce qui concerne la bonne déclaration des bénéficiaires des transactions, trop souvent mal renseignés, ainsi que l'identification correcte des transactions bilatérales, en veillant à ce que l'identifiant unique de transaction déclaré par les deux contreparties soit identique. Ces problèmes de déclaration des données transactionnelles ont notamment rendu plus difficile l'analyse menée à l'été 2022 par la CRE sur les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 (voir section 1, § 1.2), nécessitant de échanges avec les acteurs de marché concernés. La CRE encourage les acteurs de marché à veiller à la qualité des déclarations de données effectuées au titre de l'article 8 du REMIT.

Enfin, l'ACER a publié en janvier 2022³⁴ une décision relative à la déclaration de données additionnelles concernant le couplage de marché intrajournalier pour l'électricité. Ce partage de données est opérationnel depuis le 1^{er} novembre 2022. Dans ce cadre, la responsabilité de la mise à disposition des données repose sur les opérateurs du couplage intrajournalier, et non pas sur les acteurs du marché eux-mêmes.

³³ « *REMIT Quarterly* » n° 29, 2^{ème} trimestre 2022 : https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reports%20and%20Recommendations/REMIT%20Quarterly/REMITQuarterly_Q2_2022_1.0.pdf

³⁴ Décision n° 01/2022 de l'Agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie du 31 janvier 2022 demandant des informations additionnelles concernant les données relatives au couplage unique intrajournalier : https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2022%20on%20SIDC%20data.pdf

Références utiles

S'agissant des suspicions d'abus de marché

Afin d'assurer la meilleure surveillance possible des marchés, il est demandé à toute personne ayant des suspicions d'abus de marché d'alerter :

- les services de la CRE en charge de la surveillance de marché à l'adresse : surveillance@cre.fr ;
- ou les services de l'ACER en se rendant sur la plateforme de notification *ad hoc* de l'Agence : <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

S'agissant de l'enregistrement des acteurs du marché

Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs du marché peuvent contacter le département de la surveillance des marchés de gros de la CRE à l'adresse enregistrement.remit@cre.fr.

S'agissant du REMIT

Toute la documentation publique relative à l'implémentation du REMIT se trouve sur le portail REMIT mis à disposition par l'ACER : <https://documents.acer-remit.eu/>.

SECTION 2

CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE EN 2022

1. LES PRIX DU GAZ ONT ATTEINT UN PIC HISTORIQUE EN 2022 ; CEUX DES AUTRES MATIÈRES PREMIÈRES SONT ÉGALEMENT EN HAUSSE, A DES NIVEAUX MOINDRES

Le marché du gaz a été particulièrement tendu courant l'année 2022 pour toute l'Europe du fait principalement de la baisse d'environ 83 % de l'approvisionnement en gaz russe par gazoducs entre le début et la fin d'année.

L'année 2022 a démarré avec des prix de gros du gaz relativement détendus notamment en lien avec un fort approvisionnement en GNL de l'Europe (le contrat calendaire PEG Y+1 s'élevait en moyenne à 50,2 €/MWh du 1^{er} janvier au 23 février 2022). Les réductions successives des exportations russes par gazoducs vers l'Europe après l'invasion de l'Ukraine par la Russie ont soutenu la croissance des prix de gros du gaz au printemps et à l'été 2022 (le contrat PEG Y+1 s'élevait en moyenne à 104,5 €/MWh entre le 23 février et le 31 août 2022).

Dans ce contexte, l'Union européenne a décidé de remplir les stockages à au moins 80 % avant le début de l'hiver 2022-2023 et à 90 % avant chaque hiver suivant. Cette mesure décidée fin juin 2022 a résulté en une forte demande en gaz pour la campagne d'injections de 2022 : le niveau agrégé des stockages européens affichait 94,9 % au 1^{er} novembre 2022.

L'équilibre du marché a été, par ailleurs, significativement touché par l'incendie en juin du terminal de Freeport LNG, comptant pour près de 20 % de la capacité de liquéfaction des États-Unis. Les prix de gros du gaz ont par conséquent observé une croissance quasi-continue dès le début de l'année de plus en plus marquée à partir du juin et jusqu'au 26 août 2022 où le plus haut historique a été atteint (310,6 €/MWh, TTF Y+1). Après ce pic de prix, les prix ont observé une détente progressive à partir de fin août jusqu'à la fin de l'année, au regard d'une amélioration des fondamentaux avec notamment une campagne d'injections dans les stockages fructueuse, un fort afflux en GNL en Europe et un automne doux. Les prix du PEG Y+1 ont ainsi diminué de plus de quatre fois leur valeur entre le pic du 26 août 2022 (297,4 €/MWh) et la dernière cotation de l'année (68,8 €/MWh le 30 décembre 2022).

Les prix de gros de l'électricité ont également connu une croissance inédite particulièrement marquée en France. Mécaniquement impactés par la hausse des prix de gros du gaz, les prix de l'électricité européens ont connu une envolée des cours comparable à celle de ce combustible (section 2, §2). Le contrat calendaire base France Y+1 a observé son maximum de l'année le 26 août 2022 à 1 130 €/MWh.

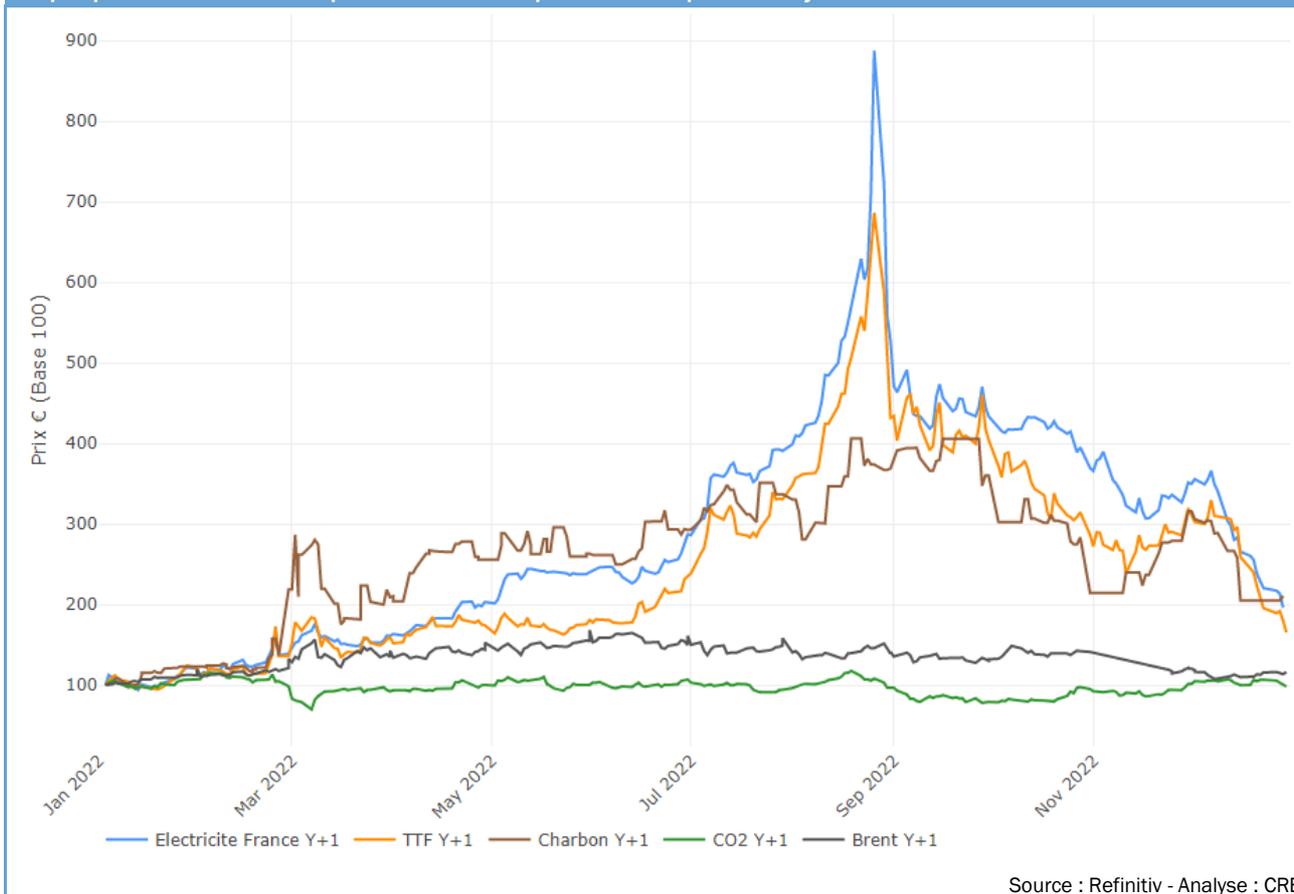
Cette forte hausse, qui a touché toute l'Europe, a été accentuée en France. En raison de la découverte de corrosions sur des tuyauteries critiques pour la sûreté des centrales nucléaires à la fin de l'année 2021, le parc nucléaire français a connu une perturbation industrielle majeure en 2022. Une vaste campagne de contrôle et de réparation entamée dès le début de l'année 2022 s'est ajoutée à un programme de maintenance déjà chargé en raison de la crise sanitaire et a rendu indisponibles de nombreux réacteurs nucléaires. Les craintes autour de la disponibilité du parc nucléaire ont alimenté la hausse des prix d'électricité en France pour l'hiver 2022-2023, lesquels reflétaient une importante prime de risque traduisant les inquiétudes des acteurs sur l'évolution de la situation. Le contexte de sécheresse a également soutenu les prix sur l'année, en réduisant la production hydraulique.

Afin de pouvoir maintenir l'équilibre entre la production et la demande en électricité dans un contexte d'envolée des prix du gaz, l'Europe a dû recourir plus au charbon en 2022. Malgré un facteur d'émission de CO₂ plus important, celui-ci a en effet régulièrement constitué une alternative économiquement plus rentable au gaz pour la production d'électricité d'origine thermique. Les prix du charbon ont suivi la tendance générale haussière en 2022, avec une hausse relative toutefois moins élevée que celle observée sur les prix d'électricité et du gaz. Le 8 avril 2022, la réglementation européenne a décidé d'interdire aux pays membres les importations de charbon russe à partir du 10 août 2022³⁵. Sachant que l'année précédente, 45 % des importations de charbon européen provenaient de Russie, l'Europe a dû sécuriser des sources d'approvisionnement alternatives pour satisfaire cette hausse de la demande.

Après une forte hausse de 2021, des prix des quotas EUA de CO₂ du système d'échange européen (SCEQE) se sont stabilisés en 2022 à des niveaux élevés (environ 80 €/t en moyenne) avec toutefois une forte volatilité.

Les prix du pétrole ont également observé une forte volatilité sur l'année 2022. L'année a en effet débuté dans un contexte de réticence de l'OPEP à augmenter sa production malgré la poursuite de la baisse du niveau agrégé mondial des stockages. Le début de la guerre en Ukraine a alimenté les tensions autour de l'offre, avec une baisse des exportations russes conséquentes aux embargos. Toutefois, la demande est par la suite restée contenue par les mesures restrictives de la Chine contre le Covid-19 imposant de nombreux confinements ayant limité sa consommation et demande en pétrole. Ce phénomène a permis d'enrayer la hausse des prix en milieu d'année (maximum atteint le 14 juin 2022 pour le Brent Y+1 avec 99 €/baril, contre 68 €/baril au 1^{er} janvier 2022), et d'amorcer une remontée progressive des niveaux mondiaux des stockages du pétrole.

³⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ%3A2022%3A111%3AFULL>

Graphique 4 : Evolution des prix des matières premières depuis le 1^{er} janvier 2021

2. L'ANNEE 2022 A MIS DE NOUVEAU EN EXERGUE LES INTERDEPENDANCES ENTRE LES DIFFERENTS PRIX DES MATIERES PREMIERES ET LES PRINCIPES DE FORMATION DES PRIX DE GROS

Les marchés des combustibles, de l'électricité et des quotas de CO₂ sont étroitement liés et plusieurs facteurs expliquent cette interaction. En particulier, les prix de l'électricité sont directement affectés par les prix des combustibles, surtout le gaz, et des quotas de CO₂, du fait du rôle très important des moyens thermiques pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, particulièrement en période hivernale.

Construction des prix de l'électricité : le règlement au prix marginal

L'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité doit être assuré à chaque instant. Cette contrainte technique forte est accentuée par le fait que le stockage de l'électricité est coûteux à grande échelle. En outre, bien qu'il existe des leviers d'urgence pour moduler la consommation (interruptibilité, réduction de tension, délestage tournant, etc.), il est difficile de rationner la consommation d'électricité car toute personne connectée au réseau peut consommer de l'électricité à tout instant et la demande présente généralement des variations importantes. Les marchés de l'électricité sont organisés pour assurer le bon fonctionnement du système électrique, au moindre coût pour la collectivité.

Pour cela, la production est appelée en « préséance économique » (ou « *Merit order* »), consistant à empiler les moyens de production « pilotables » par ordre de coûts variables³⁶ croissants afin d'ajuster la production à la demande résiduelle, calculée après avoir déduit la production dite « fatale » des énergies renouvelables (éolien, solaire, fil de l'eau, etc.). Ce principe permet de minimiser à tout instant les coûts de production variables.

Le marché européen de l'électricité permet cette minimisation des coûts variables de production, à l'échelle de l'ensemble du parc de production européen : les acteurs disposant de moyens de production aux coûts variables plus faibles peuvent ainsi les faire fonctionner à la place de moyens plus onéreux dans le parc de production d'autres producteurs.

³⁶ Le coût variable correspond au coût de production du dernier kWh produit. Il représente la part des coûts induits par le fonctionnement effectif du moyen de production (coûts opérationnels, coûts en combustibles, coûts de démarrage, certificats de CO₂, coûts de gestion des déchets, etc.)

Dans un marché ouvert, dans lequel la participation est libre, les producteurs ne vendent pas leur production à un prix inférieur à leur coût variable. Chaque production est donc offerte sur le marché au moins à son coût variable, qui dépend essentiellement de la filière de production et des prix des combustibles. Ensuite, le prix est fixé sur l'enchère journalière pour tous les producteurs et les consommateurs au coût variable du dernier moyen de production appelé. Ce principe, dit de règlement au prix marginal, incite les producteurs à offrir chaque moyen de production sur le marché à un prix égal à son coût variable (et non pas supérieur), ce qui assure la minimisation des coûts de production.

Dans les périodes où la production des moyens thermiques est souvent nécessaire pour couvrir la demande nette de la production des énergies renouvelables fatales, le prix de l'électricité est donc fréquemment fixé par le coût variable des moyens thermiques, indépendamment de la part moyenne de la production thermique dans la production totale. Cela explique la forte corrélation du prix de l'électricité avec les prix des combustibles, dès lors que les moyens à coût variable plus faible ne sont plus suffisants pour couvrir la demande.

Les productions à faible coût variable (moyens « de base » comme le nucléaire, ou les énergies renouvelables) reçoivent donc généralement une « rente inframarginale » égale à la différence entre le prix de gros et leur coût variable. Ce profit doit permettre notamment de couvrir leurs coûts fixes (qui sont plus importants que ceux des centrales thermiques aux coûts variables plus importants).

Sur des périodes longues, le prix de gros est en moyenne proche du coût complet (coûts variables et coûts fixes) de la production d'électricité. Par exemple, en France, la moyenne du prix *spot* de l'électricité entre 2011 et 2020 a été de 41,6 €/MWh.

La formation des prix au sein du système énergétique : des interdépendances fortes et des facteurs propres à chaque marché

Les prix des matières premières peuvent évoluer selon des facteurs spécifiques à l'offre et la demande sur les marchés correspondants, mais il existe des interactions fortes entre les prix du gaz, du charbon, des quotas de CO₂ et de l'électricité.

Le charbon est un large marché mondial avec plusieurs indices mondiaux qui se traitent en dollar. Son prix est souvent fortement influencé par la demande chinoise et dans une moindre mesure indienne, ainsi que par l'évolution du taux de change euro-dollar.

Les prix du gaz en Europe sont formés sur différentes places de marché et dépendent de la consommation, des flux physiques, des volumes livrés de GNL, des prix mondiaux du GNL (fortement influencés par la demande asiatique), des niveaux de stockage, etc. Avant la crise, un indice reconnu de prix du gaz européen, fondé sur le marché néerlandais TTF, s'était formé depuis plusieurs années. Les indices de prix des autres marchés européens, dont le PEG en France, évoluaient avec un très faible écart par rapport au TTF. La crise a fait naître des écarts de prix importants entre les marchés européens, du fait des congestions sur le réseau (Section 3, §2.2) et des différents degrés de dépendance au gaz russe.

Le marché des quotas de CO₂ est un marché réglementé dans lequel l'offre est administrée, puisque la quantité totale de quotas de CO₂ en circulation en Europe est fixée par la puissance publique (il diminue chaque année). Les quotas sont achetés pour les acteurs émettant du CO₂ lié à la production d'électricité, de l'industrie et de l'aviation. Leur prix dépend fortement de l'activité économique et des prévisions de consommation d'électricité, mais d'autres facteurs jouent également un rôle très important comme les objectifs politiques ainsi que les évolutions réglementaires du marché. Les anticipations concernant le futur mix énergétique européen (rythme de décarbonation plus ou moins rapide) influencent directement le prix du CO₂.

Enfin, comme expliqué précédemment, les prix de gros de l'électricité varient en fonction des coûts variables de fonctionnement des centrales les plus chères nécessaires pour satisfaire la demande, qui sont souvent des centrales thermiques. Ainsi, la hausse des prix des combustibles et quotas de CO₂ affecte directement les prix de l'électricité.

Ces interactions entre les prix des matières premières sont bien prises en compte par le marché et s'observent au travers de relations relativement stables et explicables.

Enfin, la disponibilité du parc nucléaire français affecte très directement les prix de l'électricité en France, mais aussi dans une moindre mesure en Europe, du fait du rôle important des interconnexions. Une production nucléaire moindre implique un recours plus important à la production thermique sur un plus grand nombre d'heures. Elle peut même faire craindre des heures de pénurie, où le prix peut atteindre des niveaux très élevés, ne reflétant plus des coûts de production mais plutôt des coûts significatifs pour l'économie en cas de délestages tournants.

3. LE PRIX DU QUOTA DE CO₂ SE MAINTIENT A UN NIVEAU ÉLEVÉ EN 2022 (81,3 €/T EN MOYENNE), AVEC UNE FORTE VOLATILITÉ

Le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO₂ (ou *Emissions Trading System* – ETS) vise à faciliter l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) déterminés politiquement. Le volume annuel de quotas est défini par la Commission européenne et est mis à disposition gratuitement (pour une partie de l'industrie et de l'aviation) ou vendu aux enchères. En cours d'année, les quotas sont ensuite échangés librement par les acteurs sur les marchés afin d'ajuster la couverture de leurs émissions de CO₂ prévues sur l'année dans leur périmètre (les émissions réalisées sont ensuite vérifiées et les émetteurs doivent rendre un volume de permis équivalent pour ne pas être pénalisés). L'Union européenne a mis en place ce système depuis 2005 pour mesurer, contrôler et réduire les émissions de son industrie et de ses producteurs d'électricité. Sa mise en œuvre a été prévue en plusieurs phases de durée croissante.

L'année 2022 marque le début de la phase 4 du système d'échange de quotas d'émission de l'Union Européenne (SCEQE), qui a débuté en 2021. Ce début de la phase 4 est marqué par d'importantes négociations en vue de réformer le mécanisme pour atteindre l'objectif d'ambition climatique de l'Union Européenne.

En effet, depuis l'été 2021, les institutions de l'Union européenne travaillent à la refonte du système d'échange de quotas d'émission de l'Union Européenne dans le cadre du paquet « *Fit for 55* ». Ce paquet de propositions vise un objectif intermédiaire d'une réduction nette d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030, dans la perspective de la neutralité climatique de l'UE d'ici 2050. Les points clés de la réforme sont les suivants³⁷ :

1. la réduction des émissions de GES du secteur EU ETS réhaussée à - 61 % en 2030 par rapport à 2005, soit une réduction linéaire du nombre de quotas en circulation dans l'EU ETS portée à - 4,2 %/an (au lieu de - 2,2 %, tel qu'initialement prévu pour la phase 4) ;
2. le mécanisme d'allocation de quotas gratuits sera graduellement réduit de - 10 % par an à compter de 2026, jusqu'à être totalement supprimé d'ici à 2034 ;
3. le mécanisme de réserve de stabilité (MSR) sera renforcé ;
4. la plupart des compagnies de transport maritime seront incluses dans l'EU ETS à partir de 2024 ;
5. un nouveau marché carbone séparé (EU-ETS II) pour les secteurs du bâtiment et du transport routier sera mis en place à partir de 2026 ;
6. un nouveau mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF)³⁸ sera mis en place à partir d'octobre 2023 afin de taxer les émissions liées à certains produits importés dans l'Union Européenne.

Outre la réforme du SCEQE, l'année 2022 a surtout été marquée par la crise énergétique sans précédent qui a eu des effets importants sur le prix et la volatilité du quota de CO₂.

Après une année 2021 marquée par une hausse record du prix du CO₂ (hausse de 147 % avec un pic à 88,9 €/tCO₂ atteint le 8 décembre 2021), l'année 2022 a débuté sur une nouvelle hausse des prix. Le prix du CO₂ atteint ainsi les 96,9 €/tCO₂, le 8 février 2022, dans un contexte de vigueur du complexe énergétique et d'inquiétudes persistantes quant au resserrement de l'offre. En effet, la hausse des prix du gaz et de l'électricité a progressivement augmenté l'attrait relatif du charbon en tant que substitut à la production d'électricité à partir du gaz. Or, avec un facteur d'émissions de CO₂ plus élevé que le gaz, le charbon nécessite également l'achat de quotas d'émission supplémentaires, ce qui augmente la demande et les prix du carbone.

A la suite de l'invasion par la Russie de l'Ukraine le 24 février 2022, les prix de l'EUA ont chuté de 30 % en quelques jours, passant sous la barre des 60 €/tCO₂, alors que les prix du gaz atteignaient des sommets historiques en Europe. Le prix du carbone s'est finalement redressé en mars et ses cotations, bien que volatiles, sont restées relativement stables jusqu'en août 2022 avec un prix autour de 82 €/tCO₂.

Les prix sont repartis à la hausse pendant le mois d'août, soutenus par la hausse des prix du gaz et les perspectives d'une consommation de charbon élevée pour l'hiver. Le prix augmente ainsi de près de 30 % en quelques jours et atteint son maximum de 98 €/tCO₂, le 19 août 2022. Les prix du carbone ont ensuite rapidement chuté fin août et début septembre, alors que les marchés boursiers chutaient en raison des craintes de récession. Le 9 septembre 2022, le prix atteignait 66 €/tCO₂. Les incertitudes ont persisté jusqu'à la fin de l'année 2022 contribuant à la volatilité des prix. Les prix se sont globalement renforcés en novembre et décembre 2022, en lien avec les discussions européennes sur fond de réforme du système EU ETS et des perspectives de réduction des volumes. Le prix s'est établi finalement à 84 €/tCO₂ le 30 décembre 2022.

Les quotas de CO₂ étant des instruments financiers, l'ESMA³⁹ a publié, le 28 mars 2022, son rapport final sur le fonctionnement du marché européen du quota de CO₂⁴⁰, réalisé à la demande de la Commission européenne dans

³⁷ [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI\(2022\)698890](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2022)698890)

³⁸ En anglais *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM)

³⁹ Autorité Européenne des Marchés Financiers (AEMF), en anglais *European Securities and Markets Authority* (ESMA)

⁴⁰ <https://www.esma.europa.eu/press-news/esma-news/esma-publishes-its-final-report-eu-carbon-market>

sa communication du 13 octobre 2021 sur la hausse des prix de l'énergie⁴¹. L'ESMA conclut que la répartition des positions sur le marché des quotas de CO₂ n'a pas significativement évolué depuis 2018, et est globalement en ligne avec le fonctionnement attendu de ce marché, dans lequel les acteurs non financiers prennent des positions longues pour couvrir leur exposition au prix des quotas de CO₂ et les acteurs financiers agissent en intermédiaires pour faciliter les échanges et apporter de la liquidité au marché. L'ESMA note ainsi la place relativement faible des fonds d'investissement dans le marché des quotas de CO₂. L'ESMA formule également des recommandations ciblées pour améliorer la transparence et la surveillance du marché européen du carbone. Parmi ces recommandations, elle recommande de donner à l'ESMA une compétence supplémentaire de surveillance de ce marché, lui donnant accès notamment aux données concernant les transactions sur le marché primaire. Elle soumet à l'examen de la Commission des mesures plus structurantes, en pesant leurs avantages et leurs inconvénients : l'introduction d'un régime de limites de positions sur les produits dérivés sur les quotas de CO₂, et l'instauration d'une surveillance centralisée du marché du carbone au niveau de l'UE, similaire à la mission confiée à l'ACER pour les marchés de l'électricité et du gaz.

Graphique 5 : Evolution du prix du quota de CO₂

4. 2022, ANNÉE LA PLUS CHAUDE EN FRANCE DEPUIS LE DÉBUT DU XXÈME SIÈCLE

D'après le bilan climatique de Météo France⁴², l'année 2022 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée en France depuis 1900, dépassant les records de l'année 2020. En effet, une température moyenne annuelle de 14,5 °C, soit 1,6 °C de plus que la normale⁴³ et 0,4 °C de plus que le précédent record de 2020, a été atteinte en France.

En particulier, les mois de mai et d'octobre se sont classés au premier rang des plus chauds et l'été 2022 au deuxième rang des étés les plus chauds derrière l'été de 2003. Seul le mois de janvier a été inférieur à la normale.

L'hiver a globalement été doux en début et fin d'année. Cependant, la France a connu des épisodes de froid très rares et exceptionnellement intenses début avril et début décembre avec des records de froids et chutes de neige en plaine. Ces circonstances exceptionnelles ont particulièrement affecté le système électrique français, qui a connu une situation de tension extrême le 4 avril 2022⁴⁴.

⁴¹ Communication de la Commission en date du 13 octobre 2021 : « Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien » (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101>)

⁴² <https://meteofrance.fr/actualite/publications/2022-les-bilans-climatiques>

⁴³ Moyenne de référence 1991-2020

⁴⁴ Voir le rapport de la CRE à ce sujet publié le 8 juillet 2022 : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/analyse-et-enseignements-sur-le-pic-de-prix-sur-l-enchere-journaliere-pour-le-4-avril-2022>

Globalement, les températures très élevées en 2022 ont eu un effet baissier significatif sur la consommation électrique française, notamment pendant les mois d'automne et d'hiver. A l'inverse, pendant l'été 2022, les vagues de chaleur successives ont augmenté la consommation d'électricité utilisée pour la climatisation.

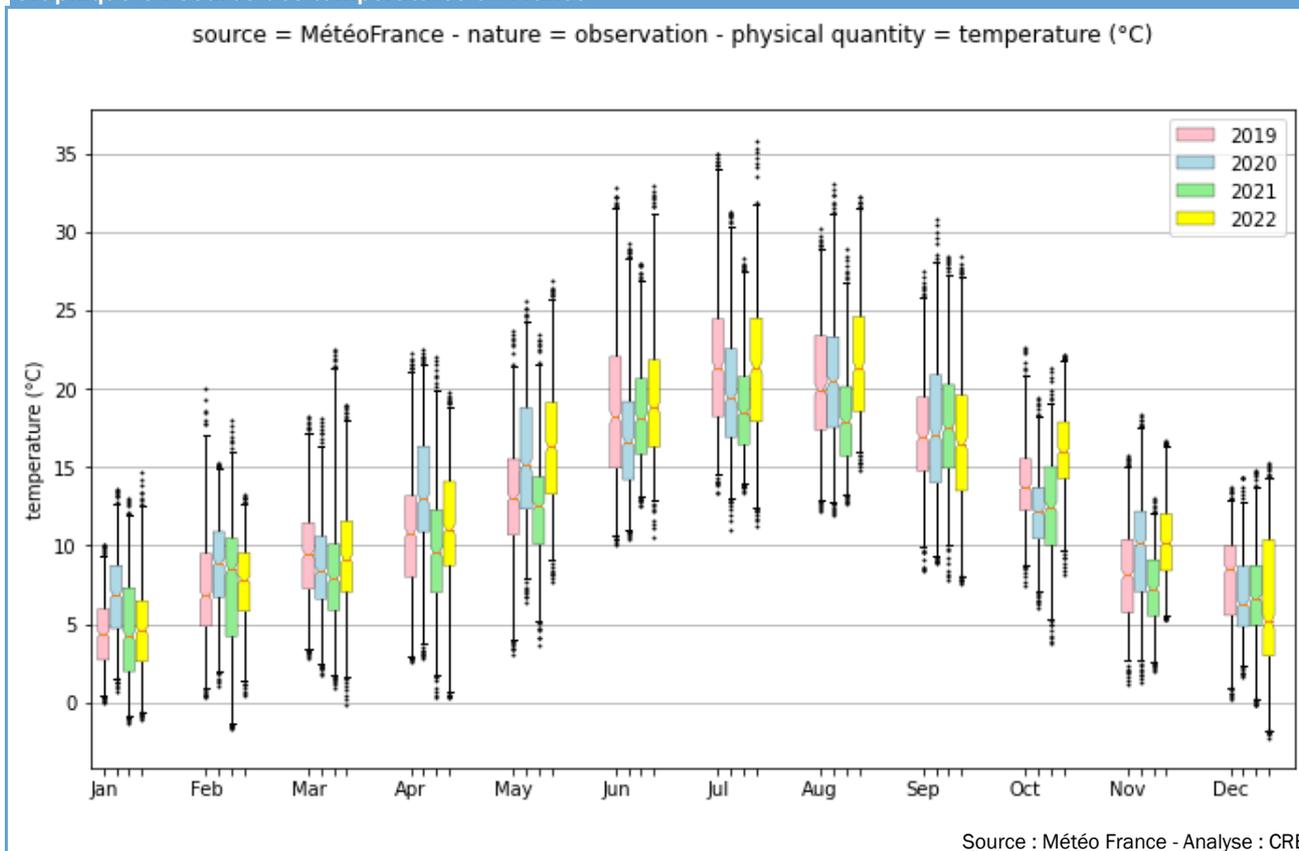
À l'échelle de l'Europe, le record français de 2022 ne fait pas exception. De nombreux autres pays ont connu leur année la plus chaude.

L'année 2022 a également été marquée par une sécheresse exceptionnelle (2^{ème} année la plus sèche depuis 1959 avec un déficit pluviométrique record de 25 % en dessous des normales). Les mois de mai et juillet ont été particulièrement secs et enregistrent un déficit record de précipitations (juillet 2022, déficitaire de près de 85 %). Seuls les mois de juin, septembre et novembre ont connu une pluviométrie excédentaire. Cette sécheresse a fortement réduit la disponibilité de la production hydraulique en France (à son plus bas niveau depuis 1976) et en Europe. En particulier, les stocks hydrauliques ont atteint des niveaux historiquement bas en juillet 2022, contribuant à renforcer les inquiétudes du marché pour l'hiver 2022-2023.

L'ensoleillement moyen sur le territoire a également été exceptionnellement fort en 2022 (en moyenne excédentaire de 15 %) pour la plupart des régions. 2022 est ainsi l'année la plus ensoleillée depuis le début des mesures et de nombreux records d'ensoleillement ont été battus. Ce fort ensoleillement a significativement contribué à l'augmentation de la production renouvelable solaire en 2022.

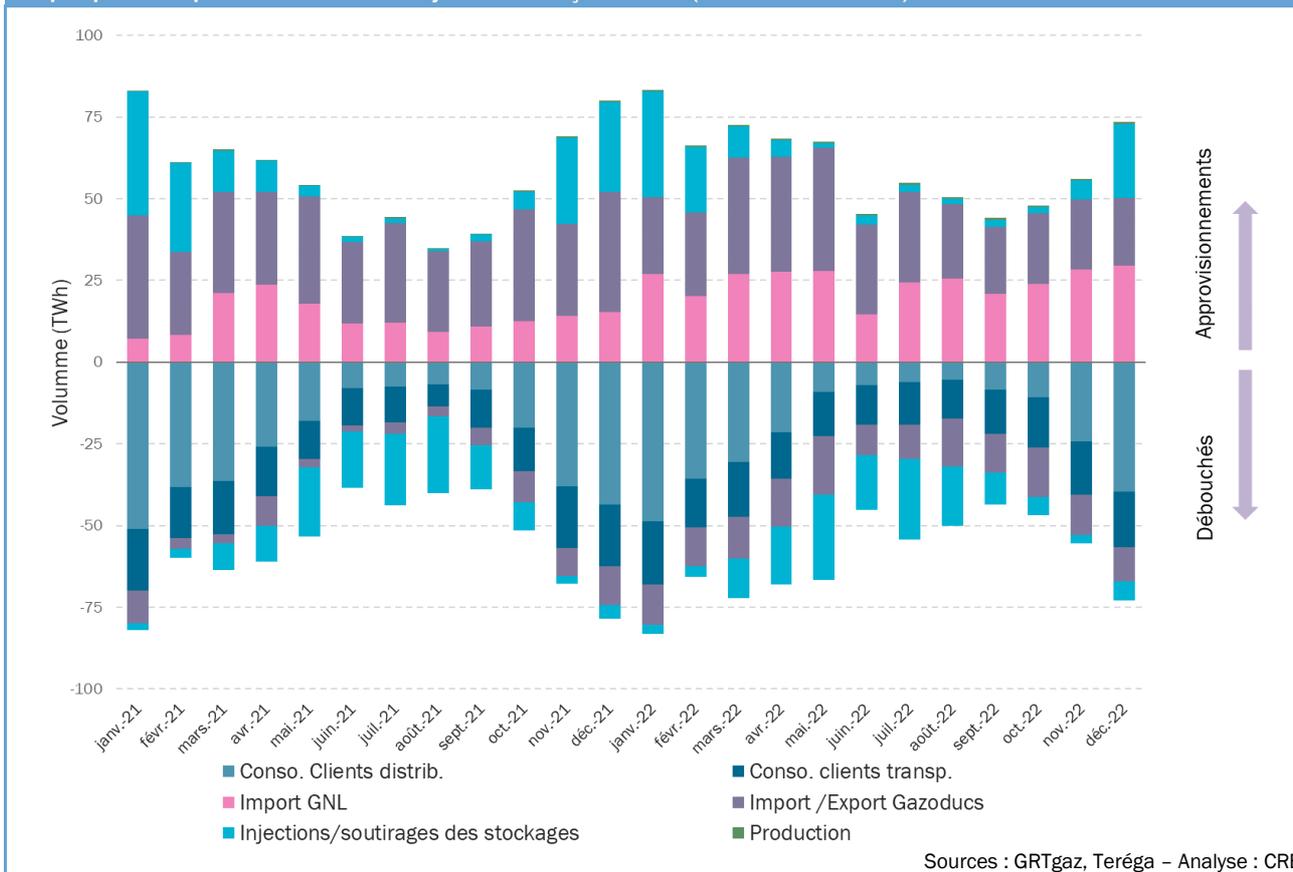
En revanche, le vent a été en moyenne significativement plus faible en 2022 que pour une année normale, ce qui a pénalisé le facteur de charge de la filière de l'éolien en France, au plus bas depuis dix ans.

Graphique 6 : Courbe des températures en France



SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL

Graphique 8 : Equilibre mensuel du système français 2022 (flux commerciaux)



1.2 Une baisse de la consommation liée aux températures records, aux prix du gaz élevés et aux efforts de sobriété

La consommation totale de gaz en France a atteint 431 TWh en 2022, soit une baisse de 9 % par rapport à 2021. La consommation des clients raccordés au réseau de distribution a diminué de 17 %, du fait des températures douces en début et fin d’année et des efforts de sobriété, qui ont particulièrement contenu la consommation de gaz liée au chauffage.

L’année 2022 a également été marquée par une importante diminution de la consommation du gaz par les clients industriels raccordés au réseau de transport par rapport à 2021 (-11 %). Les prix très élevés du gaz ont incité nombre d’entre eux à réduire leur consommation et dans certains cas à réduire voire interrompre leur activité. Ce phénomène, qui avait débuté au second semestre 2021, s’est observé tout au long de l’année 2022.

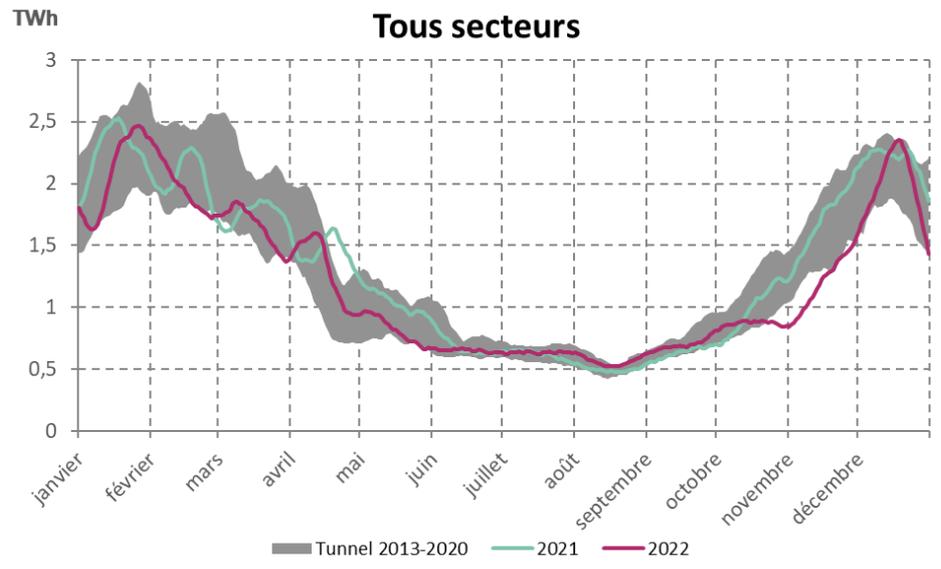
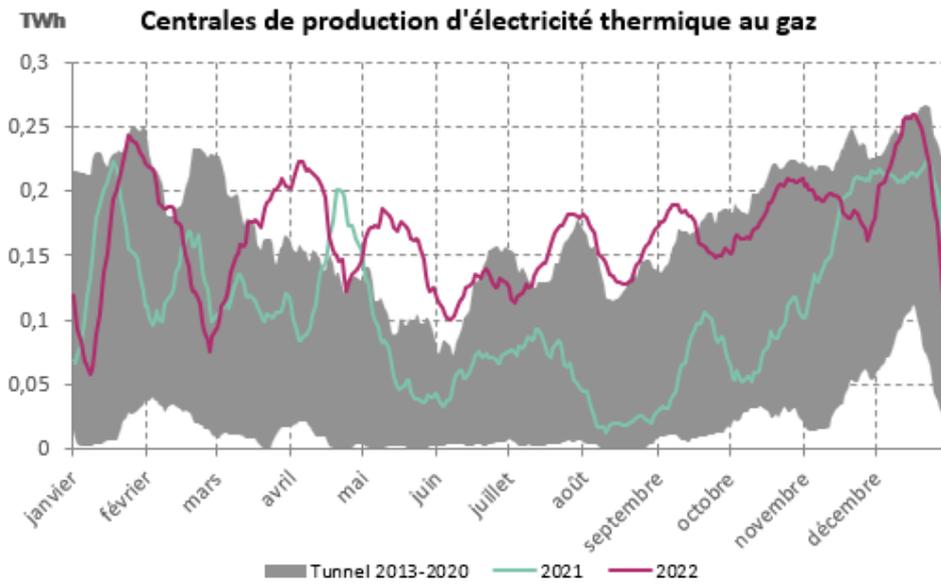
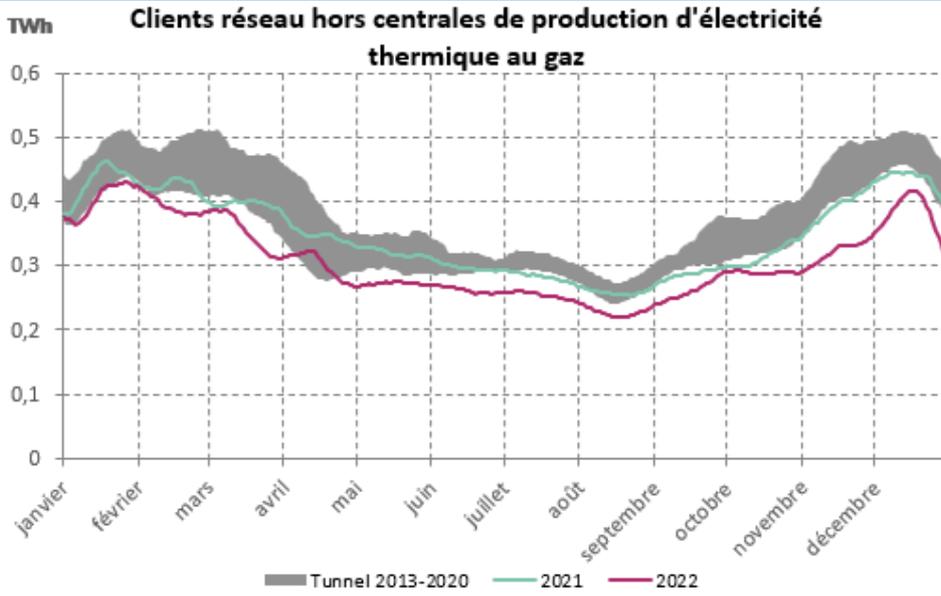
La consommation de gaz pour la production électrique a quant à elle augmenté de 55 % en 2022 par rapport à l’année précédente. La faible disponibilité du parc nucléaire français et faible production hydraulique ont conduit à une hausse de la production des moyens de production thermique d’électricité.

Tableau 2 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2021 et 2022 [TWh]

	2021	2022
Réseau de distribution	303	253
Clients directement raccordés au réseau de transport (hors centrales de production d’électricité thermique au gaz)	132	117
Centrales de production d’électricité thermique au gaz	39	61
Consommation totale	474	431

Source : GRTgaz

Graphique 9 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs



Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

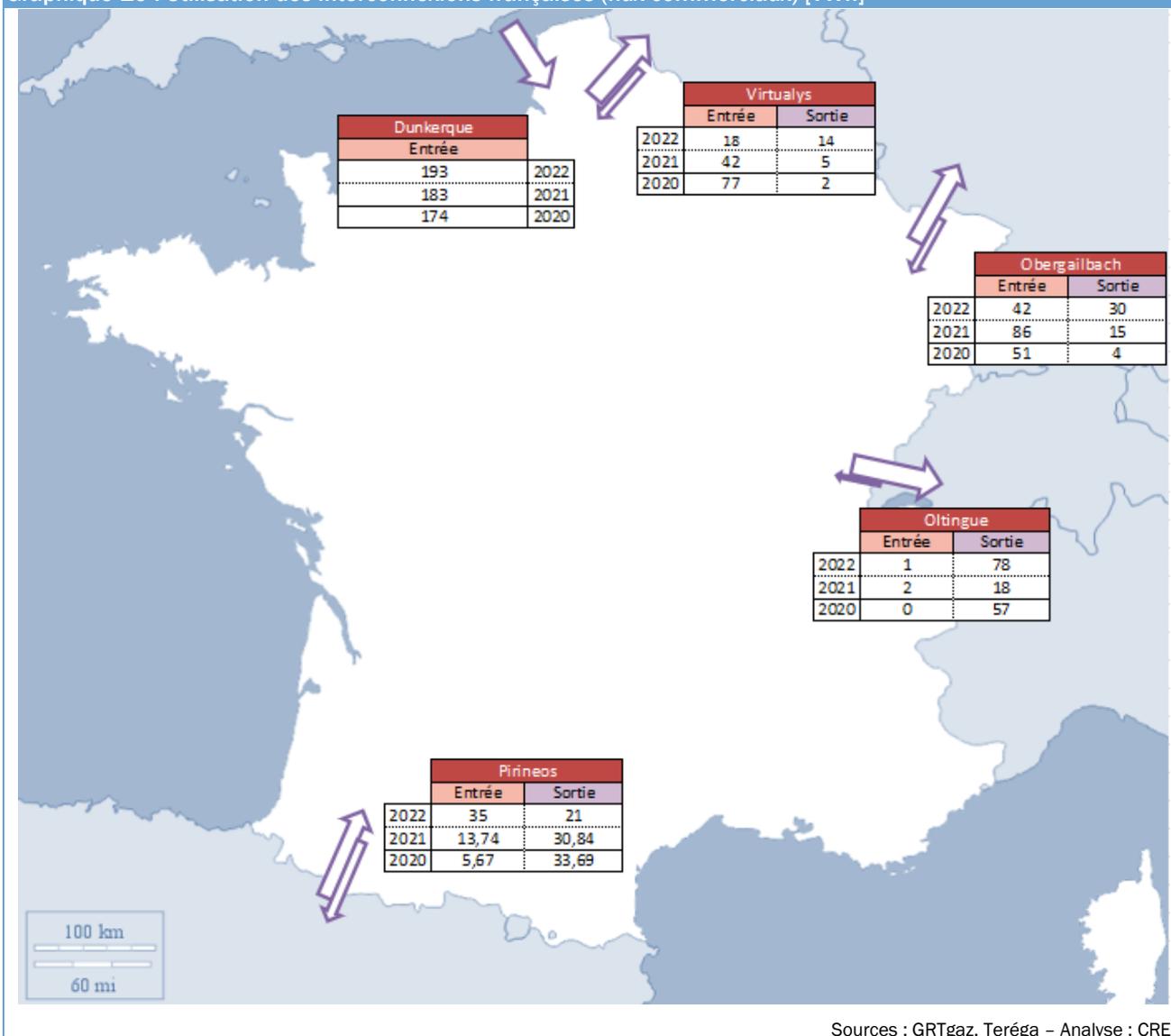
1.3 La chute des exportations de gaz russe par gazoducs vers l'Europe a conduit à un rééquilibrage des flux de l'ouest vers l'est, la France comme zone de transit ayant contribué à la sécurité d'approvisionnement du continent

L'année 2022 a été marquée par la baisse graduelle des flux de gaz russe par gazoducs vers l'Europe en réponse aux sanctions européennes à la suite de l'invasion de l'Ukraine le 24 février 2022. Au total, les exportations de la Russie vers l'Europe ont baissé en moyenne de 56,9 % par rapport à 2021. Cette baisse n'a pas pu être compensée par la hausse des flux de gaz norvégien vers le continent qui n'ont augmenté que de 8,3 %.

Cette baisse a plus affecté les pays de l'est de l'Europe, plus dépendants du gaz russe et qui pour certains ont subi un arrêt total. L'augmentation des importations de GNL du continent a conduit à un renversement du sens majoritaire des flux : le GNL a ainsi commencé à affluer majoritairement à l'Ouest du continent, plus équipé en installations de regazéification de GNL, pour être exporté vers les pays du nord et de l'est.

Sur le périmètre de la TRF, les importations par gazoduc ont ainsi diminué de 11 % en 2022 par rapport à 2021. Le taux d'utilisation en entrée depuis l'Allemagne (PIR Obergailbach) a chuté de 17 % par rapport à 2021 avec la forte réduction des exportations du gaz russe. Le renversement du sens des flux européens a conduit à une baisse du taux d'utilisation en entrée de l'interconnexion belge de Virtualys (-10 % par rapport à 2021).

Graphique 10 : Utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux) [TWh]

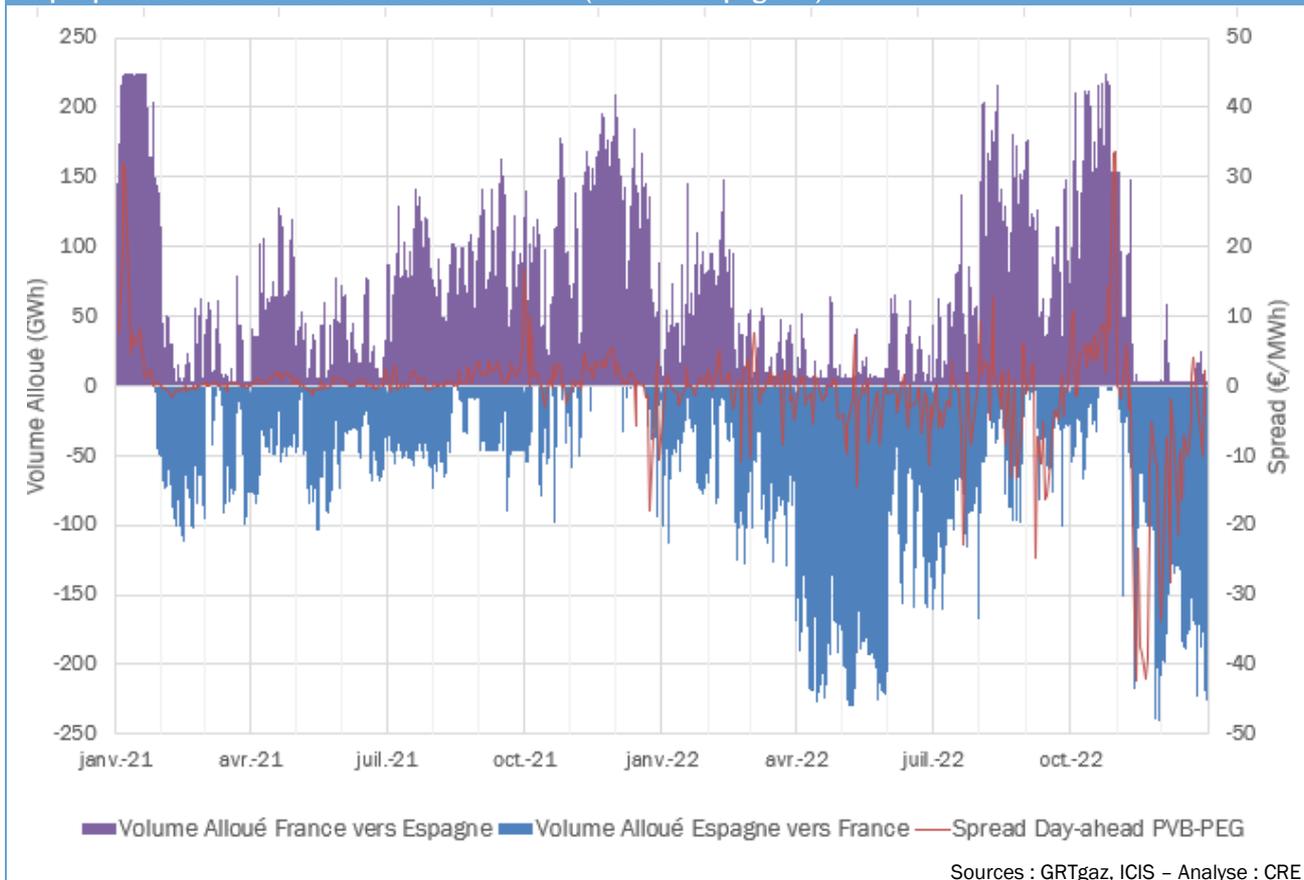


L'afflux de GNL en France a conduit à une hausse des exportations par gazoduc de la France qui ont augmenté de 114 % en 2022 par rapport 2021. Conséquence de la baisse de l'approvisionnement des pays limitrophes à l'est en gaz russe, les taux d'utilisation en sortie des interconnexions avec l'Italie (PIR Oltingue), l'Allemagne et la Belgique ont respectivement augmenté de 62 %, 43 % et 60 % par rapport à la moyenne des trois dernières années.

La dépendance de la péninsule ibérique au gaz russe était déjà une des plus faibles d'Europe avant la crise gazière, notamment en raison de ses sept terminaux méthaniers et de son approvisionnement par gazoduc de gaz venant d'Afrique du Nord. Alors que la France exportait historiquement plus de gaz à l'interconnexion espagnole (PIR Pirineos) qu'elle n'en importait, cette tendance s'est renversée en 2022, permettant ainsi à la TRF de jouer un rôle de transit afin d'alimenter en gaz les pays plus à l'est. Les taux d'utilisation étaient ainsi respectivement en hausse de 25 % en entrée et en baisse de 11 % en sortie par rapport à 2021.

La réorientation des flux du sud vers le nord à l'interconnexion espagnole s'est amorcée au premier trimestre 2022. Cette tendance s'est par la suite poursuivie jusqu'à la fin de l'année, à l'exception des mois d'août à octobre sur laquelle la demande espagnole en gaz a été tirée à la hausse par des besoins en climatisation, puis des maintenances sur plusieurs terminaux méthaniers espagnols, et par la suite une faible production éolienne espagnole en octobre, mois sur lequel la demande en gaz en France était contenue par les températures douces.

Graphique 11 : Flux commerciaux au PIR Pirineos (frontière espagnole)



1.4 L'approvisionnement en GNL en forte hausse compense la baisse des flux de gaz russe par gazoducs

Les flux de GNL importés sur la TRF ont atteint 297 TWh en 2022, soit 81 % de plus qu'en 2021 et 58 % de plus que sur la moyenne des trois dernières années (sachant en outre qu'une partie du GNL déchargé au terminal de Dunkerque va directement en Belgique). Ces volumes d'importation historiques ont permis de maintenir la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.

Possédant quatre terminaux méthaniers, la France était mieux préparée à la crise que certains de ses pays limitrophes n'en possédant que peu voire pas. Nombre de pays ont par conséquent pris la décision de recourir temporairement à des unités flottantes de stockage et de regazéification (terminaux méthaniers flottants). En France, les pouvoirs publics ont retenu la proposition soumise par TotalEnergies d'en installer une au Havre en 2023, qui permettrait d'injecter l'équivalent de 60 % du gaz russe importé par gazoducs par la France en 2021, soit environ 10 % de la consommation annuelle française dans le réseau de GRTgaz⁴⁵.

Les prix du gaz très élevés en Europe ont permis d'attirer les cargaisons de GNL disponibles dans le monde vers la plaque européenne.

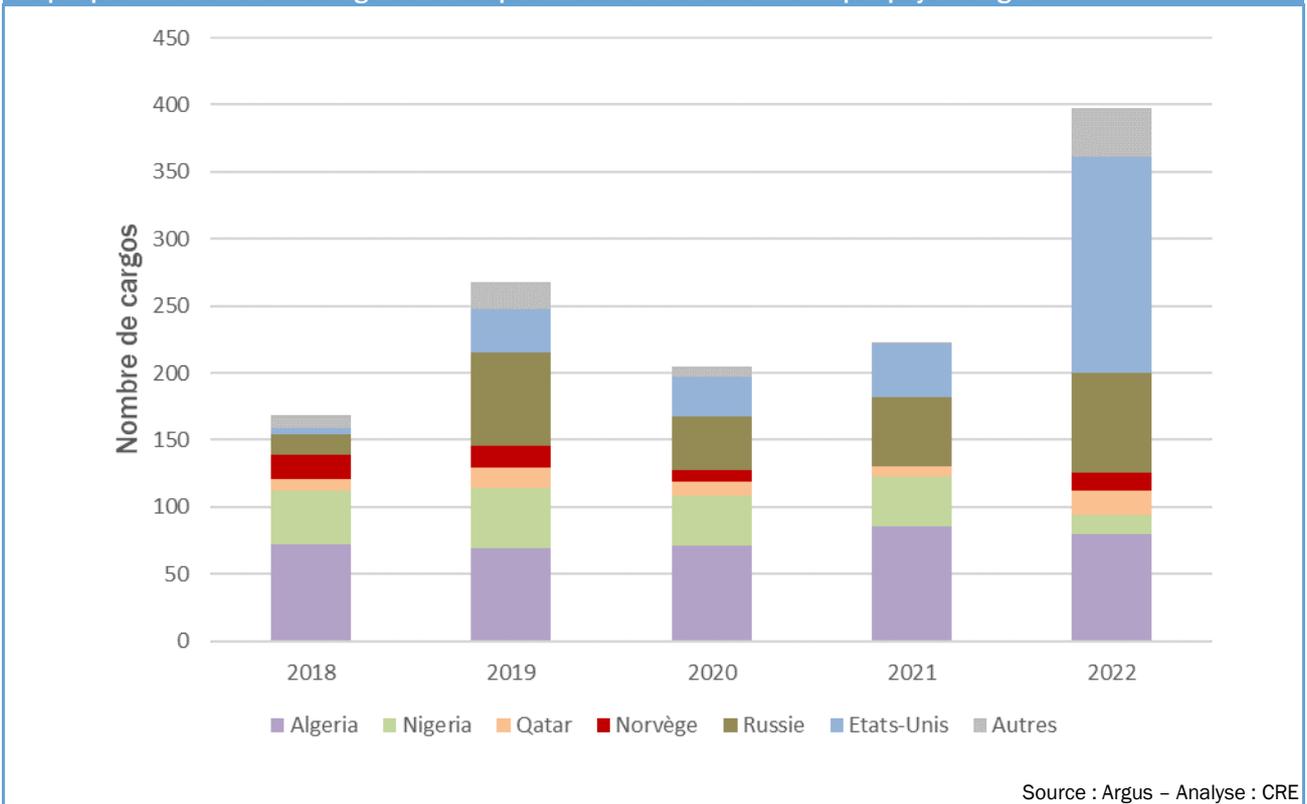
⁴⁵ <https://www.grtgaz.com/medias/actualites/projet-terminal-methanier-flottant-FSRU-havre>

Le GNL américain a particulièrement contribué à la hausse des livraisons de GNL en Europe, et ses volumes importés en France ont été multipliés par quatre entre 2021 et 2022, une variation significativement plus importante que pour les autres pays producteurs (Graphique 12 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2022 par pays d'origine). La France a même été sur la moitié de 2022 la première destination en Europe pour le GNL américain (Graphique 14).

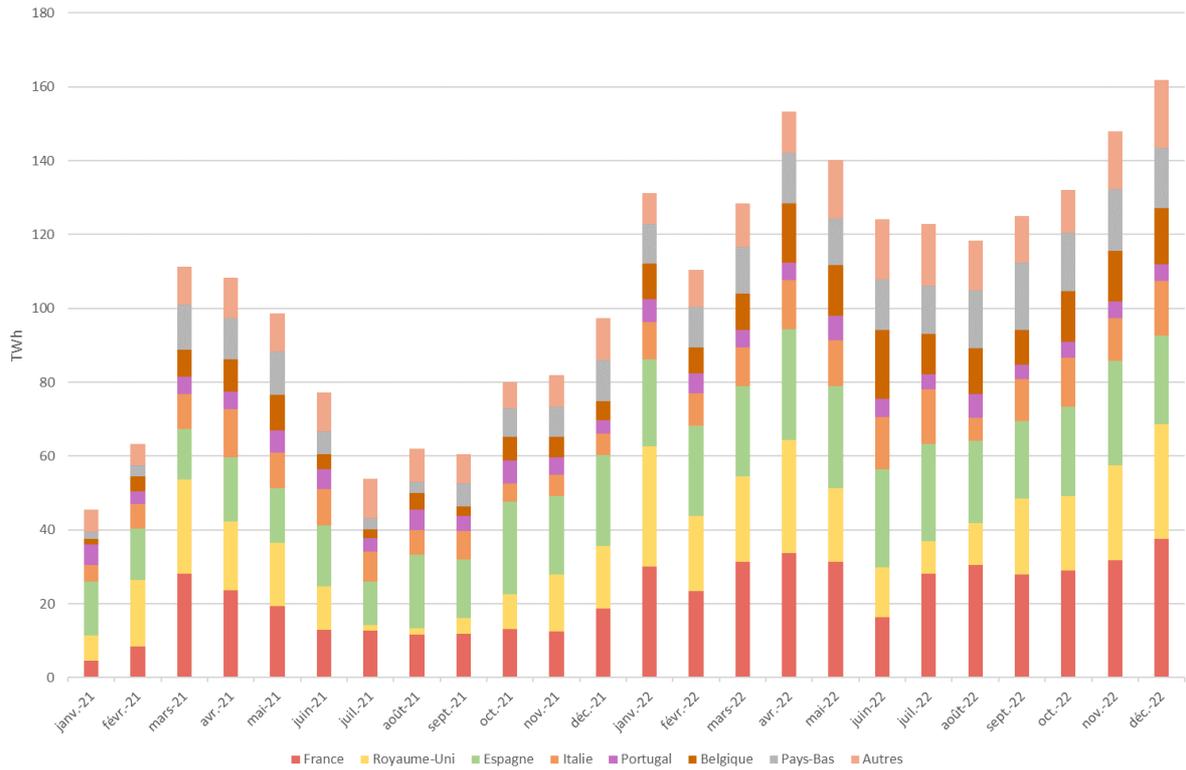
Le GNL en provenance de Russie est resté une source d'approvisionnement significative, en hausse en 2022 par rapport aux années précédentes.

Avec un quasi-doublement de ses volumes importés de GNL par rapport à 2021, la France a été en 2022 le pays européen en ayant importé le plus. Les importations aux terminaux méthaniers français ont représenté 22 % des importations en GNL de l'Europe en 2022. Suivent l'Espagne (19 %) qui était le premier importateur en 2021, puis le Royaume-Uni (16 %).

Graphique 12 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2022 par pays d'origine



Graphique 13 : Importations de GNL par pays (Union européenne et Royaume-Uni)



Source : Refinitiv – Analyse : CRE

Graphique 14 : Part des exportations mensuelles de GNL américain vers l'Europe et l'Asie



Source : Refinitiv – Analyse : CRE

La forte hausse des émissions de GNL sur le réseau français en 2022 en glissement annuel a concerné l'ensemble des terminaux méthaniens : 78 % pour Montoir, 62 % pour Fos et 130 % pour Dunkerque. Les terminaux français ont fonctionné en moyenne à 90 % de leur capacité nominale en 2022, avec une baisse d'activité en juin en raison d'opérations de maintenance planifiées.

Graphique 15 : Emissions des terminaux méthaniens (flux commerciaux)



1.5 Des soutirages des stockages limités en début d'année en raison des températures douces et une campagne d'injections réussie en Europe, portée par les nouvelles obligations de stockage des pays membres

Le faible remplissage des stockages européens au début de l'hiver 2021-2022 (77 % en moyenne au 1^{er} novembre 2021, contre 94,5 % pour la France) avait contribué à tendre le marché du gaz en Europe. L'arrivée massive du GNL et la baisse de la demande dues aux prix du gaz très élevés et aux efforts de sobriété, couplées aux températures clémentes de l'hiver (1,2 °C en moyenne au-dessus des normes sur l'hiver 2021-2022 en France selon Météo France) ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement du continent.

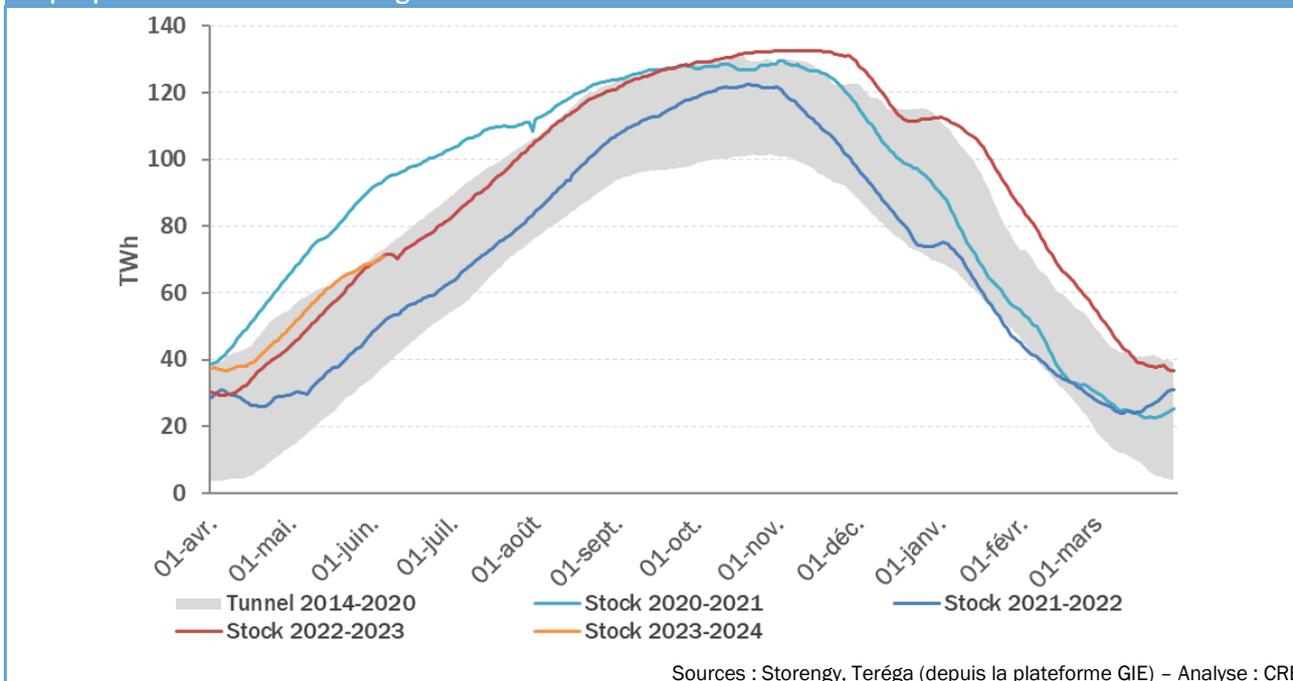
En fin d'hiver, la majeure partie des stockages en France doivent être vidés d'un certain volume pour assurer la respiration des nappes aquifères afin de garantir le maintien de leurs performances pour les hivers à venir. Ainsi, au 1^{er} avril 2022, le niveau agrégé des stockages en France était de 23,7 % (30,4 TWh), soit une valeur proche de la moyenne des trois dernières années à cette date (23,3 %).

Le faible remplissage des stockages en Europe ayant fortement contribué à la crise de l'hiver 2021-2022, l'Union européenne a adopté le 27 juin 2022⁴⁶ un règlement exigeant un niveau de remplissage minimum de 80 % au 1^{er} novembre pour chaque pays membre, avec des seuils intermédiaires à atteindre sur les mois précédents. Le niveau de remplissage cible sera porté à 90 % les années suivantes. En France, la réglementation déjà en vigueur imposait déjà aux fournisseurs de remplir leurs capacités de stockages souscrites à 85 % au 1^{er} novembre^{47,48}.

En conséquence, la campagne d'injection a été très forte tout au long de l'été 2022, favorisée par un afflux massif de GNL en Europe. Au 1^{er} novembre 2022, les stockages français affichaient un niveau de remplissage de 100 %, contre 97,7 % en moyenne pour les trois années précédentes. Le taux de remplissage des stockages européens s'élevait lui à cette même date à 94,9 %, soit 17,8 % de plus qu'au 1^{er} novembre 2021, année qui avait été affectée par le faible niveau de remplissage des stockages détenus par Gazprom notamment en Allemagne.

A l'issue de la campagne de vente initiale de commercialisation achevée en février 2022, 95,4 % des capacités de stockage en France avaient été souscrites. Des ventes additionnelles en avril et mai ont par ailleurs permis la souscription de 100 % des capacités de gaz H⁴⁹. Ceci confirme le bon fonctionnement de la réforme législative nationale de l'accès des tiers au stockage de gaz réalisée en 2018.

Graphique 16 : Niveau des stockages en France



⁴⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1032>

⁴⁷ Code de l'énergie, Article L421-7 : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000036436013/

⁴⁸ Arrêté du 9 mai 2018 précisant certaines dispositions relatives au stockage souterrain de gaz naturel, Article 2 : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036936721>

⁴⁹ Le gaz B et le gaz H sont les deux types de gaz de ville qui alimentent les foyers français raccordés au réseau. Le gaz B est un gaz à bas pouvoir calorifique. A l'inverse, le gaz H est un gaz à haut pouvoir calorifique. Le gaz B est importé des Pays-Bas, tandis que le gaz H provient de la Russie, d'Algérie ou encore de Norvège. La provenance du gaz explique le fait qu'on retrouve le gaz B essentiellement dans le Nord de la France et autour de Rouen, tandis que les autres régions sont alimentées en gaz H.

1.6 Le mécanisme du spread localisé a été régulièrement déclenché en fin d'année, entraînant un coût important pour les GRT

Le spread localisé est un mécanisme qui a été mis en place en France depuis l'hiver 2017/2018 afin de gérer les congestions sur le réseau de gaz français, à l'origine principalement dans le sens de flux majoritaire nord vers sud. Le principe est de permettre au gestionnaire de réseau de transport de lancer un appel aux acteurs de marché afin d'acheter du gaz en amont de la congestion et de le revendre en aval.

Historiquement la période la plus tendue pour le réseau correspondait à l'été gazier (avril-octobre), caractérisé par les injections des expéditeurs dans les stockages en prévision de l'hiver suivant. L'été étant une période de faible consommation nationale, les principales sorties de gaz du réseau français correspondent aux injections dans les stockages Atlantique et Lussagnet et aux flux de transit vers l'Espagne, tous trois situés au sud du réseau et entraînant ainsi des congestions selon une configuration nord-sud.

En 2022, le système gazier français a supporté sans trop de difficultés l'arrêt des arrivées de gaz aux interconnexions avec l'Allemagne (Obergaibach) et la Belgique en gaz H (Virtualys). Toutefois en fin d'année, la redirection d'importants volumes de gaz norvégien de la France vers le Royaume-Uni, a conduit à un déficit de gaz au nord de la TRF et à un surplus au sud, manifestant ainsi l'apparition d'une congestion du sud vers le nord du réseau de transport de gaz. Le mécanisme du spread localisé a été déclenché par GRTgaz et Teréga cinquante-sept fois en 2022, en majeure partie en décembre, ce qui constitue le nombre d'activations annuelles le plus élevé depuis le début du mécanisme.

Le bilan du recours à ce mécanisme de marché reflète une situation plus tendue que les années précédentes. Le volume total alloué en 2022 (2 614 GWh) et le nombre d'activations du mécanisme (57) sont trois fois plus élevés que la moyenne des trois années précédentes. Le prix moyen des transactions (13,3 €/MWh) est quant à lui six fois plus important que la moyenne des trois dernières années. Au total, le mécanisme aura engendré des coûts pour les GRT estimés à 34,7 M€ sur 2022.

La CRE rappelle que les comportements et offres des acteurs de marché en réponse au mécanisme du spread localisé font l'objet d'une surveillance régulière. La CRE est ainsi particulièrement attentive aux nominations qui auraient pour effet d'aggraver la congestion, réalisées en début de journée par des acteurs de marché actifs sur le mécanisme de spread localisé. En tenant compte des conditions d'activation du spread localisé en fin 2022 et du coût associé conséquent, la CRE a interrogé certains acteurs ; les analyses sont en cours.

Tableau 3 : Bilan de l'activation du spread localisé en 2022

	Total 2019	Total 2020	Total 2021	Total 2022
Nombre d'activations	44	16	1	57
Volume total alloué (GWh)	1807	659	17	2 614
Prix moyen des transactions (€/MWh)	3,99	1,4	1,0	13,3

Source : GRTgaz

2. L'ANNEE 2022 A ETE MARQUEE PAR DES PRIX DU GAZ NATUREL HISTORIQUES

2.1 La très forte baisse de l'approvisionnement russe par gazoducs a fortement tiré à la hausse les prix du gaz en Europe en 2022

En 2022, l'approvisionnement par gazoduc de l'Europe a été marqué par une diminution de moitié des flux russes par rapport à l'année précédente, ne totalisant que 18 % alors qu'ils constituaient la première source d'approvisionnement du continent en 2021. En réponse, les importations de GNL ont doublé et ont représenté la première source d'approvisionnement en gaz de l'Europe en 2022 (36 %). Les parts des autres pays approvisionnant l'Europe par gazoducs dans l'approvisionnement européen total ont peu varié par rapport à l'an passé avec 33 % pour la Norvège, 10 % pour l'Afrique du Nord et 3 % pour l'Azerbaïdjan.

Les prix de gros du gaz en Europe ont observé une très forte hausse à la fin du mois de février à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Les prix ont par la suite chuté en réaction à l'afflux massif de GNL vers le continent qui a réduit les craintes d'une pénurie. Le marché s'est tendu à nouveau à la suite de la signature fin mars par le président russe d'un décret imposant un règlement en roubles du gaz russe pour les acheteurs étrangers, en réponse aux sanctions européennes. Le non-respect du décret a conduit Gazprom à annoncer fin avril l'arrêt de ses livraisons de gaz vers la Bulgarie et la Pologne, situation qui s'est par la suite étendue à de nombreux fournisseurs européens majeurs qui détenaient des contrats avec Gazprom.

Après une période de relative stabilité, les prix ont entamé une forte hausse à partir de mi-juin, amorcée par l'incendie de l'usine de liquéfaction de Freeport LNG qui comptait pour 20 % de la capacité de liquéfaction des Etats-

Unis. Cette hausse a été alimentée tout l'été par les réductions progressives de la capacité du gazoduc Nord Stream (comptant pour la moitié des exportations russes vers l'Europe en 2021), réductions décrites par Gazprom comme conséquentes à des problèmes techniques des compresseurs en amont du gazoduc. Cette tendance haussière a également été soutenue par des indisponibilités sur les installations gazières norvégiennes et par la sécheresse ayant affecté la production hydroélectrique. L'envolée des prix s'est poursuivie à l'annonce mi-août de Gazprom de la mise à l'arrêt complète de Nord Stream en fin de mois pour cause de maintenance. Après un pic historique atteint le 26 août 2022 (contrat PEG *front-month* à 244 €/MWh), les prix ont chuté à partir de fin août dans un contexte de bon niveau de remplissage des stockages et de discussions au niveau européen sur la mise en œuvre de plafonds de prix du gaz. La non-reprise des flux de Nord Stream début septembre à la suite de ses opérations de maintenance et les destructions survenues en fin de mois sur le gazoduc n'auront pas pu endiguer cette tendance baissière. Celle-ci s'est par la suite poursuivie jusqu'à la fin de l'année avec un léger rebond en décembre avec la baisse des températures.

Après une période de relative stabilité, les prix ont entamé une forte hausse à partir de mi-juin, amorcée par l'incendie de l'usine de liquéfaction de Freeport LNG représentant 20 % de la capacité de liquéfaction des Etats-Unis. Cette hausse a été alimentée tout l'été par les réductions progressives de la capacité du gazoduc Nord Stream (comptant pour la moitié des exportations russes vers l'Europe en 2021), réductions justifiées selon Gazprom par problèmes techniques des compresseurs en amont du gazoduc. Cette tendance haussière a également été soutenue par des indisponibilités sur les installations gazières norvégiennes et par la sécheresse ayant affecté la production hydroélectrique en Europe. Les prix ont atteint leur apogée à l'annonce mi-août de Gazprom de la mise à l'arrêt complète de Nord Stream en fin de mois pour cause de maintenance. Après un pic historique atteint le 26 août 2022 (contrat PEG *front-month* à 244 €/MWh), les prix ont chuté à partir de fin août dans un contexte de bon niveau de remplissage des stockages et de discussions au niveau européen sur la mise en œuvre de plafonds de prix du gaz. La non-reprise des flux de Nord Stream début septembre à la suite de ses opérations de maintenance et la destruction des gazoducs Nord Stream 1 et 2 fin septembre n'ont pas endigué cette tendance baissière, qui s'est poursuivie jusqu'à la fin de l'année.

Le remplissage européen des stockages a été soutenu tout au long de l'année. L'Allemagne a notamment mandaté le gestionnaire de la zone de marché allemande Trading Hub Europe pour l'achat de gaz afin de remplir les stockages du pays. La campagne d'injection soutenue en Europe aura permis d'atteindre les objectifs fixés au début de l'hiver.

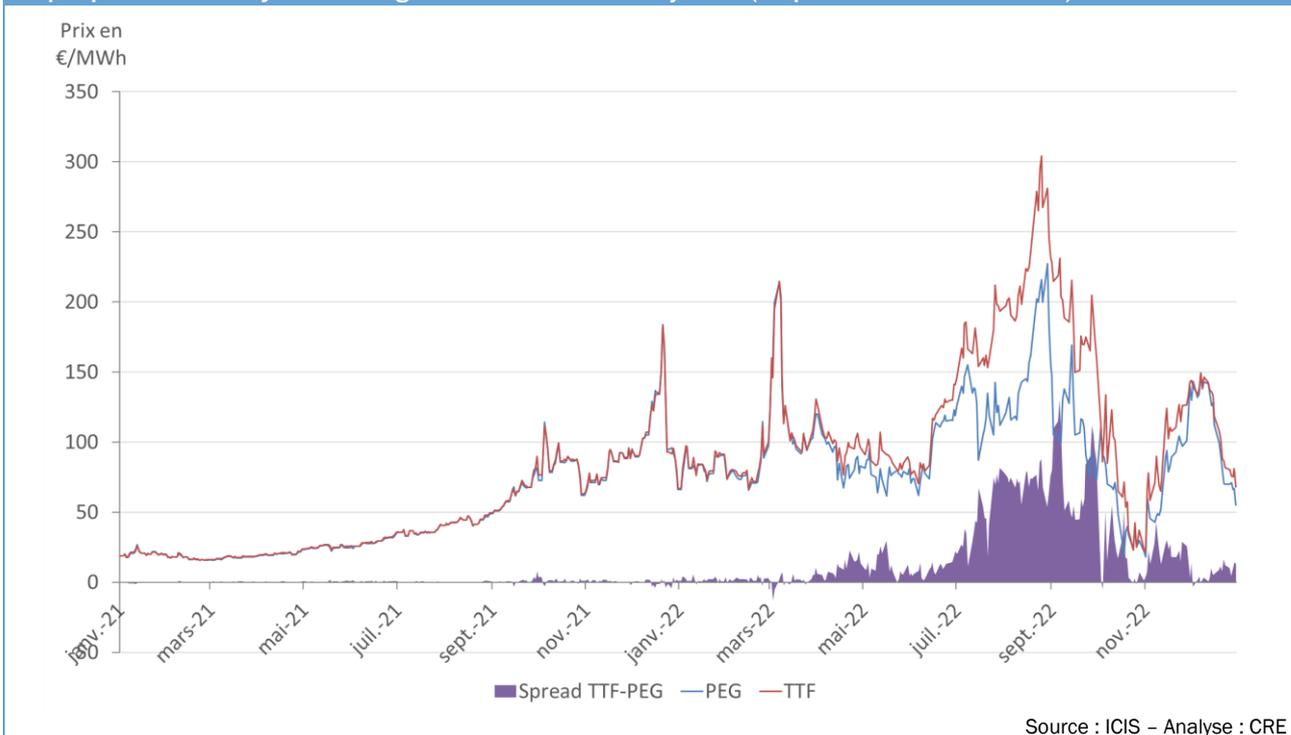
La baisse de l'approvisionnement en gaz russe a contraint l'Europe à recourir massivement au GNL. Les arbitrages géographiques ont été majoritairement en faveur de l'Europe en raison des prix plus élevés par rapport à l'Asie. Cet afflux historique de GNL rendu possible par les nombreuses infrastructures de GNL à l'Ouest du continent aura contribué à la résilience de l'Europe face au choc de l'offre russe mais a été réalisé au prix fort.

2.2 Les prix de court terme ont atteint des sommets, avec des écarts d'ampleur inédite entre les points d'échanges européens

Sur l'année 2022, le prix moyen du contrat PEG *day-ahead*, à 98,1 €/MWh, a été plus de deux fois supérieur à celui de 2021 (46,5 €/MWh), soit le quintuple du niveau moyen historique de l'ordre de 20 €/MWh. Les prix au PEG ont atteint le 7 mars 2022 un premier pic de 213,4 €/MWh à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, dépassant le niveau du pic de décembre 2021 de 183,5 €/MWh. Le pic de prix d'août a été encore supérieur avec 227,5 €/MWh le 29 août 2022.

Le contrat PEG *day-ahead* a en moyenne enregistré une décote de 22,3 €/MWh sur l'année par rapport au TTF. Les écarts de prix entre les différents points d'échange en Europe, historiquement très corrélés entre eux, ont considérablement augmenté en 2022 à la suite de la baisse de l'approvisionnement en gaz russe par gazoduc, conduisant à un renversement des flux de l'ouest vers l'est et d'importantes congestions. Les pays en dépendant le plus, situés à l'Est de la France, ont ainsi connu des prix plus élevés que les pays en dépendant moins, tels que la France, la péninsule ibérique ou le Royaume-Uni. A titre de comparaison, l'écart de prix observé les années précédentes entre le PEG et le TTF n'était que de 0,16 €/MWh en 2021 et 0,10 €/MWh en 2020. Les prix entre les zones de marché ont réduit leurs écarts sur la fin de l'année 2022, en lien avec la baisse de la tension sur le marché du gaz.

Graphique 17 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)



L'accroissement de l'écart de prix entre les points d'échange des pays plus à l'Est par rapport à ceux de l'Ouest de l'Europe se reflète au travers des écarts moyens annuels entre le PEG et les contrats *day-ahead* livrés en Allemagne, aux Pays-Bas et en Italie, valant respectivement 22,8 €/MWh, 22,3 €/MWh et 24,6 €/MWh. Ceux-ci ont en effet été bien plus importants que l'écart du prix du point d'échange espagnol (PVB) par rapport au PEG, qui ne valait en moyenne que de 2,6 €/MWh. Quant au Royaume-Uni, doté alors de terminaux méthaniers et d'un approvisionnement en gaz de la mer du Nord, celui-ci a intensifié ses exportations par gazoduc vers le continent jusqu'à atteindre le maximum de la capacité début avril, ce qui a entraîné un fort décrochage du prix du NBP par rapport aux autres points d'échange. Sur l'année 2022, le contrat NBP *day-ahead* a ainsi enregistré une décote moyenne de 15,4 €/MWh par rapport au PEG.

Graphique 18 : Prix day-ahead du gaz en Europe



2.3 Hausse des prix à terme en réponse aux craintes de pénurie d'approvisionnement

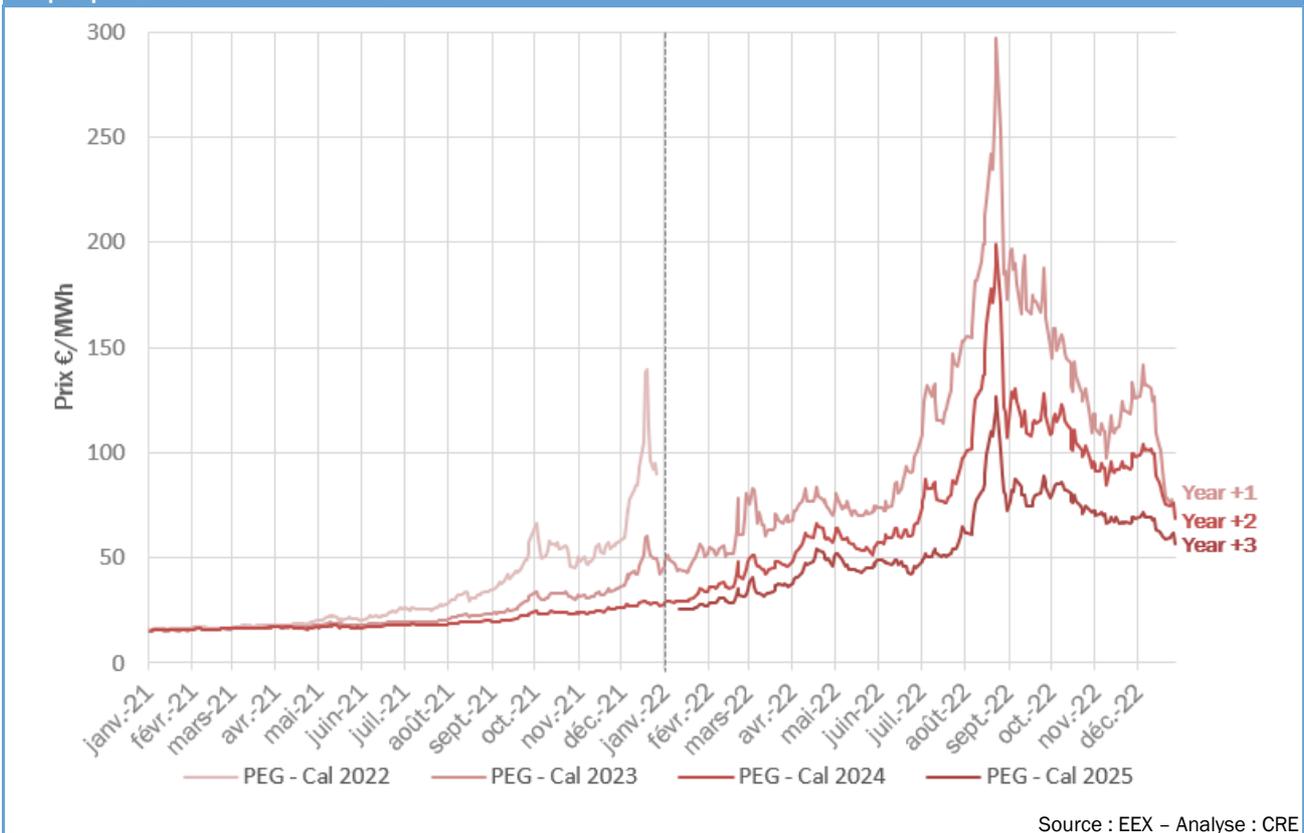
Les prix à terme du gaz, largement utilisés pour indexer les contrats de fourniture, ont observé une hausse plus forte que celle observée en 2021. Le prix moyen du contrat calendaire livré sur l'année suivante (2023) est passé de 33,7 €/MWh à 107,3 €/MWh, soit une hausse de 218 %. Les contrats à échéances plus lointaines ont également observé des hausses significatives, s'établissant à 76,9 €/MWh pour 2024 et 56,4 €/MWh pour 2025.

Dans la continuité de l'année 2021 la structure des prix à terme était en *backwardation* sur la quasi-totalité de 2022, c'est-à-dire que les contrats de plus court terme étaient plus chers que ceux à échéance plus lointaine, anticipant une sortie de crise à moyen terme. Par comparaison à l'année 2021 les prix et les écarts entre les différentes maturités ont augmenté en 2022. Ces écarts se sont réduits en fin d'année 2022 avec la détente des prix.

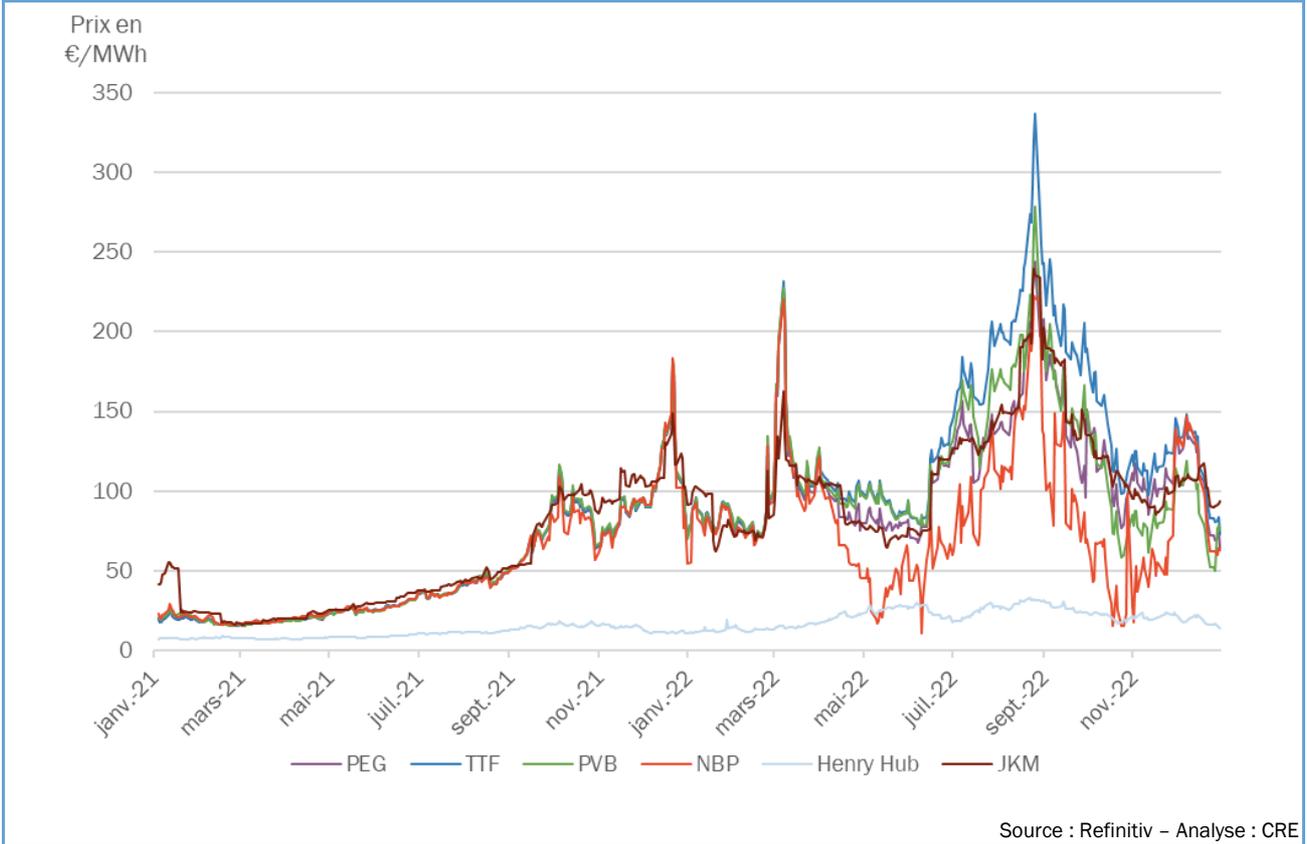
Concernant les contrats mensuels, le contrat *front-month* livré au PEG a enregistré un prix moyen de 112,8 €/MWh sur l'année 2022 contre 47,4 €/MWh en 2021, soit un montant plus de deux fois supérieur. Au niveau mondial, l'écart de prix entre l'Europe et l'Asie a fluctué au fil de l'année, avec au total plus de quatre fois plus de journées sur lesquelles le prix du contrat PEG *front-month* était supérieur à celui du GNL asiatique (JKM). On relèvera par exemple l'écart maximal annuel de 77,6 €/MWh atteint le 8 mars 2022, coïncidant avec le pic de prix en Europe faisant suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

La demande asiatique a été contenue notamment par la politique zéro-covid de la Chine, ayant ralenti la reprise de l'économie du plus grand consommateur de GNL mondial. L'impact de la forte demande européenne en GNL aura été mondial en 2022, avec une baisse des importations de l'Asie et de l'Amérique du Sud malgré l'augmentation du nombre d'installations de liquéfaction. Le prix du Henry Hub, contrat de référence du gaz aux Etats-Unis, a quant à lui observé une hausse moindre qu'en Asie et en Europe. Celle-ci a été soutenue par une demande supérieure à la production, puis tirée à la baisse en juin avec l'interruption de Freeport LNG avant de repartir à la hausse avec une consommation record de gaz pour la production électrique l'été.

Graphique 19 : Prix à terme au PEG



Graphique 20 : Prix month-ahead mondiaux du gaz



2.4 Les écarts de prix entre l'hiver et l'été étaient défavorables mais n'ont pas empêché l'allocation de la quasi-totalité des capacités de stockage en France

Les prix à terme du gaz montrent généralement une saisonnalité, avec des prix pour livraison l'hiver plus élevés que ceux pour livraison l'été. Cette saisonnalité des prix à terme s'ajoute à la différence entre les prix de plus court terme et les prix de plus long terme, décrite précédemment.

L'année 2022 a été marquée par une forte volatilité des différentiels de prix entre les contrats livrés l'hiver et l'été d'une même année⁵⁰ (Graphique 21). En effet, les tensions autour de l'offre à court terme se traduisant par une forte *backwardation* ont réduit, voire inversé, les différences de prix entre les contrats Hiver et Eté 2022 et Hiver et Eté 2023.

Ce différentiel de prix Eté – Hiver s'est ainsi avéré nettement plus faible lors de la campagne de commercialisation 2022-2023 que lors des campagnes précédentes et a rendu plus délicate la vente des capacités de stockage en France. En effet, sur l'année gazière 2021-2022, le prix du contrat Hiver 2022 a été inférieur au contrat Eté 2022 sur 43 % des journées.

Les premières enchères pour la campagne de 2022-2023, qui ont débuté mi-février 2022, n'ont pas vu une souscription de la totalité de la capacité. Malgré ce contexte peu favorable, le système d'enchères à prix de réserve nul instauré par la CRE à l'occasion de l'entrée des stockages français dans la régulation a permis de vendre la grande majorité des capacités de stockage entre novembre 2021 et février 2022. En outre, une part non négligeable des capacités de stockages de la période 2022 – 2023 avait été préalablement vendue par les opérateurs à l'occasion d'enchères pluriannuelles tenues entre juin 2019 et juin 2021.

Finalement, 100 % des capacités de stockage en France pour l'hiver 2022-2023 ont été vendues⁵¹.

Graphique 21 : Différentiel prix hiver/été France



3. LES VOLUMES D'ECHANGE AU PEG ONT ETE EN FORTE HAUSSE, NOTAMMENT EN LIEN AVEC LES QUANTITES IMPORTANTES DE GNL

En 2022, les volumes échangés des contrats *spot* ont fortement augmenté, avec une hausse de 59 % par rapport à l'année précédente. Cette hausse se reflète dans le nombre croissant de transactions pour ces contrats qui s'élève à 55 %.

⁵⁰ Le différentiel de prix entre l'hiver et l'été de l'année Y correspond à l'écart entre le prix pour livraison sur l'hiver gazier (du 1^{er} octobre de l'année Y au 31 mars de l'année Y+1) et le prix pour livraison sur l'été gazier (du 1^{er} avril au 31 septembre de l'année Y).

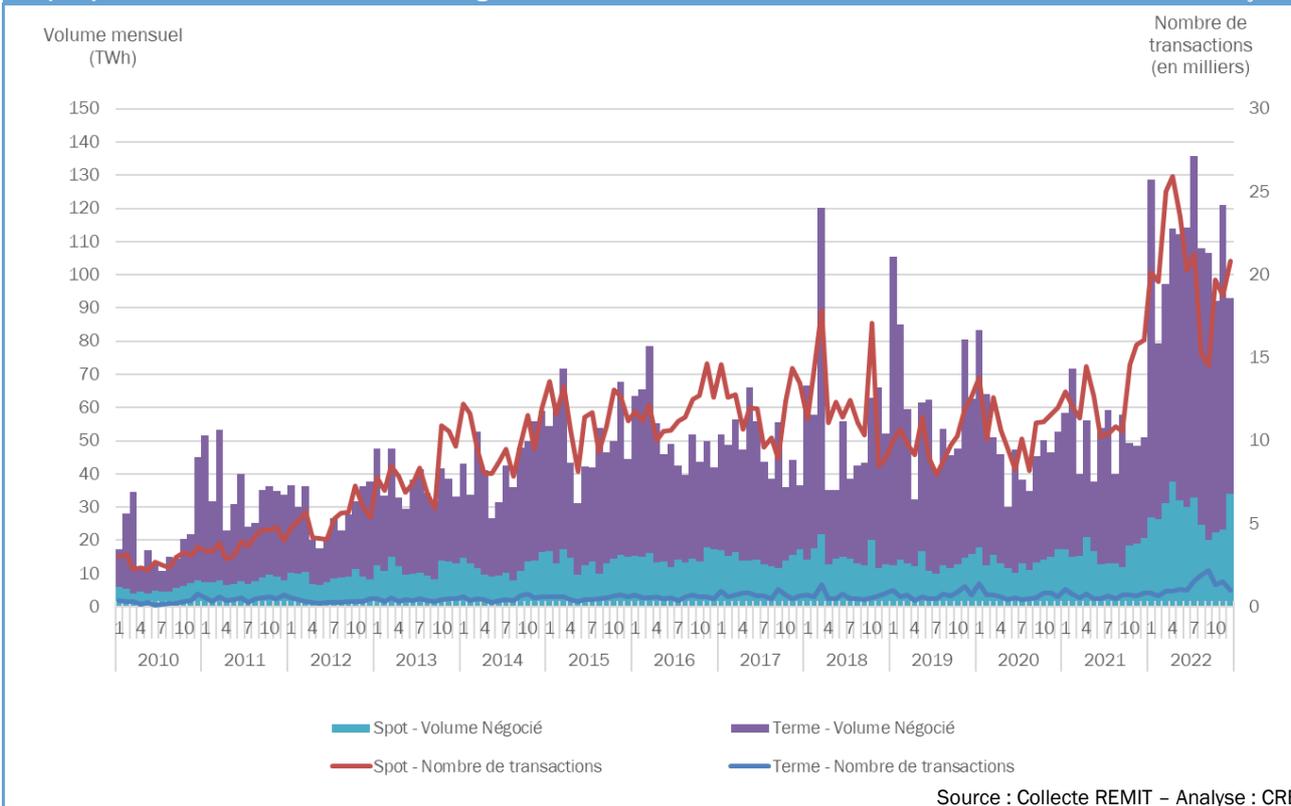
⁵¹ En ce qui concerne la capacité de stockage du gaz H.

Le volume des contrats à terme échangés a lui enregistré une hausse plus importante encore : +108 % en glissement annuel. Les échanges de contrats saisonniers ont connu la plus forte hausse en termes de volume (+129 %), suivis des contrats trimestriels (+124 %) et des mensuels (+100 %). Le volume échangé des contrats calendaires a quant à lui baissé de 7 %. Le nombre de transactions de contrats à terme échangées a lui augmenté de 171 %.

Les prix exceptionnellement hauts de 2022 ont alimenté les craintes du marché concernant le risque de contrepartie, ce qui a conduit les acteurs à recourir nettement plus aux services de compensations des bourses pour leurs transactions OTC (« clearing ») : 21 % des transactions des contrats à terme échangées par les courtiers étaient ainsi compensées par les bourses en 2022 contre seulement 4 % l'année précédente.

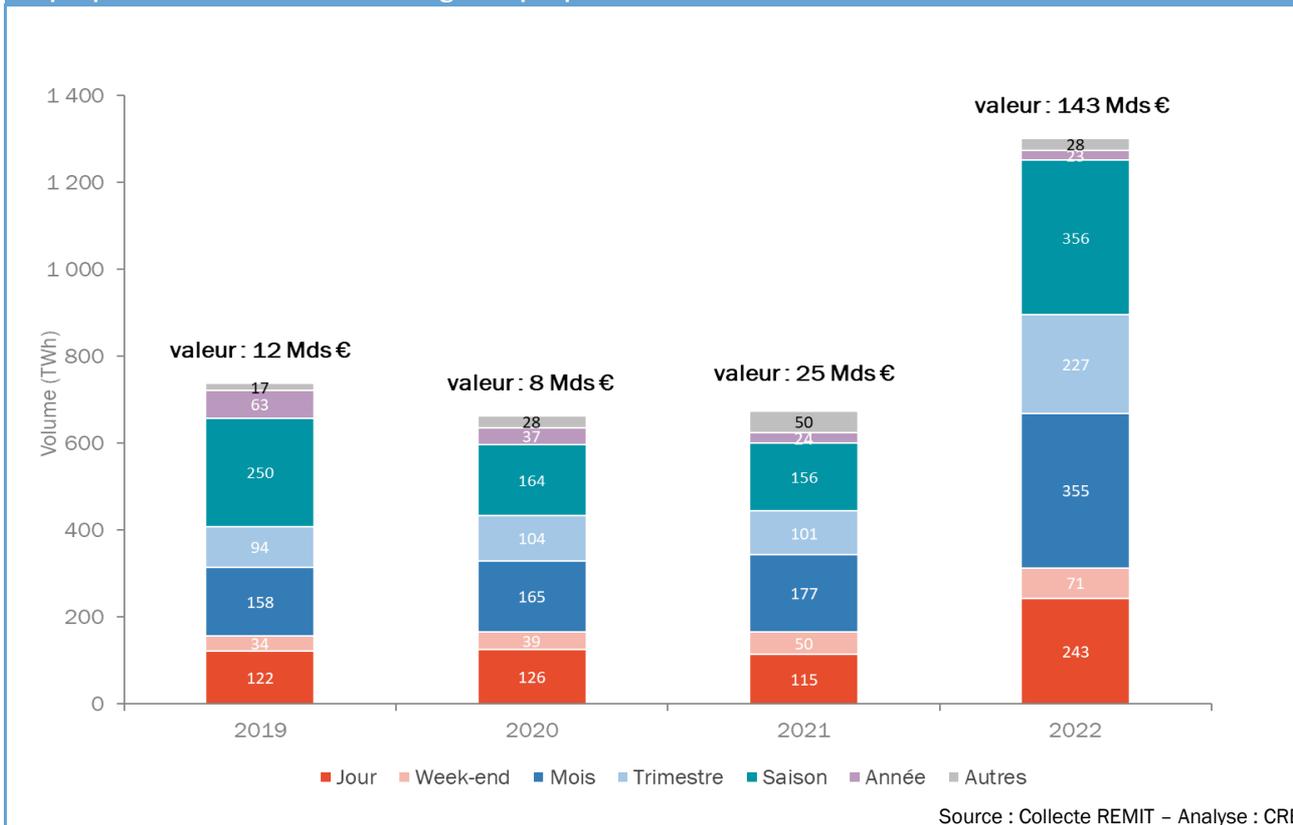
Contrairement à celle du PEG, la liquidité des points d'échange européens a majoritairement diminué en conséquence des prix et de la volatilité élevés. Ce renforcement de l'attractivité de la TRF est notamment dû à la forte hausse des volumes de GNL importés en France en 2022.

Graphique 22 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français



L'ampleur exceptionnelle de la hausse des prix de 2022 s'est répercutée à travers l'augmentation du montant total en euros des transactions effectuées sur l'année, qui a été multiplié par plus de huit par rapport à la moyenne des trois années précédentes. Ce montant est presque cinq fois supérieur à celui de 2021 sur laquelle avait débuté la hausse des prix avec d'importants pics en fin d'année.

Graphique 23 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédiaire



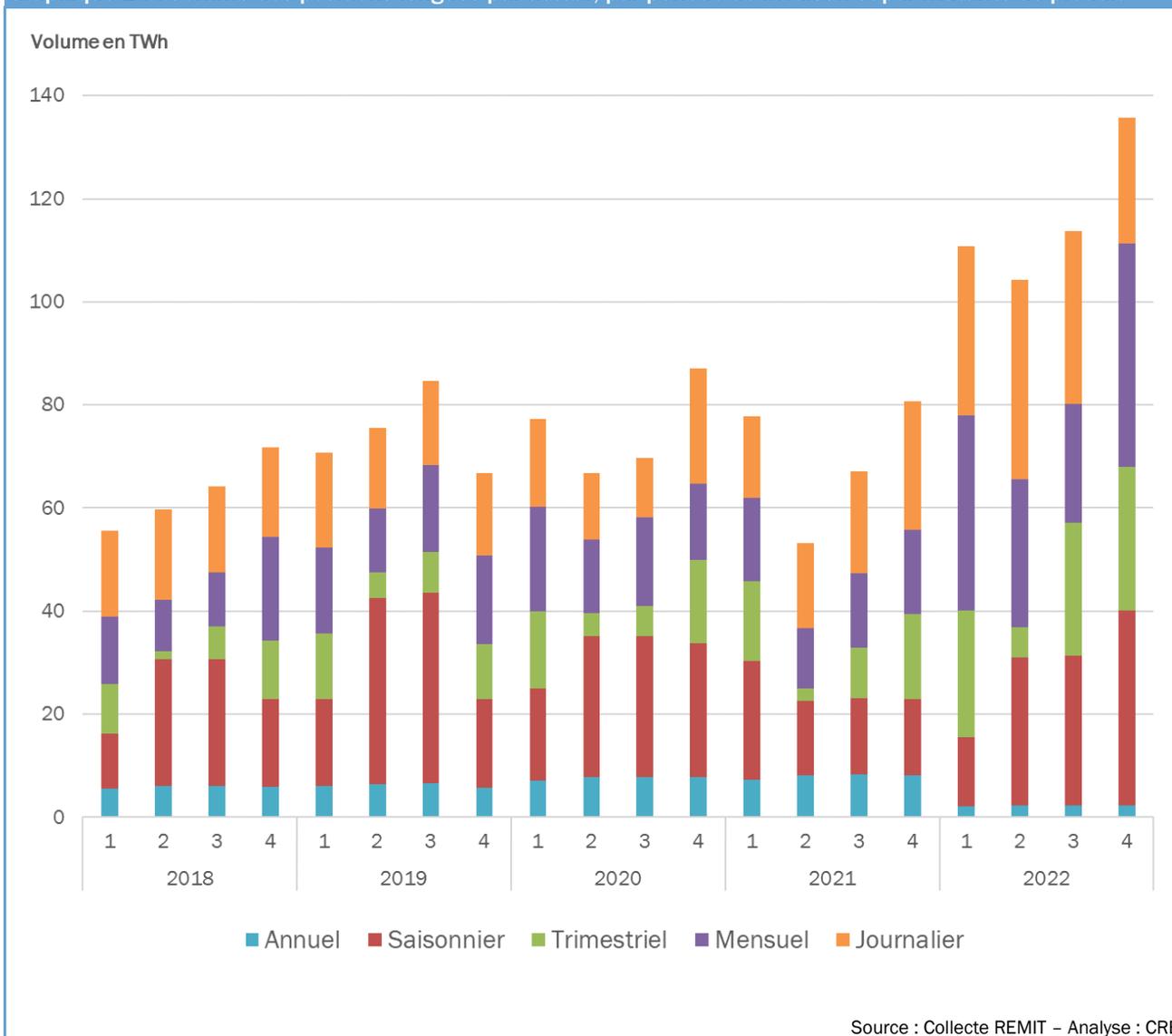
Le volume total des échanges a significativement augmenté par rapport à la moyenne des trois dernières années (+59 %). Les contrats mensuels et trimestriels montrent les plus fortes hausses de volumes avec +112 % et + 107 %, notamment pour les contrats livrés sur le quatrième trimestre de 2022. Les contrats calendaires sont les seuls dont le volume accuse une baisse, avec une baisse de 69 % par rapport à la moyenne triennale. L'année 2022 aura ainsi vu les acteurs augmenter leur activité de couverture à terme, mais en privilégiant les maturités aux échéances les plus courtes au vu de l'incertitude du marché et des appels de marge très élevés sur les produits à maturité longue.

Le Graphique 24 présente la somme trimestrielle des positions nettes physiques par acteur à l'achat sur les marchés de gros de gaz en France par période de livraison et par maturité de produit. Etant donné que les échanges considérés ne font pas intervenir les imports ou les exports, la somme des positions nettes d'achat est égale à la somme des positions nettes de vente.

Il peut être constaté que la somme des positions nettes est significativement inférieure aux volumes des transactions (Graphique 22 et Graphique 23) ce qui s'explique par les achats et ventes successifs d'un même produit par un même acteur, qui se compensent lors du calcul de la position nette. Cette différence peut refléter le niveau de liquidité des marchés.

Le volume total des positions des acteurs a significativement augmenté par rapport à la moyenne des trois dernières années (+59 %). Les contrats mensuels et trimestriels montrent les plus fortes hausses de volume avec +112 % et + 107 %, notamment pour les contrats livrés sur le quatrième trimestre de 2022. Les contrats calendaires sont les seuls dont le volume accuse une baisse, avec -69 % par rapport à la moyenne triennale. La crise des prix aura ainsi conduit les acteurs à augmenter leur couverture à terme, mais en privilégiant les maturités à échéances les plus courtes au vu de l'incertitude du marché et des appels de marge très élevés sur les produits à maturité longue.

Graphique 24 : Somme des positions longues par acteur, par période de livraison et par maturité de produit



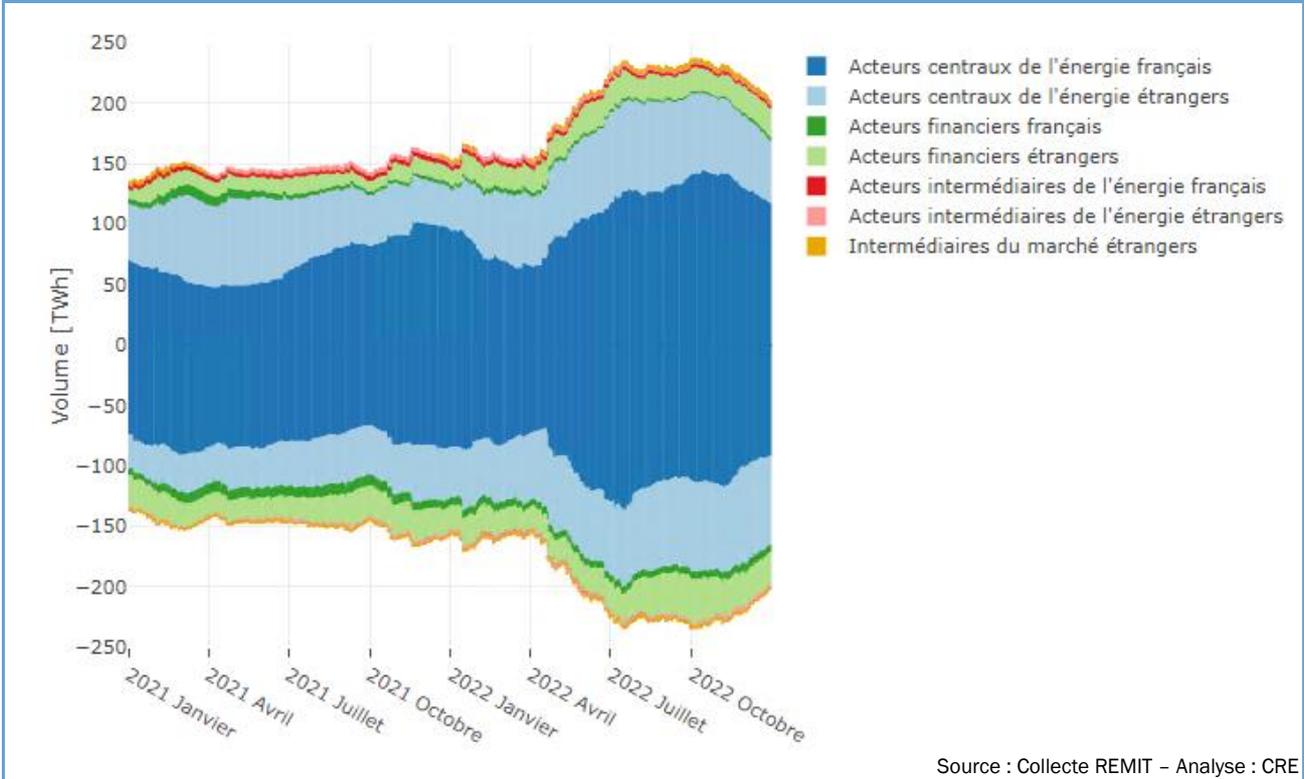
Le Graphique 25 montre l'évolution de la somme des positions ouvertes totales (« *open interest* ») des acteurs entre 2021 et 2022 sur l'ensemble des contrats à terme sur des périodes de livraison à égales ou supérieures à l'échéance M+1. Les positions ouvertes augmentent par la conclusion de nouveaux contrats entre des acteurs, et diminuent du fait de transactions inverses ou de la livraison des contrats arrivés à échéance. Les acteurs ont été regroupés dans différentes classes afin de les distinguer selon leur activité principale. Les acteurs centraux de l'énergie correspondent ainsi aux producteurs ou fournisseurs de gaz et d'électricité, et aux GRT/opérateurs de stockage. Les banques/fonds/*trading houses* sont considérés comme des acteurs financiers. Les acteurs intermédiaires de l'énergie comprennent les consommateurs et intermédiaires de consommation (« *market access* »). Les courtiers et bourses comptent parmi les intermédiaires de marchés étrangers.

Après une période de relative stabilité de l'*open interest* total autour de 150 TWh, celui-ci a environ augmenté de moitié au cours du deuxième trimestre de 2022. Ces prises de position sont en grande majorité du ressort des acteurs centraux de l'énergie, pour lesquels l'activité de couverture a ainsi été plus intense entre les premier et troisième trimestres qui ont connu de forts pics de prix. Durant ce troisième trimestre, on constate une poursuite de l'augmentation de l'*open interest* à l'achat des acteurs centraux de l'énergie français et une augmentation de l'*open interest* de vente acteurs financiers étrangers, dans un contexte de prix historiquement hauts.

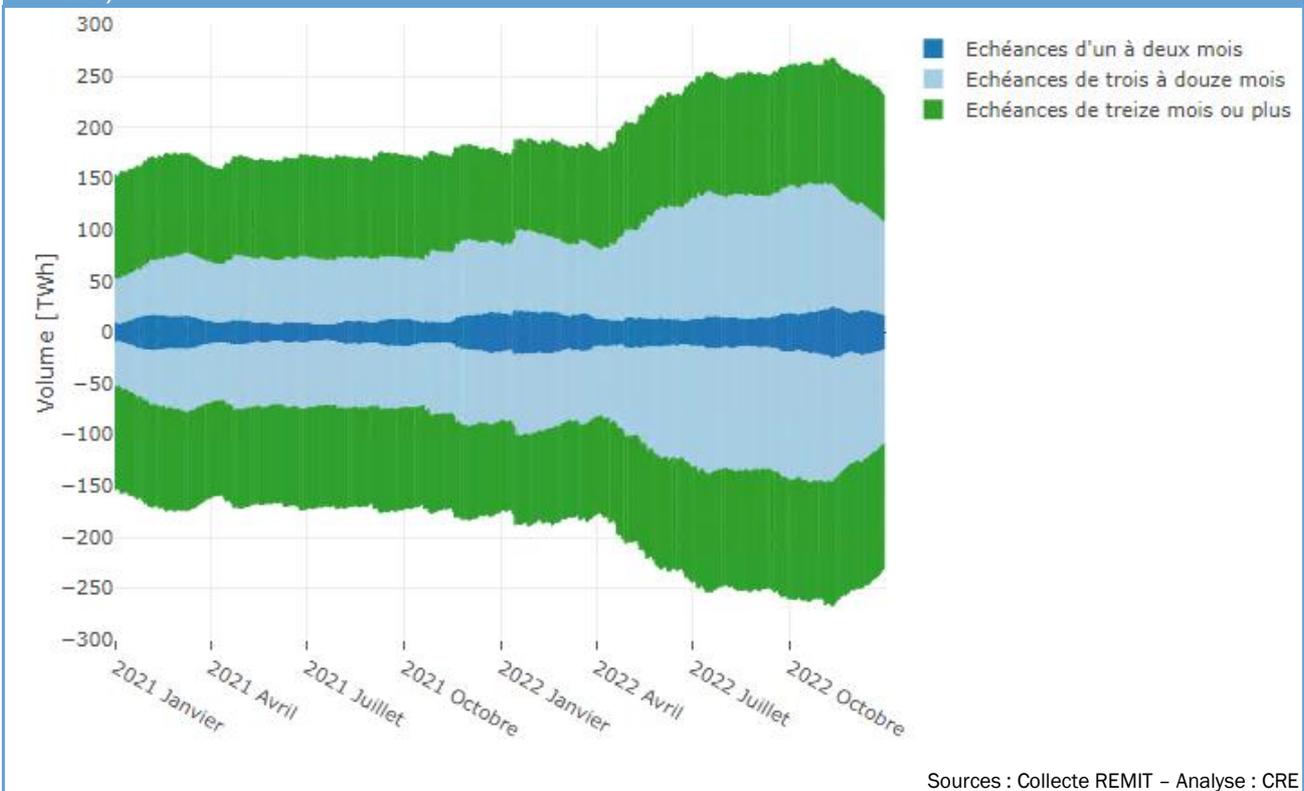
Le Graphique 26 montre également l'évolution des positions ouvertes totales sur les contrats à terme en distinguant les positions prises sur différentes échéances, et non plus par type d'acteur. Il fait apparaître que la hausse des prises de position des acteurs à partir d'avril 2022 est principalement due aux contrats livrés sur des maturités de moyen, voire de long terme. En effet, entre avril et août 2022 l'*open interest* des contrats à échéance de trois à douze mois a connu une hausse d'environ 70 %, passant d'environ 70 à 120 TWh. Cette variation est supérieure à celle de l'*open interest* des contrats à échéance de treize mois ou plus qui s'élève à environ 20 %, passant d'environ 100 à 120 TWh. Le Graphique 25 montre que la majeure partie de cette hausse des prises de positions du deuxième trimestre 2022 correspond aux acteurs centraux de l'énergie, qui sont des acteurs avant tout physiques. Par

ailleurs, l'*open interest* sur les échéances d'un à deux mois reste relativement constant. Ainsi, les acteurs ont pris au deuxième trimestre de 2022 d'importantes positions sur les contrats livrés sur l'été et l'hiver à venir.

Graphique 25 : Evolution des positions ouvertes totales des acteurs sur 2021 et 2022 sur les contrats à terme (par classe et nationalité d'acteur)



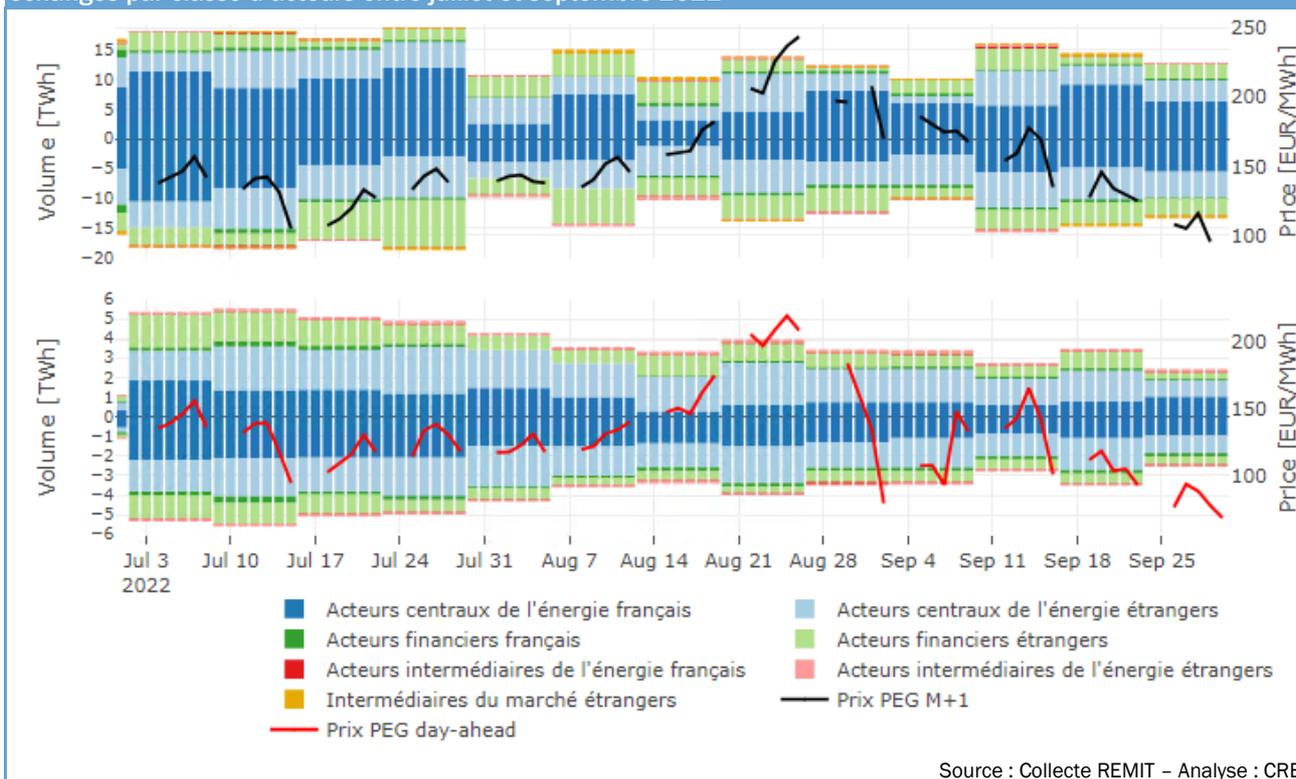
Graphique 26 : Evolution des positions ouvertes des acteurs sur 2021 et 2022 sur les contrats à terme (par maturité)



Les cotations des prix des contrats PEG *front-month* et PEG *day-ahead* ont atteint leurs valeurs les plus importantes respectivement les 26 et 29 août 2022, atteignant 244 et 227,5 €/MWh. Les transactions des acteurs ont été analysées autour de ces pics de prix historiques, sans que l'on constate de rupture particulière dans la répartition des échanges par typologie d'acteurs.

Le Graphique 27 montre l'évolution des positions ouvertes des acteurs sur les contrats à terme et des volumes *spot* (*day-ahead* + *within-day*) échangés de juillet à septembre 2022. Une certaine stabilité de l'« *open interest* » pour chaque classe d'acteurs est observée sur toute la période. Concernant les contrats de court-terme, la répartition des acteurs reste en ligne avec celle des semaines précédentes, à l'exception d'une baisse parmi les volumes d'achat de la part des acteurs centraux de l'énergie français compensée par une hausse de leurs homologues étrangers.

Graphique 27 : Evolution des positions ouvertes des acteurs et somme des volumes *spot* hebdomadaires échangés par classe d'acteurs entre juillet et septembre 2022



4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2022

L'année 2022 a été marquée par une crise d'approvisionnement du gaz en Europe et en France d'une ampleur historique. La hausse des prix amorcée en 2021 s'est poursuivie et fortement amplifiée en 2022, notamment alimentée par la baisse progressive et l'arrêt quasi-total des approvisionnements en gaz russe par gazoducs après le déclenchement de la guerre en Ukraine par la Russie.

La très forte hausse des prix de gros du gaz a entraîné un afflux exceptionnel de GNL en Europe, notamment en France qui a été le premier importateur du continent. Cette reconfiguration a conduit à un renversement historique des flux en Europe, orientés désormais de l'ouest vers l'est. Dans ce contexte, le marché intérieur européen a constitué un atout dans cette crise, permettant l'optimisation des flux.

La zone de marché française TRF, avec quatre terminaux méthaniers, des stockages souterrains pleins en début d'hiver et un réseau de transport de gaz bien dimensionné et flexible, a joué un rôle majeur dans la reconfiguration des flux européens. Les infrastructures françaises, sollicitées aux limites de leurs capacités, ont ainsi permis de garantir la sécurité d'approvisionnement de la France, tout en contribuant à celle de l'Europe.

Le marché de gros du gaz a fonctionné sans discontinuité et a généré les signaux de prix nécessaires au rétablissement de l'équilibre entre l'offre et la demande. Ceci a permis d'une part de favoriser en continu l'acheminement du gaz là où il était le plus nécessaire, d'autre part d'atteindre l'objectif européen d'une baisse de la consommation de gaz de 15 %.

La CRE a mené une surveillance renforcée du marché du gaz français en 2022. En particulier, toutes les occurrences propices à des opérations d'initiés sur le PEG ont été analysées et plusieurs acteurs ont été interrogés. En outre, les nominations des acteurs en lien avec le mécanisme de spread localisé sur le réseau de transport de gaz ont fait l'objet d'analyses spécifiques. A ce stade, aucun soupçon probant d'abus de marché au sens du REMIT sur le marché de gros français du gaz n'a été identifié en lien avec la crise. La CRE continue cependant ses analyses.

Enfin, cette crise majeure a mis en avant l'importance critique du remplissage des stockages de gaz, la nécessité d'une diversification des sources d'approvisionnement en gaz et le rôle majeur des infrastructures. Sur ces plans, la France est apparue mieux préparée que certains de ses voisins.

SECTION 4

LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE

1. ÉVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2022

1.1 Équilibre du système électrique français : la France a été importatrice nette d'électricité en 2022

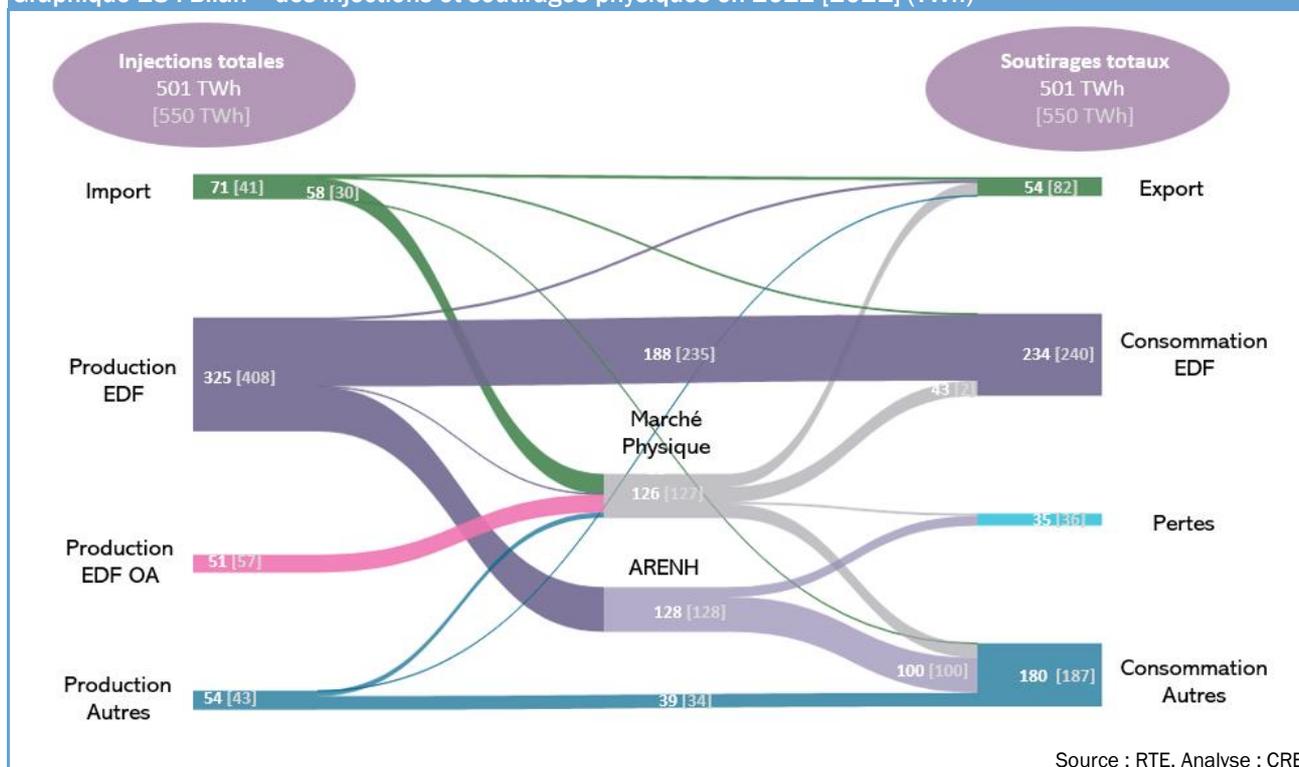
L'équilibre sur les marchés français de gros de l'électricité en 2022 est lourdement affecté par trois événements indépendants : la hausse des prix des commodities en lien avec la chute de l'approvisionnement européen en gaz russe par gazoducs, la baisse de la disponibilité du parc nucléaire en raison de la découverte fin 2021 de corrosions sur des tuyauteries critiques pour la sûreté des centrales nucléaires et une sécheresse exceptionnelle du fait d'un déficit pluviométrique record qui a fortement réduit la production hydraulique en France.

L'année 2022 a donc été marquée par une baisse inédite de la production nucléaire et hydraulique, partiellement compensée par une baisse de la consommation en lien avec les prix élevés, les efforts de sobriété et le climat doux, faisant baisser significativement la quantité d'énergie injectée et consommée sur le réseau français.

Le Graphique 28 présente une vision simplifiée des principaux flux physiques pour l'année 2022 sur le système électrique français. La CRE publie pour la première fois les flux physiques sous ce format. Ce schéma intègre plusieurs hypothèses qu'il convient de préciser pour sa parfaite compréhension :

- le bilan intègre uniquement les flux physiques à travers les responsables d'équilibre et non les flux financiers ;
- le marché physique regroupe le marché journalier et intrajournalier opérés par EPEX SPOT et Nord Pool, ainsi que les programmes d'échange de bloc entre responsables d'équilibre, reflétant les échanges OTC à terme à livraison physique ;
- seul le principal guichet ARENH est représenté (100 TWh), l'ARENH supplémentaire (20 TWh), qui implique une revente par les fournisseurs de l'énergie à EDF, n'occasionne pas d'échange physique entre EDF et les fournisseurs, mais seulement un transfert financier ;
- le lien entre chaque affectation du bilan est réalisé au prorata de l'approvisionnement de chaque responsable d'équilibre.

Graphique 28 : Bilan⁵² des injections et soutirages physiques en 2022 [2021] (TWh)



Les injections sur le réseau ont ainsi subi une baisse de 9 % entre 2021 et 2022, en passant de 560 TWh à 510 TWh. Cette baisse s'explique très largement par la baisse de la production du nucléaire (-82 TWh) et de la baisse de la consommation finale (-19 TWh hors pertes et pompage).

⁵² L'illustration graphique est légèrement différente du bilan physique total des injections et des soutirages (501 TWh contre 510 TWh). La différence s'explique principalement par la compensation sur le graphique des flux du pompage et du turbinage des STEP.

Les souscriptions ARENH⁵³ pour livraison en 2022 restent stables à 128 TWh (dont 28 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux) du fait de l'atteinte du plafond de 100 TWh pour les fournisseurs de clients finals.

Dans un contexte de flambée des prix de gros de l'électricité, le gouvernement a annoncé en janvier 2022 la mise à disposition des fournisseurs d'électricité de 20 TWh supplémentaires d'ARENH pour l'année 2022, applicable à partir du 1^{er} avril 2022. Le mécanisme prévoit que les fournisseurs bénéficiant des quantités d'ARENH additionnelles s'engagent à revendre à EDF une quantité d'énergie équivalente à celle de leur ARENH additionnel, à un prix défini par décret.

La production totale d'électricité en France, toutes filières confondues, se situe très en dessous des valeurs historiques pour s'établir à 445 TWh⁵⁴ (- 10 % par rapport à 2020 et -15 % par rapport à 2021). La baisse de la production par rapport à 2021 est forte pour le parc nucléaire (- 81 TWh) mais également pour l'hydraulique (-12 TWh).

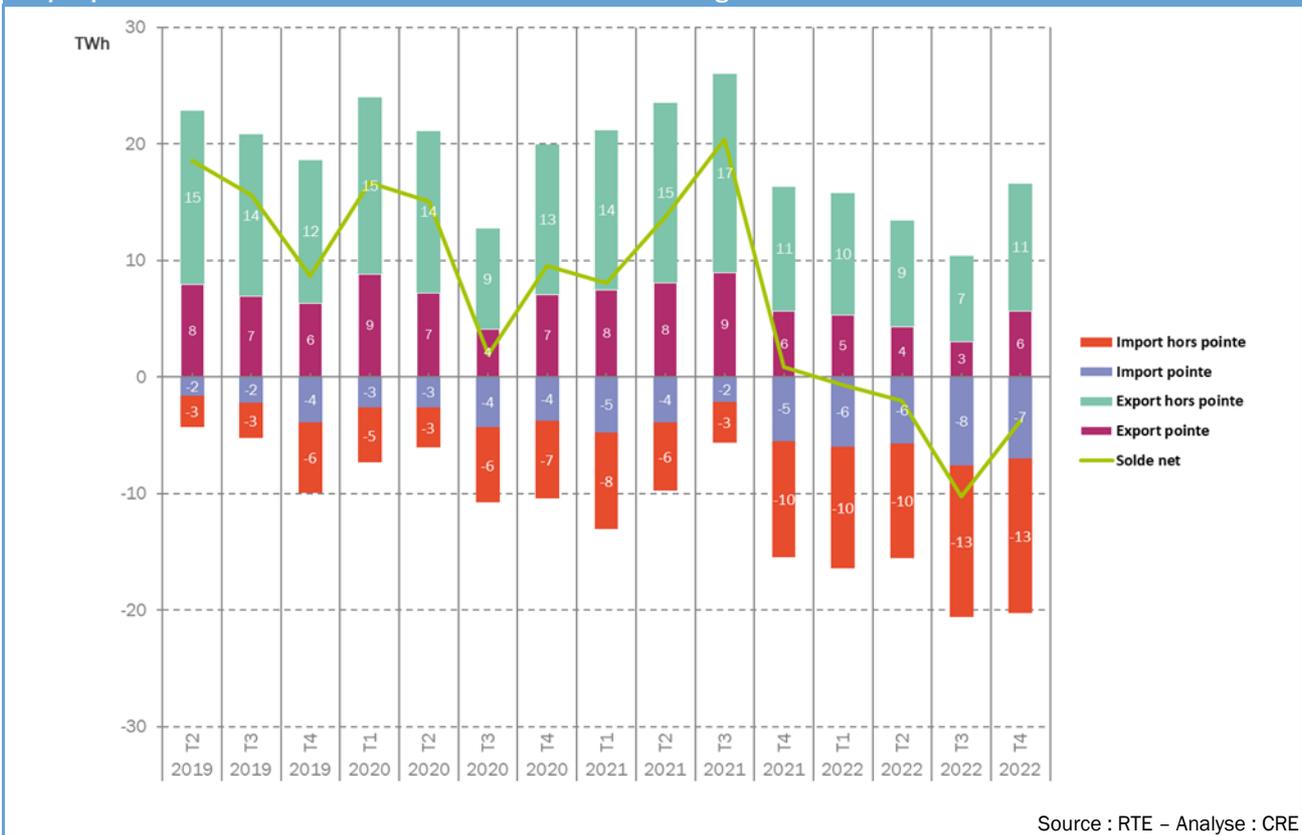
Tableau 4 Evolution du solde commercial exportateur de la France

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Solde commercial exportateur France (TWh)	47	25	30	56	44	47	65	62	39	38	60	56	43	43	- 16

Source : RTE

La France observe de manière exceptionnelle un solde commercial des échanges aux frontières importateur en 2022 de 16 TWh, par différence à un solde exportateur en 2020 (43,2 TWh) et 2021 (43,1 TWh).

Graphique 29 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières



Source : RTE – Analyse : CRE

1.2 Une consommation électrique en net recul en 2022

L'année 2022 a été marquée par un net recul de la consommation électrique française par rapport à l'année 2021. La consommation en 2022 s'est établie à 453 TWh, soit une baisse de 4 % par rapport à 2021 (472 TWh) (Graphique 30). Cette baisse de la consommation s'observe nettement à partir du mois d'octobre 2022 jusqu'à la fin de l'hiver.

⁵³ L'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) est un dispositif entré en vigueur le 1^{er} juillet 2010 contraignant EDF à vendre à des fournisseurs alternatifs une partie de son électricité nucléaire à des prix régulés de 42 €/MWh en 2021.

⁵⁴ Bilan électrique 2022, RTE



Cette baisse est la conjonction de deux effets qui s'additionnent : le climat très doux observé en 2022 (cf. Section 2, §4) d'une part, la réaction de la demande aux prix à terme très élevés observés pour l'hiver 2022-2023 (4^{ème} trimestre 2022 et 1^{er} trimestre 2023).

La consommation corrigée du climat⁵⁵ en France en 2022 est en diminution par rapport à l'année 2021, s'établissant à environ 459 TWh⁵⁶ (467 TWh en 2021), soit une baisse de 1,7 %. La consommation corrigée en 2022 est même en recul par rapport à 2020, année fortement touchée par les mesures sanitaires et la baisse de l'activité économique.

Cette baisse de la consommation corrigée en 2022, peut s'expliquer par l'effet des prix très élevés sur les entreprises et les collectivités, ainsi que la sensibilisation faite par les pouvoirs publics pour les consommateurs non exposés à la hausse des prix, encourageant les efforts de sobriété énergétique.

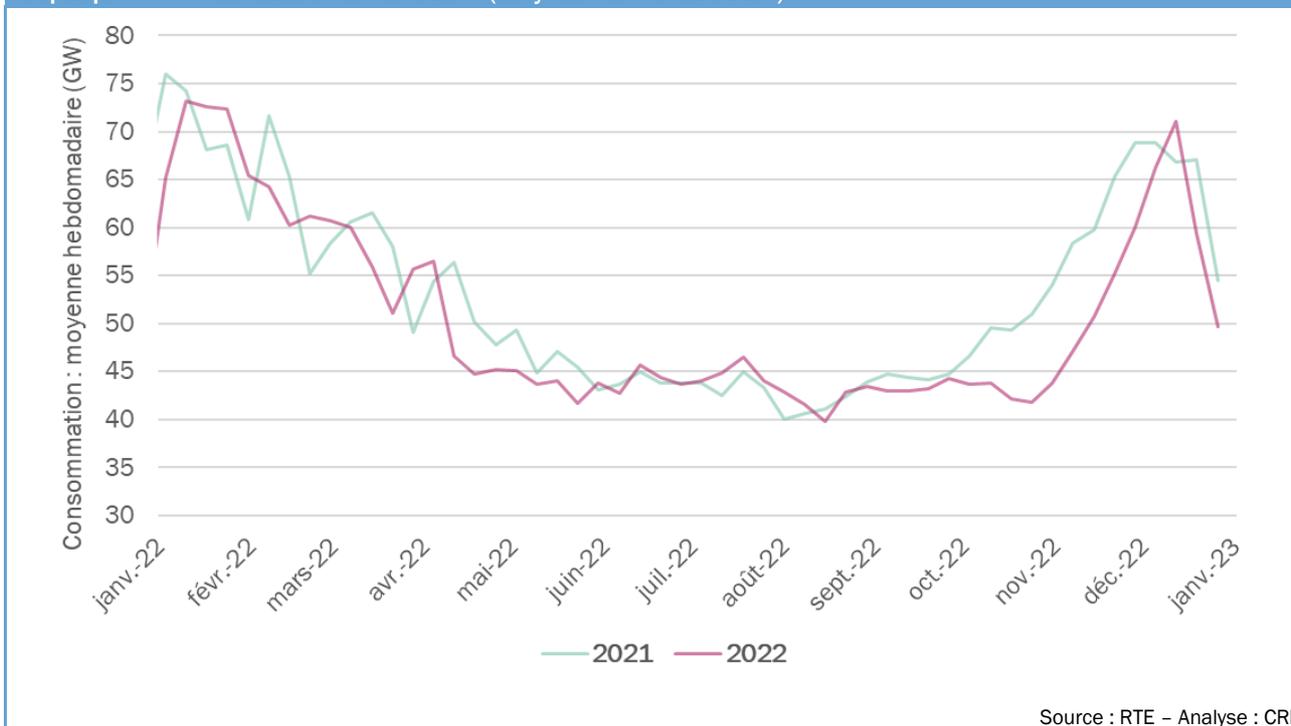
En particulier, RTE a publié à partir d'octobre 2022 la consommation hebdomadaire d'électricité⁵⁷, avec une comparaison avec les années précédentes sur la base de données corrigées du climat. Les données publiées par RTE montrent que toutes les catégories de consommateurs ont réduit leur demande, du marché de masse aux industriels. La baisse de la consommation d'électricité par rapport aux années précédentes a été comprise selon les mois concernés et à climat constant entre 5 % et 9 %, contribuant fortement à détendre le marché au moment des pointes de froid.

Tableau 5 Evolution de la consommation hebdomadaire d'électricité en fin 2022

Période	Septembre 2022	Octobre 2022	Novembre 2022	Décembre 2022
Consommation corrigée moyenne	44 GW	45 GW	53 GW	63 GW
Ecart à la moyenne historique pré-COVID (2014-2019)	-5 %	-8 %	-8,5 %	-9 %

Source : RTE

Graphique 30 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)



Source : RTE – Analyse : CRE

⁵⁵ Pour faciliter la comparaison structurelle d'une année sur l'autre RTE corrige la consommation en tenant compte des aléas climatiques et des effets calendaires. En effet, en France, la consommation d'électricité est fortement dépendante des températures. L'électricité étant à la fois consommée pour se chauffer en hiver (la France étant notamment équipée d'un important parc de chauffages électriques) et pour la climatisation en été (mais dont l'effet est plus marginal). De plus, les années ne comptant pas le même nombre de jours d'une année sur l'autre (ex. années bissextiles), une correction est appliquée pour comparer les années sur la base de 365 jours.

⁵⁶ Voir bilan électrique RTE 2022 : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-synthese>

⁵⁷ Voir site de RTE : <https://www.rte-france.com/synthese-hebdomadaire-consommation-electrique-francaise>



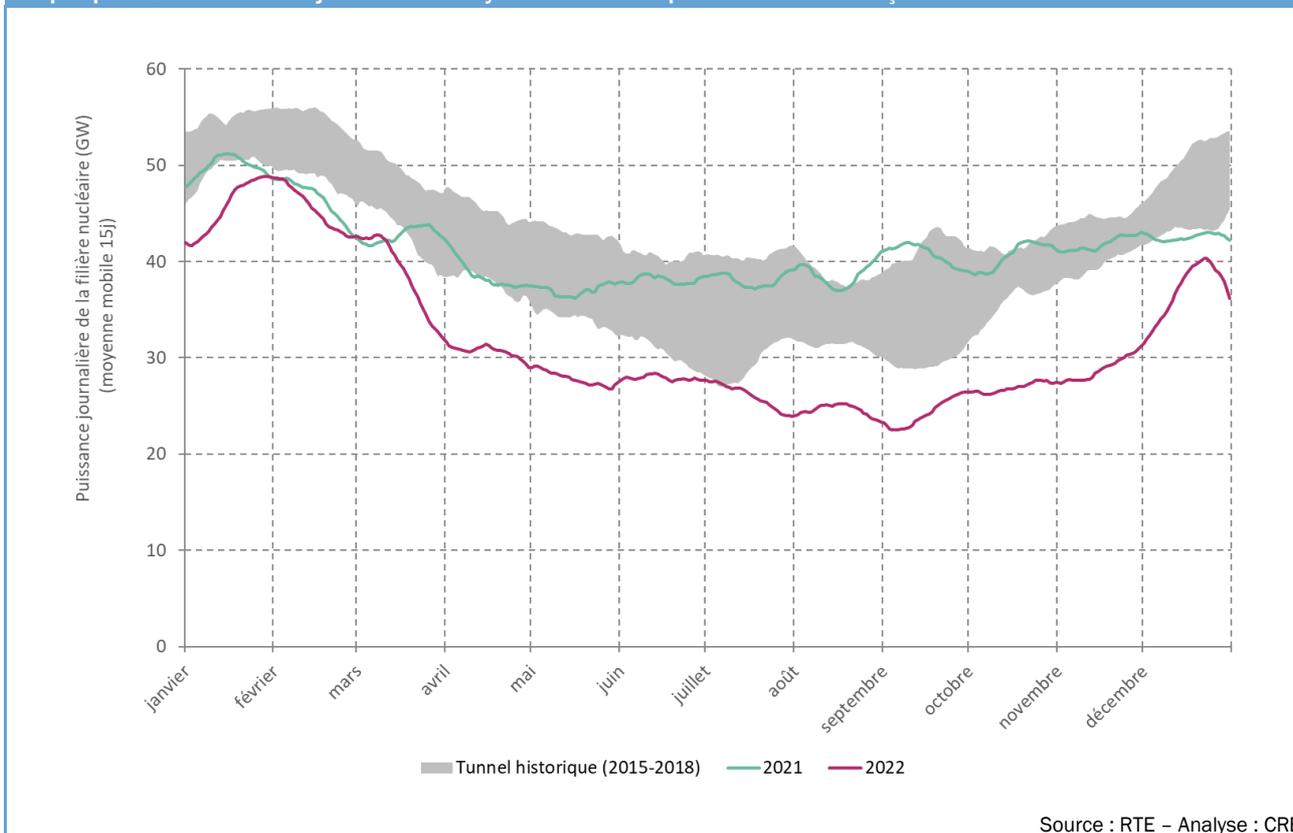
1.3 La découverte de la corrosion sous contrainte alors que le programme de maintenance était déjà sous tension porte la production nucléaire à des minima historiques en 2022

1.3.1 La production effective d'électricité par le parc nucléaire est la plus faible depuis la fin de la construction des réacteurs actuels

La découverte du phénomène de la corrosion sous contrainte et de son caractère générique a affecté en 2022 la disponibilité du parc nucléaire français d'une manière exceptionnelle et imprédictible. L'ensemble des contrôles et réparations pour traiter ce problème s'est ajouté à un programme de maintenance déjà sous tension en raison de la répercussion de la crise sanitaire de 2020, des arrêts programmés pour des besoins de rechargement de combustible (Section 4, §1.4), et des travaux de maintenance et d'améliorations qui ont généralement lieu lors des visites décennales (RTE prévoyait une situation compliquée en 2022 dès le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité 2019⁵⁸).

Cette combinaison de facteurs a réduit la disponibilité du parc nucléaire français à un niveau encore jamais observé depuis la fin des années 90. EDF a placé de nombreux arrêts en été afin de maximiser la disponibilité du parc pendant la période hivernale. Ainsi, la disponibilité a atteint un creux pendant l'été et l'automne, avec un minima d'environ 22 GW fin août. A partir de septembre, la disponibilité du parc augmente tout en restant à un niveau très bas jusqu'à mi-novembre (32 GW le 15 novembre 2022) puis augmente rapidement pour atteindre 42 GW en décembre. Le retour effectif en fonctionnement des tranches a permis d'assurer pour partie le passage de l'hiver.

Graphique 31 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français

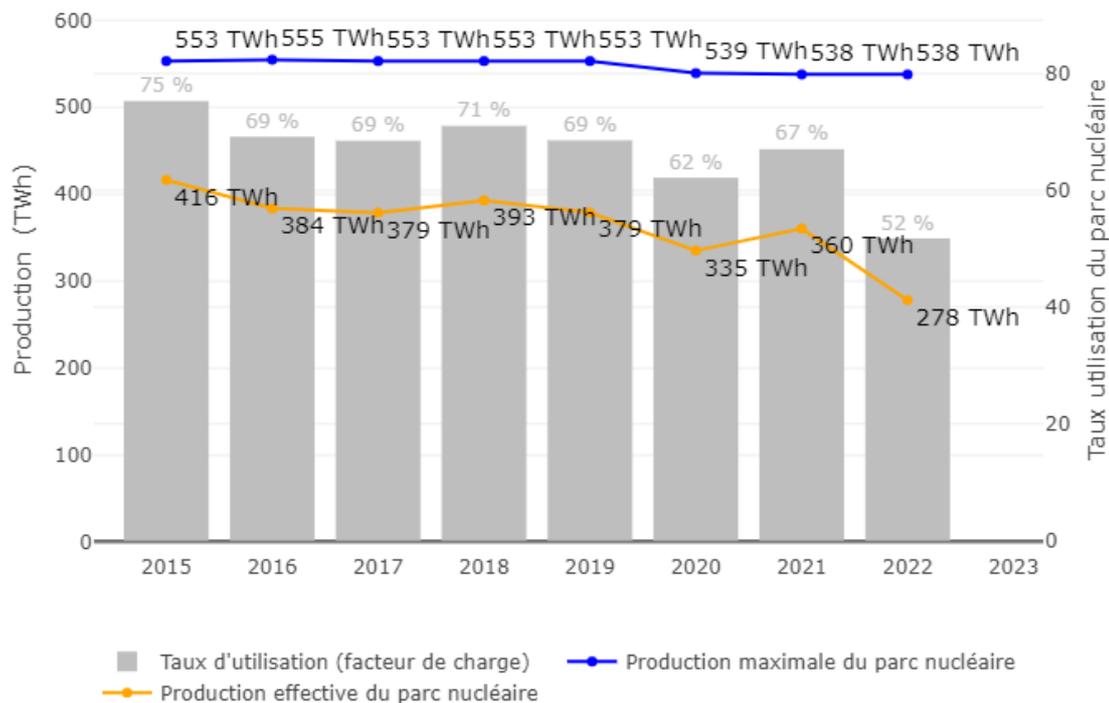


En raison de cette faible disponibilité, la production du parc nucléaire français est en forte baisse en 2022 par rapport aux années précédentes, avec un volume effectif de 279 TWh contre 360 TWh en 2021 et 379 TWh en 2019. L'année 2022 est également moins bonne en termes de production que l'année 2020 (335 TWh), qui avait particulièrement été affectée par la crise sanitaire.

Le taux d'utilisation du parc nucléaire est de 52 %, a niveau nettement inférieur à celui observé depuis quelques années (~ 70 %).

⁵⁸ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Bilan-previsionnel-2019-rapport.pdf>

Graphique 32 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.2 EDF a communiqué de manière spécifique sur le traitement de la corrosion sous contraintes

Le phénomène de corrosion découvert sur des tuyauteries critiques pour la sûreté des centrales nucléaires, nommé le phénomène de « corrosion sous contrainte », a fait l'objet de communications spécifiques de la part d'EDF, mais aussi de la part de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et de l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN). La CRE a été très attentive à la bonne publication des informations par EDF en application de ses obligations au titre du REMIT. Dans la mesure où ce phénomène a profondément perturbé le fonctionnement du marché de gros de l'électricité en 2022 et qu'il aura des conséquences de long terme sur les plannings d'arrêt du parc nucléaire français, la CRE souhaite rappeler quelques étapes clés d'évolution de la situation.

Au cours de l'arrêt décennal du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux, qui a débuté le 21 août 2021, EDF a procédé à un contrôle par ultrasons de plusieurs soudures du circuit d'injection de sécurité (RIS)⁵⁹. Le circuit d'injection de sécurité est un système de sauvegarde qui injecte de l'eau borée dans le circuit primaire principal du réacteur pour refroidir le cœur en cas de brèche sur le circuit primaire. L'objectif est ainsi de maintenir un niveau d'eau suffisant dans le cœur pour refroidir le combustible.

Les contrôles sur le réacteur n° 1 de Civaux ont révélé la présence de défauts à proximité des soudures de certains coudes de tuyauteries qui ont été qualifiées à l'issue des premières analyses de fissuration par corrosion sous contrainte. Des contrôles initiés sur les mêmes matériels du réacteur n° 2 de Civaux ont fait apparaître des défauts similaires.

Une anomalie générique relative aux réacteurs appartenant à la même famille de 1 450 MW ne pouvant être exclue, EDF a décidé le 15 décembre 2021 la prolongation des arrêts des deux réacteurs de Civaux et la mise à l'arrêt préventive le 16 et le 18 décembre 2021 des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B, qui sont de même type que ceux de Civaux, afin de procéder à des contrôles.

Le 14 janvier 2022, EDF a publié une note d'information⁶⁰ qui a été mise à jour à plusieurs reprises et présentait l'évolution de la situation en lien avec la corrosion sous contrainte.

⁵⁹ https://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20211216_NI-Detection-fissures-tuyauteries-RIS-reacteurs-1-2-Civaux.aspx#.YhynUejMJPY

⁶⁰ https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-11/EDF_CSC_Mise%20a%20jour%20Note%20Info%20du%203novembre2022_0.pdf

Les principales communications d'EDF sur la corrosion sous contrainte sont résumées ci-après :

- Le 14 janvier 2022, à l'occasion de la troisième visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale de Penly (1300 MW), une anomalie a été identifiée à proximité d'une soudure, sur une portion de tuyauterie de l'une des quatre lignes que compte le système d'injection de sécurité.
- Le 8 février 2022, l'analyse des résultats d'examen non destructifs réalisés lors des dernières visites décennales des 56 réacteurs du parc nucléaire et les résultats des dernières expertises en laboratoire, ont conduit EDF à établir la liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris avec des moyens optimisés et en prenant en compte du retour d'expérience de Civaux et Penly :
 - dans les 3 mois, lors de leurs arrêts programmés : Bugey 3, Flamanville 1 et Flamanville 2 - dans les 3 mois, lors d'un arrêt spécifique : Chinon 3, Cattenom 3 et Bugey 4.
- Le 14 avril 2022, EDF indique qu'il poursuit son plan de contrôles et d'expertises sur les réacteurs priorisés. Des indications de corrosion sous contrainte ont été détectées lors de la réalisation des contrôles non destructifs par ultrasons sur des portions de tuyauterie des réacteurs de Chinon B3, Cattenom 3 et Flamanville 2.
- Le 19 mai 2022, EDF indique que douze réacteurs à l'arrêt sont concernés par les contrôles de corrosion sous contrainte (CSC).
 - L'analyse basée sur des expertises de circuits et la réalisation de calculs, simulations numériques et de tests menés dans le laboratoire d'expertises métallurgiques d'EDF (LIDEC) ont mis en évidence plusieurs éléments : la localisation du phénomène dans la zone affectée thermiquement par les soudures, l'influence a priori prépondérante de la géométrie des circuits, l'influence des procédés de soudage, l'existence d'une zone de compression dans le métal, qui limite l'évolution du phénomène de CSC à quelques millimètres.
 - Parallèlement, **EDF a réalisé et a présenté à l'ASN une première analyse de sûreté complétée de calculs, portant sur sa capacité à arrêter ses réacteurs en toute sûreté**, y compris en cas de perte de 2 des 4 lignes des circuits d'injection de sécurité.
 - La méthode de programmation des contrôles sur les autres réacteurs du parc, basée sur l'analyse des fiches de résultat des examens par ultrasons réalisés dans le cadre des visites décennales, **a permis à EDF de définir un calendrier pluriannuel de contrôle et réparation**.
- Le 27 juillet 2022, les contrôles, les expertises et les analyses réalisés depuis mai 2022 ont permis à **EDF de définir un périmètre des réacteurs les plus sensibles à l'apparition du phénomène de CSC**, d'identifier la zone spécifique à surveiller dans le cadre des programmes de maintenance et de poursuivre le programme de contrôles sur l'ensemble du parc :
 - des lignes peu ou très peu sensibles à l'apparition de la CSC sur les réacteurs de 900 MW (32 réacteurs) et les réacteurs de 1300 MW de type « P4 » (8 réacteurs)
 - des lignes du circuit RIS (circuit d'injection de sécurité) des réacteurs de 1300 MW de type « P4 » (12 réacteurs) et des circuits RIS et RRA (circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt) des réacteurs N4 (4 réacteurs) sensibles ou fortement sensibles au phénomène de CSC.

Le programme de contrôles à réaliser sur les réacteurs du parc nucléaire s'appuie donc sur une recherche prioritaire de la CSC sur les paliers N4 et P4.

- Le 26 juillet 2022, l'ASN a jugé la stratégie d'EDF « appropriée ».
- Le calendrier de réalisation de ces contrôles prend en compte la sensibilité des lignes des circuits auxiliaires à l'apparition de la CSC et s'inscrit dans le cadre des arrêts déjà programmés sur les années 2022 à 2025.
- Le 21 septembre 2022, EDF poursuit son programme de contrôles et de traitement de la CSC conformément à la stratégie présentée à l'ASN en juillet 2022. A date, 10 réacteurs à l'arrêt pour maintenance ont fait objet de réparations, liées aux expertises réalisées, qui ont nécessité le prélèvement de tronçons de tuyauteries et 5 réacteurs font l'objet de contrôles.
- Le 3 novembre 2022, EDF indique que sur les 10 chantiers lancés à l'été 2022, les travaux de réparation liés à la CSC sont terminés sur 6 réacteurs. Sur le réacteur de Chooz 1, la durée des opérations de réparation est prolongée du fait d'une extension du périmètre des travaux et de la réalisation de contrôles complémentaires.

En parallèle, dans le cadre du traitement du phénomène de CSC et conformément à la stratégie qu'elle a proposée, EDF a réalisé des contrôles sur les tuyauteries du système d'injection de sécurité du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Cattenom. L'ASN a examiné, avec l'appui de l'IRSN, les éléments transmis par

EDF visant à justifier le maintien en l'état de ces indications et le redémarrage du réacteur pour une durée de huit mois. L'ASN considère que, compte tenu des incertitudes sur les mesures de caractérisation des défauts ainsi que sur les hypothèses et les méthodes retenues dans les calculs mécaniques, la tenue des tuyauteries affectées par ces deux indications n'est pas acquise. Les soudures concernées devront donc être réparées avant un redémarrage du réacteur.

- **Le 16 décembre 2022, EDF a transmis un état des lieux de la situation générale après un an d'analyse.** Les réacteurs les plus récents sont bien les plus touchés par le phénomène : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1300-P'4. **Sur ces 16 réacteurs, 10 ont été traités en 2022** ou sont en cours de traitement à cette date.

Le programme industriel chargé en arrêts de nombreux réacteurs pour maintenance et contrôle, ainsi que la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte et les différents événements survenus courant 2022 les affectant ont amené EDF de revoir à quatre reprises en 2022 son objectif de production⁶¹ pour l'année 2022, et une fois son objectif de production pour 2023 :

- Le 13 janvier 2022⁶² : l'objectif 2022 est entre 300 et 330 TWh, contre 330 – 360 TWh annoncés précédemment ;
- Le 7 février 2022⁶³ : l'objectif 2022 est entre 295 et 315 TWh ; l'objectif 2023 de 340 – 370 TWh annoncés pour le moment sera ajusté dès que possible ;
- Le 11 février 2022⁶⁴ : l'objectif 2023 est entre 300 et 330 TWh ;
- Le 19 mai 2022⁶⁵ : l'objectif 2022 est entre 280 et 300 TWh ;
- Le 3 novembre 2022⁶⁶ : l'objectif 2022 est entre 275 et 285 TWh.

1.4 Les caractéristiques du parc nucléaire au sein du système électrique français amènent EDF à moduler sa production

La taille du parc nucléaire français oblige EDF à prévoir des modulations sur le parc lorsque la demande est trop faible, en amont de l'enchère journalière.

En fonction des échéances temporelles, EDF réalise deux types de modulation sur le parc nucléaire :

- modulation sur le long terme, décidée en avance notamment pour optimiser le planning pour rechargement de combustible ;
- modulation sur le court terme, décidée à proximité du temps réel, lorsque les prix de gros sont inférieurs au coût variable ou à la valeur d'usage de la centrale (faible consommation, production renouvelable importante, ou valeur d'usage particulièrement élevée).

1.4.1 Modulation sur le long terme

EDF a recours à des arrêts de tranches pour modulation sur plusieurs jours, voire des semaines pour certaines tranches. En effet, dans certaines situations des réacteurs disposent d'un stock de combustible contraint jusqu'au prochain arrêt pour rechargement ou pour maintenance. Le plus souvent, cette contrainte nécessite d'économiser du combustible pour être disponible, par exemple, pendant l'hiver, mais la situation inverse est aussi possible, et le réacteur doit alors impérativement produire de l'énergie pour épuiser son combustible jusqu'au niveau acceptable pour la prochaine maintenance. Ces contraintes apparaissent du fait de la flexibilité limitée du planning global

⁶¹ EDF publie des communiqués de presse présentant l'évolution de ses objectifs annuels de production nucléaire. Les objectifs de production nucléaire d'EDF correspondent à une vision en espérance intégrant les divers risques opérationnels pouvant affecter la disponibilité du parc. Ces objectifs portent des informations différentes à celles qui peuvent être déduites à travers des plannings d'arrêts publiés par EDF au titre de REMIT. En effet, ces plannings constituent une vision « à date » selon le calendrier d'avancement des travaux internes à EDF et n'intègrent pas, par exemple, les possibles retards sur les arrêts pour maintenance, les fortuits ou des effets de mouvements sociaux. Par ailleurs, ces plannings donnent une vision en puissance disponible qui peut naturellement diverger de la production effective, cette dernière étant dépendante de la conjoncture du marché et du besoin d'optimisation de gestion du parc (section 4, §1.4).

⁶² <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-actualise-son-estimation-de-production-nucleaire-en-france-pour-2022>

⁶³ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-ajuste-son-estimation-de-production-nucleaire-en-france-pour-2022>

⁶⁴ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-ajuste-son-estimation-de-production-nucleaire-en-france-pour-2023>

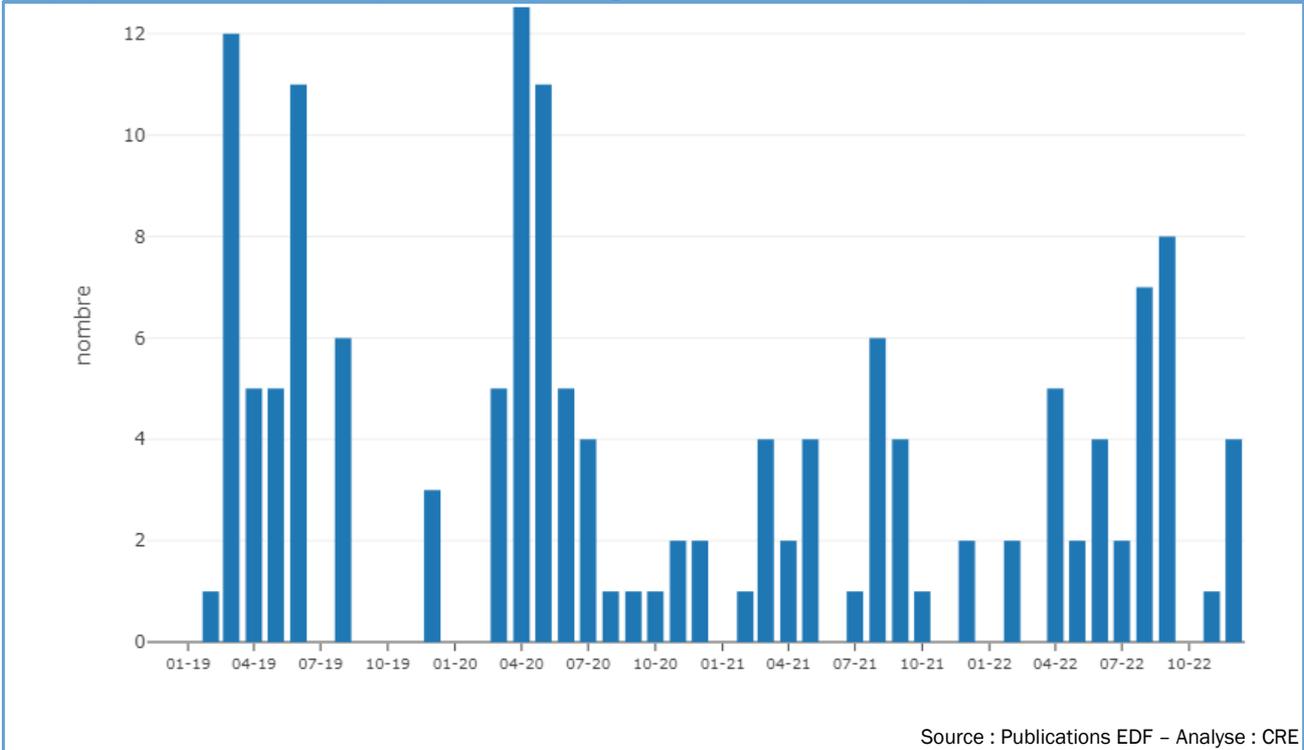
⁶⁵ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/point-actualite-nucleaire-du-18-mai-2022>

⁶⁶ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-ajuste-son-estimation-de-production-nucleaire-en-france-pour-2022-0>

de maintenance, qui dépend aussi de la disponibilité des équipes d'EDF et de ses partenaires industriels. Ainsi, EDF arrête les centrales pour modulation pendant une certaine durée en anticipation afin qu'elles ne soient pas sollicitées.

Ces arrêts pour modulation sur le long terme sont annoncés par EDF au marché par des chroniques d'indisponibilités publiées sur des plateformes REMIT. Le Graphique 33 illustre le nombre d'arrêts pour modulation long terme annoncés par EDF en fonction du mois de début de l'arrêt, à comparer avec le Graphique 34 qui montre les puissances concernées. Le Tableau 6 présente le nombre de tranches nucléaires concernées par an par la modulation, et montre le record atteint en 2020 ces dernières années.

Graphique 33 : Nombre d'arrêts pour modulation long terme de tranches nucléaires par mois de début d'arrêt



Graphique 34 : Puissance concernée par modulation long terme de tranches nucléaires par mois de début d'arrêt

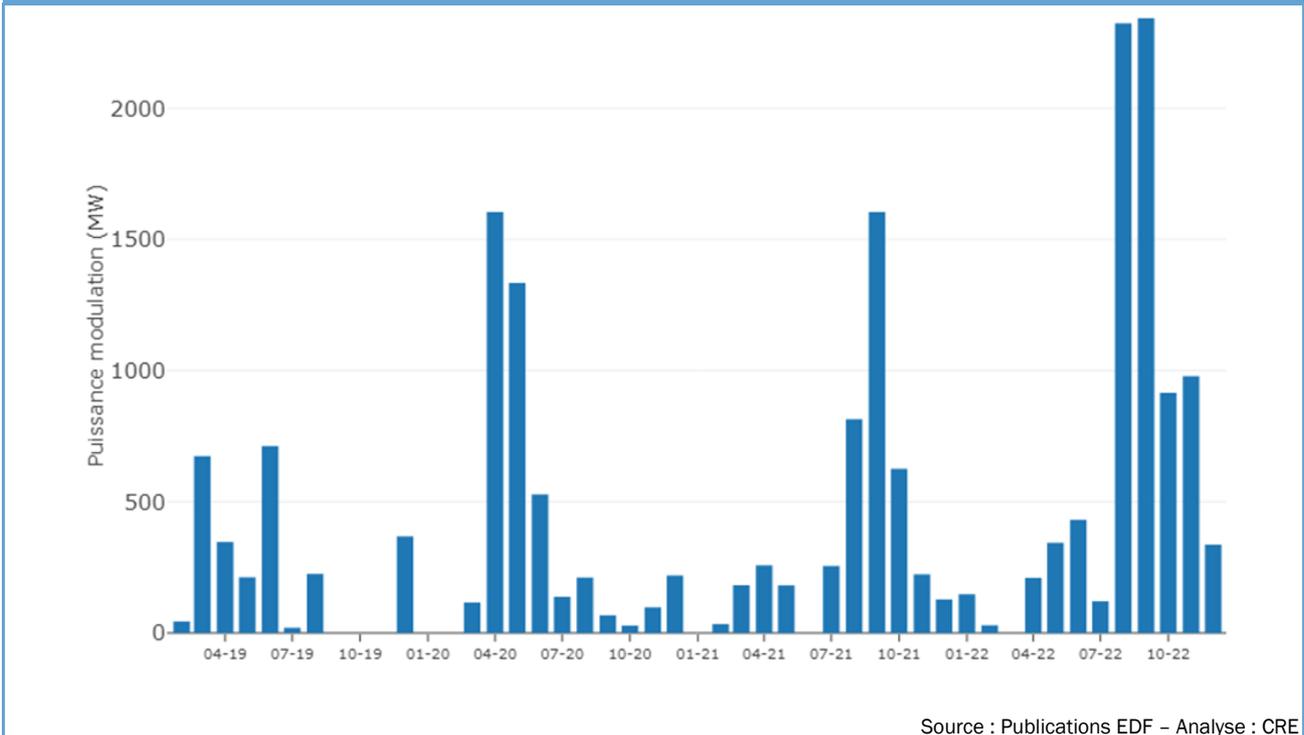


Tableau 6 Nombre de tranches différentes concernées par au moins un arrêt pour modulation long terme

	2019	2020	2021	2022
Nombre de tranches concernées	14	22	13	13

Source : Publications EDF

Comme la CRE l'avait décrit dans son rapport de surveillance des marchés de gros 2020, la crise sanitaire a eu un effet particulièrement fort sur les plannings d'arrêt des centrales et a poussé EDF à réaliser de nombreuses modulations long terme. Le Graphique 33 montre bien que l'année 2020 concentre le plus grand nombre de modulations long terme. L'année 2021 a vu une diminution de ces arrêts long terme qui restent assez logiquement circonscrits à l'été. En 2022, en lien avec les changements de planning liés à la corrosion sous contrainte, le nombre d'arrêt pour modulation repart à la hausse. EDF a également placé majoritairement ces arrêts en été.

Le mois d'août 2022 se démarque très clairement avec des arrêts de très longue durée qui ont débuté pour la tranche de Saint Laurent 2 et Dampierre 1, ce qui se manifeste par un pic de la puissance modulée.

En parallèle des chroniques d'indisponibilités, EDF publie des messages complémentaires en durée d'indisponibilité et décompte, au fur et à mesure, le nombre de semaines restantes en régime de modulation et annonce la fin de ces gestions particulières le cas échéant. Un exemple de ce type de message complémentaire est disponible ci-dessous.

Acteur de marché : EDF **Date de publication 2022-08-23T18:07:51+02:00**

Statut : Active

Date et heure de début 2022-08-23T18:07:00+02:00

Identifiant du message 6349-EDF-PROD-RTE-0000000_001

Code EIC de l'acteur de marché 17X100A100R00182

Message

Blayais 4 aura besoin d'économiser l'équivalent de 3 semaines de combustible par arrêts ou baisses de puissance imposées d'ici son prochain arrêt pour rechargement.

1.4.2 Modulation sur le court terme

EDF peut être amenée à réduire pendant quelques heures voire quelques jours la production de ses centrales si les conditions économiques le justifient. Cela peut être le cas lorsque les prix de gros sont particulièrement bas et inférieurs aux coûts variables du nucléaire (forte production de renouvelables ou faible demande comme par exemple en avril 2020), mais aussi lorsque les valeurs d'usage sont particulièrement élevées, dans le cas d'une tranche contrainte par son stock de combustible ou lorsque des périodes de grande tension sont anticipées dans le futur, se manifestant par des prix à terme très élevés, ce qui justifie de préserver le stock de combustible. Pour ce type de modulation, la décision d'arrêter une tranche est prise à très court terme, et le délai de décision avant le début des arrêts pour modulation est donc très majoritairement inférieur à 24h.

En effet, les centrales nucléaires, notamment lorsqu'elles fonctionnent en stock limité avant le prochain rechargement, peuvent être gérées, en « valeur d'usage » au même titre que les barrages hydroélectriques. Les valeurs d'usage reflètent la nécessité d'économiser du combustible jusqu'au prochain rechargement pour en garder pour les heures les plus tendues en ce qui concerne l'équilibre offre/demande.

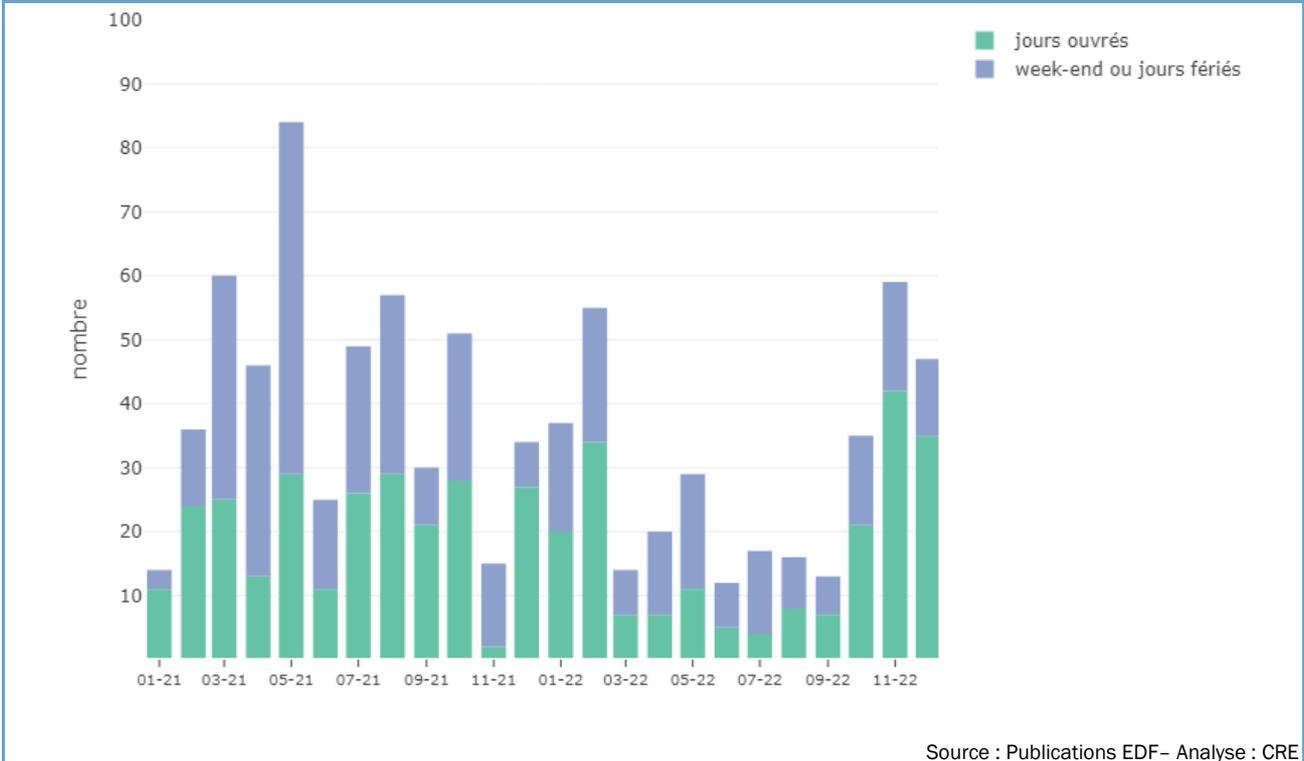
Pour la grande majorité des tranches nucléaires, le coût marginal proposé sur le marché reflète principalement le coût du combustible nucléaire, qui est faible. Cependant, pour la partie du parc nucléaire gérée en valeur d'usage, les coûts marginaux utilisés dans l'optimisation du parc d'EDF et pour élaborer les offres sur le marché ne sont pas reliés aux coûts de combustible, mais dépendent des anticipations de prix sur les périodes les plus tendues à venir. De la même manière que pour les barrages hydroélectriques, cette gestion a pour effet, toute choses égales par ailleurs, de modifier la présence économique et de faire monter les prix *spot* à court terme, reflétant la valeur de l'économie d'électricité à court terme permettant de garder du productible pour les périodes ultérieures plus tendues. Ainsi, certaines centrales nucléaires peuvent être par moments plus onéreuses que des centrales gaz afin de garder le combustible pour des heures qui seront encore plus chères dans le futur, voire qui présenteront un risque de défaillance.

Lorsque la modulation est décidée à la suite de l'enchère journalière (tranche « hors de la monnaie »), l'arrêt ou la baisse de puissance pour modulation ne fait pas forcément l'objet d'une publication spécifique, mais peut faire l'objet d'une publication générale indiquant la gestion en stock contraint sur une période donnée.

Le Graphique 35 affiche le nombre de modulations courte durée réalisées par mois en s'appuyant sur les publications REMIT et en faisant l'hypothèse qu'EDF procède à une modulation lorsque la tranche est opérationnelle à

100 %, mais produit moins de 50 % de sa capacité nominale. Ce critère est normatif et nécessiterait une étude plus approfondie pour une analyse au cas par cas.

Graphique 35 : Nombre de modulations courte durée réalisées par mois. Un réacteur modulant sur au moins une heure, sur une journée, compte comme une modulation.



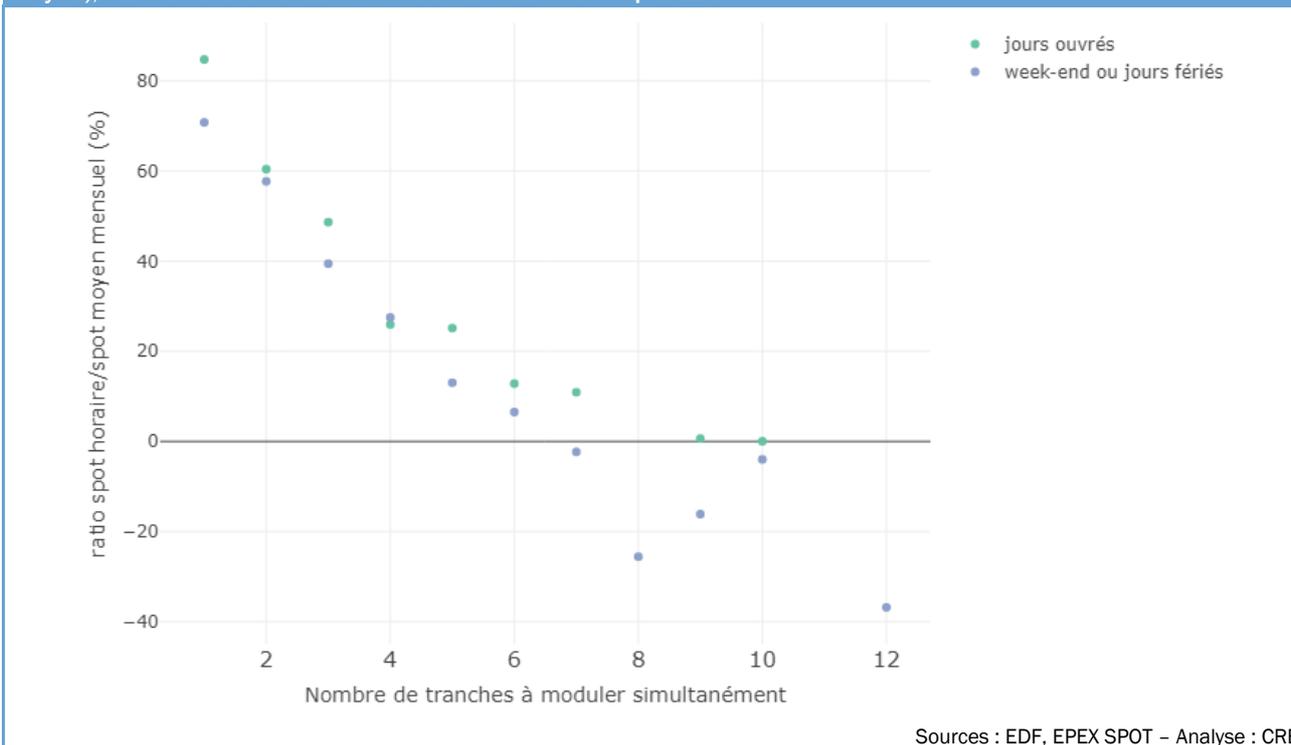
Malgré des prix de marché *spot* très élevés, on constate en 2022 de nombreuses occurrences de modulation à la baisse de centrales nucléaires, ce qui signifie que leur coût d'opportunité (valeur d'usage) est encore plus élevé que les prix du marché *spot*. Cela est directement lié aux prix à terme très élevés de l'hiver 2022-2023.

Il y a cependant eu moins de modulations de court terme en 2022 (354, soit 1,6 TWh) qu'en 2021 (501 soit 2,1 TWh). Cette observation peut s'expliquer par le fait qu'EDF a privilégié en 2022 les arrêts de long terme à la modulation de court terme, et surtout par le fait que la disponibilité du parc était dans l'absolu déjà très faible. En effet, il n'est possible de moduler à la baisse qu'un réacteur effectivement disponible.

Sous réserve des hypothèses prises, le Graphique 35 fait apparaître que près de la moitié des modulations courte durée sur la période 2021-2022 (47%) ont été concentrées par EDF sur les week-ends et jours fériés, ce qui est cohérent avec la consommation et les prix *spot* généralement plus bas durant ces périodes. Les mois de novembre et décembre 2022 accumulent également un nombre élevé de modulations court terme. Cela s'explique, pour novembre, par une chute importante des prix *spot* malgré un maintien de la tension sur le premier trimestre 2023, et pour décembre, par une période caractérisée par des congés de fin d'année qui s'accompagne d'une baisse de consommation importante en France.

Le Graphique 36 présente en ordonnée le ratio entre les prix *spot* sur les heures où EDF a modulé à la baisse le parc nucléaire en 2021 et 2022 par rapport à la moyenne des prix *spot* horaires mensuels sur le mois concerné, et en abscisse le nombre d'épisodes de modulation sur le mois. Il apparaît une corrélation très claire entre les épisodes de prix bas et la hausse du nombre de modulations, ce qui signifie que les modulations sont placées majoritairement pendant les périodes des prix bas.

Graphique 36 : Moyenne des ratios (prix spot horaire sur les heures avec modulation) / (prix spot mensuel moyen), en fonction du nombre de tranches modulées par EDF



1.4.3 Surveillance de la bonne optimisation du parc nucléaire

La surveillance de la bonne optimisation du parc nucléaire au profit du système électrique français nécessite une analyse critique sur plusieurs paramètres interdépendants, notamment :

- les valeurs d'usage calculées par EDF ;
- le placement des maintenances ;
- le mode de gestion du combustible choisi par EDF.

Le contrôle des valeurs d'usage par la CRE

La CRE reçoit mensuellement les coûts variables de l'ensemble du parc de production français tels qu'utilisés par les producteurs pour leur optimisation, dont les valeurs d'usage du parc nucléaire.

Sur la base des valeurs d'usage déclarées par les producteurs, les services de surveillance de la CRE sont en mesure de détecter les comportements de type « rétention de capacité » en vérifiant que seuls les groupes indisponibles ou dont la valeur d'usage est supérieure au prix de gros sont mis à l'arrêt par les producteurs.

Les contrôles menés par la CRE n'ont jamais fait apparaître de valeurs d'usage aberrantes au vu des prix à terme et des contraintes de combustibles annoncées par EDF pour les tranches concernées.

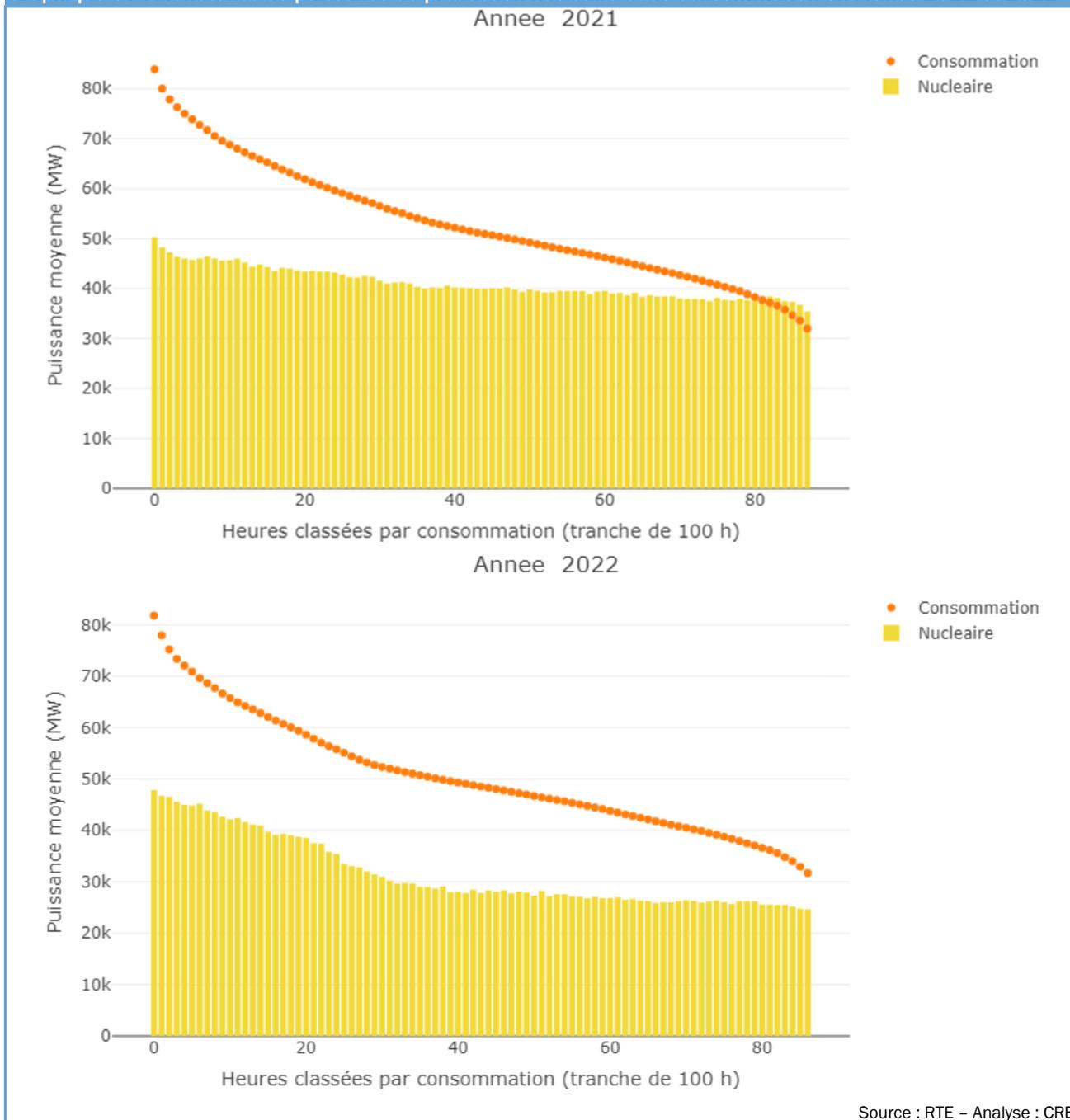
Le placement des maintenances

Le placement des maintenances est calculé par EDF en fonction d'un nombre important de paramètres : contraintes de gestion du combustible, d'organisation opérationnelle des équipes et des prestataires en charge des maintenances, contraintes environnementales et de sûreté, etc.

Des analyses à caractère général peuvent être réalisées pour en évaluer la cohérence. Le Graphique 37 présente la production moyenne du parc nucléaire français en fonction de la consommation en France en 2021 et 2022.

Chaque barre représente la puissance de production effective du parc nucléaire sur un ensemble de 100 h de consommation similaire sur l'année. Les heures avec les consommations les plus élevées sont classées à gauche du schéma et les consommations sont décroissantes en allant de gauche à droite. Ce graphique montre que le nucléaire produit généralement le plus sur les périodes où la consommation est la plus élevée.

Graphique 37 : Monotones de puissance de production nucléaire et de consommation en France 2021 et 2022



Le mode de gestion du combustible choisi par EDF

Le placement des maintenances et notamment des arrêts pour rechargement du combustible dépend également de choix structurants concernant le mode d'exploitation des réacteurs, la disponibilité de l'outil industriel d'intervention et le cycle du combustible dans son ensemble. Ces sujets dépassent le périmètre de compétence de la CRE, qui n'est donc pas en mesure de les apprécier.

En conclusion, les analyses effectuées par la CRE sur le sujet des modulations des centrales nucléaires, dans le cadre de ses compétences, ne font ressortir aucune sous-optimisation du parc. Au contraire, les modulations ont vocation à contribuer à maximiser la disponibilité du parc nucléaire aux moments de plus forte consommation, dans l'intérêt du système électrique français et notamment pour l'hiver 2022-2023.

1.5 Evolution des capacités installées : 2022 a été une année de forte croissance pour les filières renouvelables

En 2022, le parc solaire français a augmenté de +2,7 GW, soit une hausse de 20 %, identique à la hausse de 2021. Le taux de développement demeure pour une seconde année consécutive au-dessus de la moyenne historique, à +14,7 %/an.

Le parc éolien enregistre 2,4 GW supplémentaires en 2022 (+13 % par rapport à 2021), alors que la hausse était 2,2 GW entre 2020 et 2021. Le développement du parc éolien se décompose entre 1,9 GW d'éolien terrestre et 500 MW d'éolien en mer avec le parc de Saint-Nazaire.

La hausse totale des parcs solaire et éolien est de 5,1 GW en 2022, contre 4,9 GW en 2021. A fin 2022, le parc solaire représente 15,8 GW, le parc éolien 21,2 GW.

Tableau 7 Evolution de la capacité installée des parcs éolien et solaire

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TCAM ⁶⁷ 2014/2022
Eolien (GW)	9,3	10,3	11,8	13,5	15,1	16,5	17,6	18,8	21,2	+ 10,8 %
Solaire (GW)	5,3	6,2	6,8	7,7	8,5	9,6	10,4	13,1	15,8	+ 14,7 %

Source : RTE

Tableau 8 Evolution de la production des parcs éolien et solaire

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TCAM 2014/2022
Eolien (TWh)	17	21,1	20,9	24,1	28,1	33,8	39,7	36	38	+ 11,1 %
Solaire (TWh)	5,8	7,2	8,2	9	10,5	12,1	12,4	13,9	18,4	+ 15,8 %

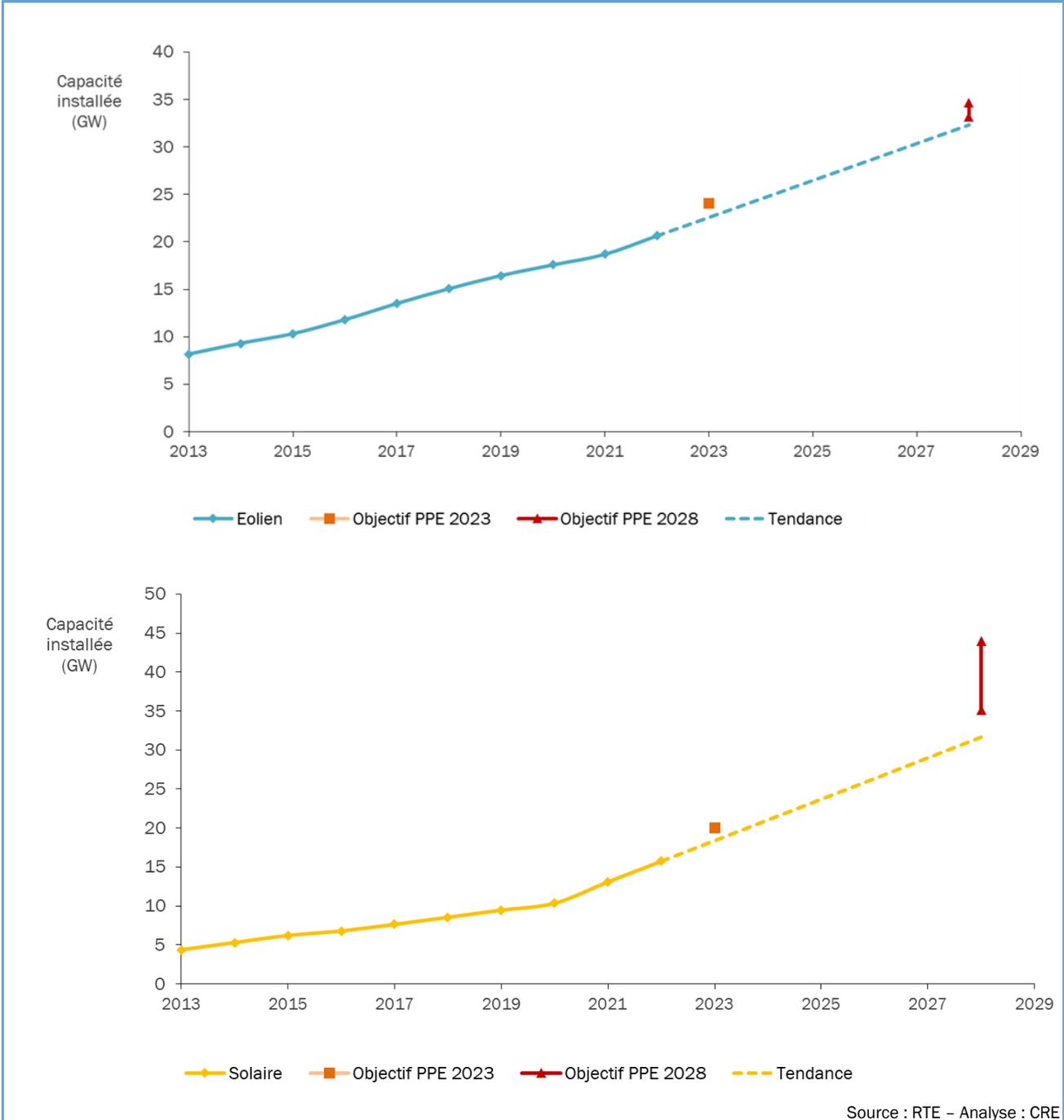
Source : RTE

Le rythme de croissance des parcs solaire et éolien reste insuffisant pour atteindre les objectifs nationaux (Graphique 38). La programmation pluriannuelle de l'énergie en France (PPE)⁶⁸ fixe un objectif de 24,1 GW en éolien terrestre d'ici 2023 et 33,2 - 34,7 GW pour 2028. Ces objectifs pour le solaire sont respectivement de 20,1 GW en 2023 et 35,1 - 44,0 GW.

⁶⁷ Taux de croissance annuels moyens.

⁶⁸ Programmations pluriannuelles de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

Graphique 38 : Comparaison du développement des parcs solaire et éolien terrestre au regard des objectifs de la PPE



La capacité installée des moyens thermiques à flamme reste identique (19 GW) et intègre la centrale de Landivisiau qui s’est connectée au réseau en novembre 2021 mais est entrée en service officiellement en avril 2022.

Au regard de la crise du parc nucléaire, la fermeture de la centrale à charbon Emile-Huchet en Moselle prévue en 2022 a été repoussée.

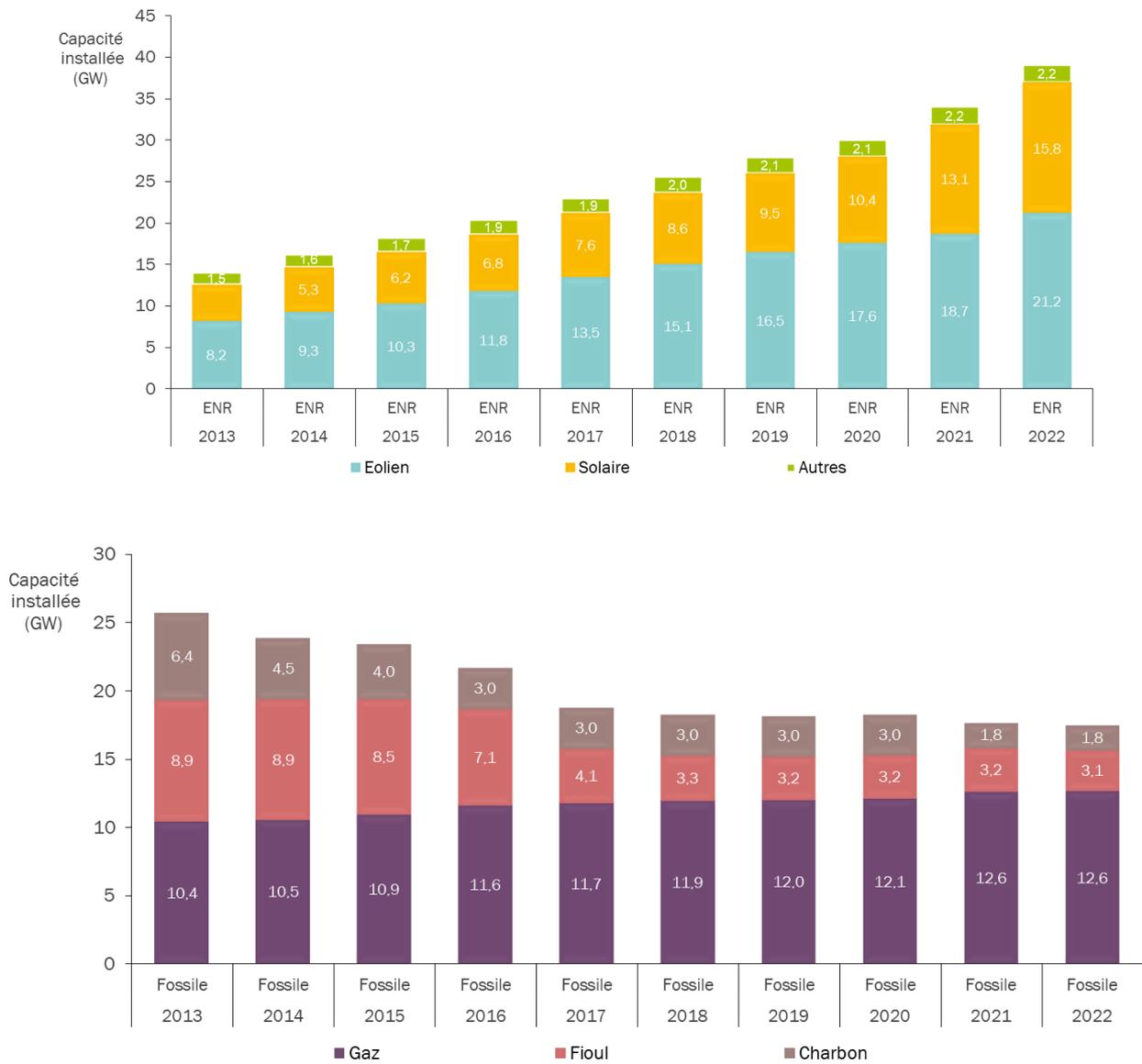
La capacité installée hydroélectrique reste stable à 25,7 GW.

A 144,3 GW en fin d’année 2022, la capacité installée totale du parc de production français augmente de 5,6 GW par rapport à fin 2021.

Malgré le développement du parc éolien et solaire, la production des filières renouvelables (hors hydroélectrique) n’augmente que légèrement en 2022, s’établissant à 64,6 TWh, contre 60 TWh en 2021 (Graphique 40). La principale raison de cette faible augmentation de la production est la baisse du facteur de charge de l’éolien qui s’est établi à 21,6 % en 2022 (38 TWh) contre 23,2 % (36 TWh) en 2021 et 26,6 % en 2020. Ainsi, la production de la filière éolienne n’augmente que de 5 % malgré la croissance du parc de 13 %. La filière solaire a, au contraire, vu

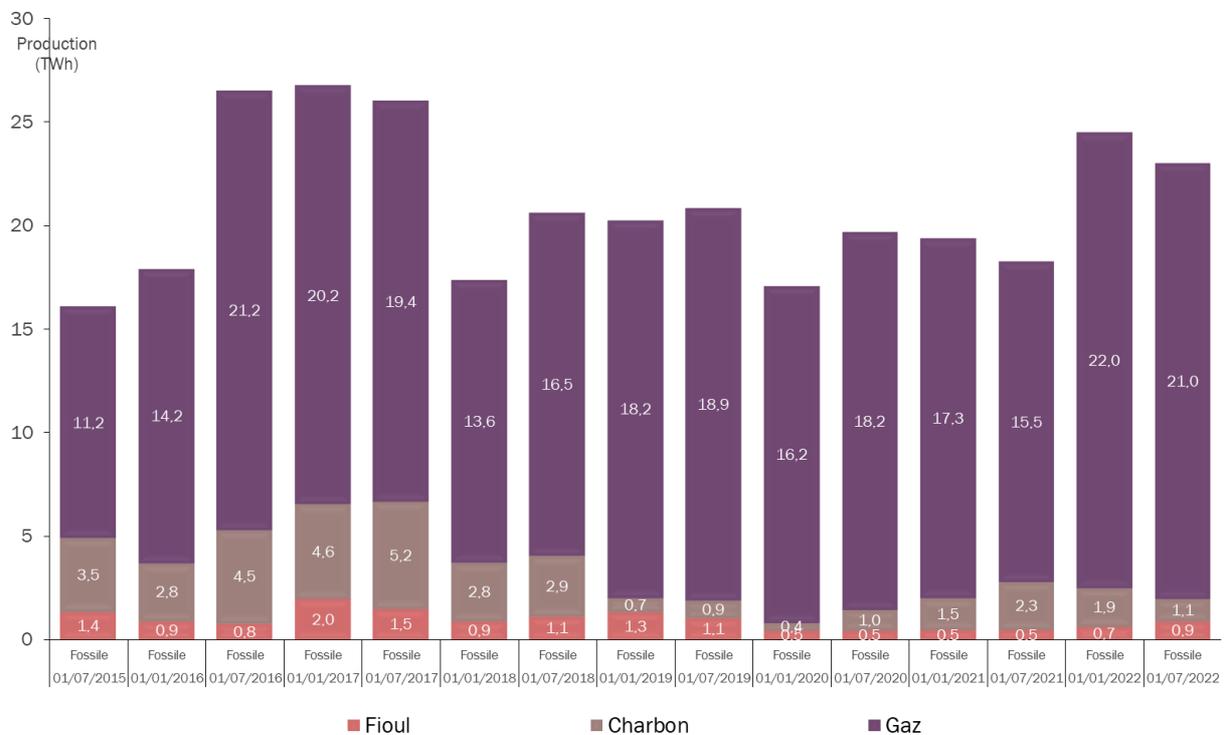
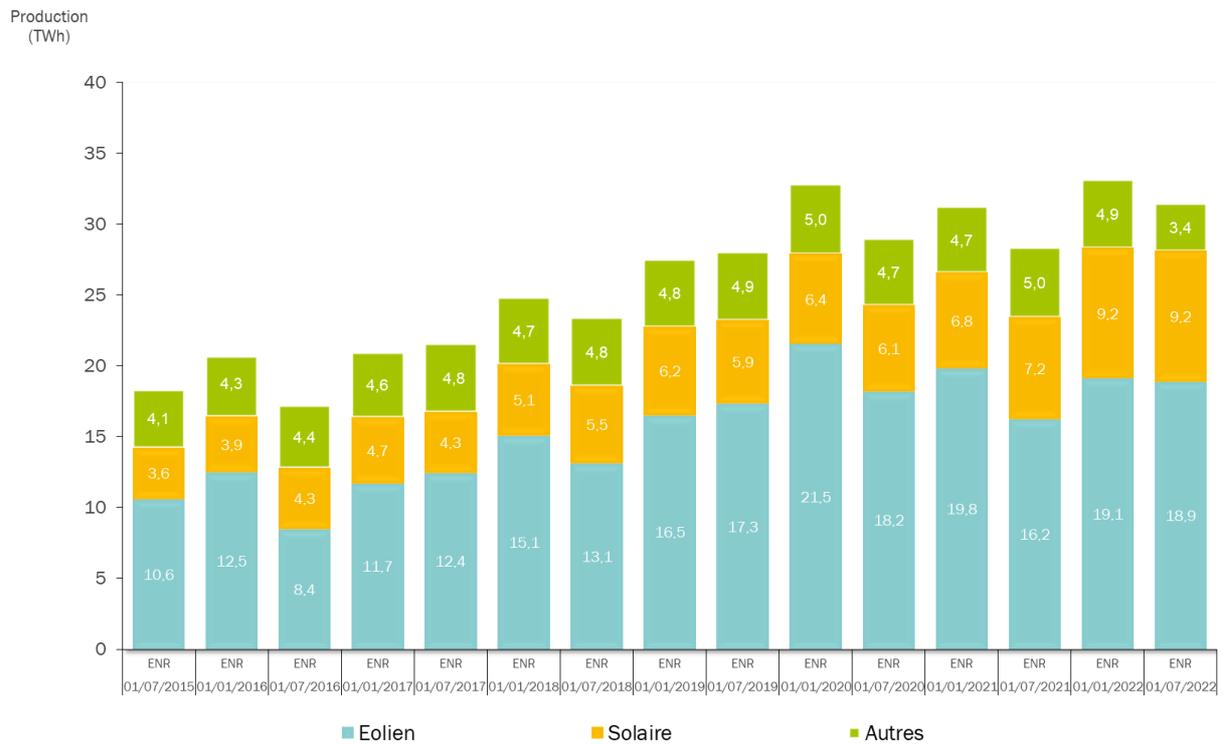
son facteur de charge augmenter (14,6 % contre 13,9 % en 2021). La croissance importante du parc a permis une hausse de la production de 30 % (18 TWh).

Graphique 39 : Evolution comparée des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 40 : Comparaison des productions semestrielles des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)



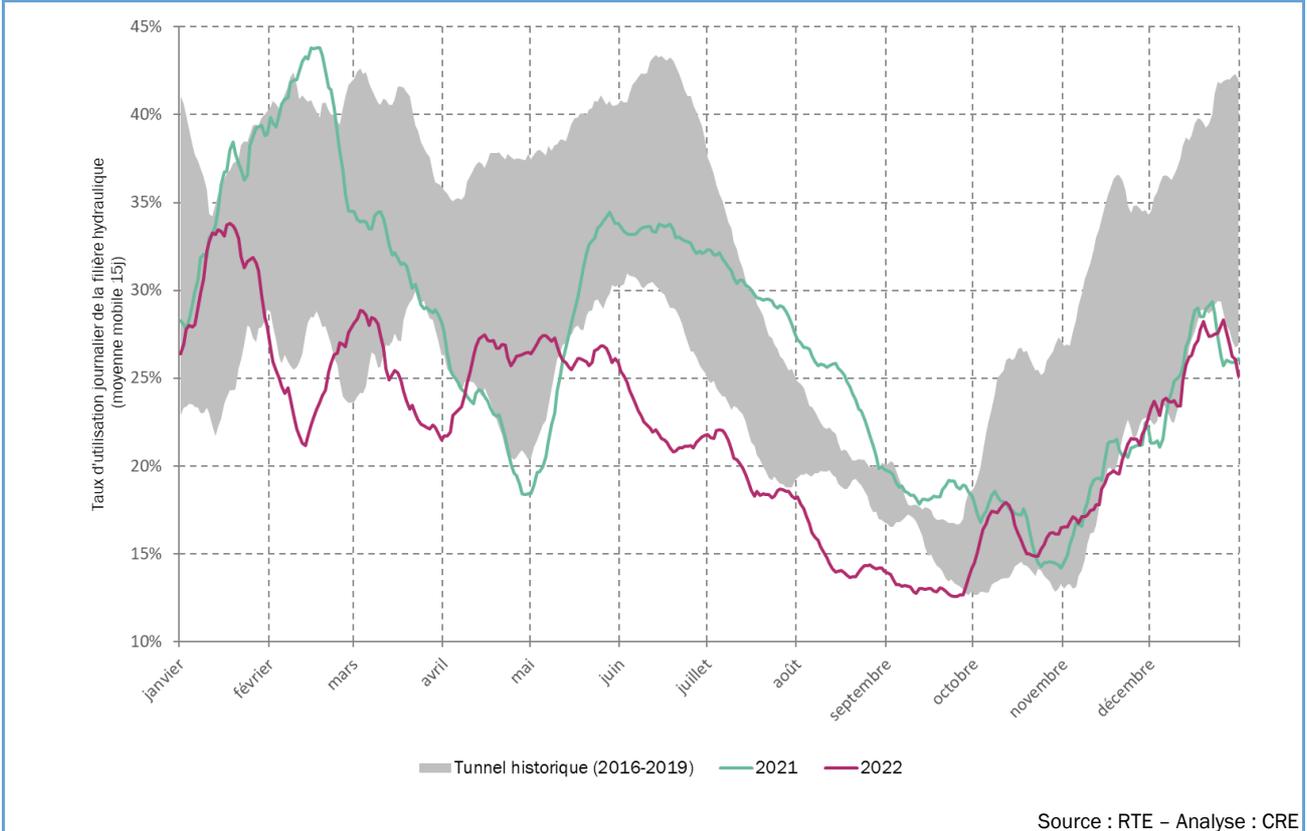
Source : RTE – Analyse : CRE

1.6 En raison de conditions climatiques anormalement chaudes et sèches, la production hydroélectrique a connu son niveau le plus bas depuis 50 ans⁶⁹

Bien que les réserves hydrauliques aient été dans la moyenne historique en début d'année 2022, les conditions hydrologiques défavorables ont affecté la production hydraulique toute l'année. Lors de la fonte des neiges d'avril à juillet, la reconstitution de stocks n'a pas été suffisante, entraînant une diminution des réserves dès la mi-juillet, qui ont atteint des niveaux très bas en août.

En conséquence et en prévision d'une situation tendue pour l'hiver 2022-2023 matérialisée par des prix de gros très élevés, les exploitants ont géré les stocks de manière prudente pendant l'été, avec une production limitée pour les centrales à stock (voir graphique ci-dessous). Cette gestion, associée à une reprise des précipitations en septembre et en novembre (qui ont connu une pluviométrie excédentaire par rapport à la normale), a permis de retrouver des niveaux de stocks normaux à partir de la fin d'année.

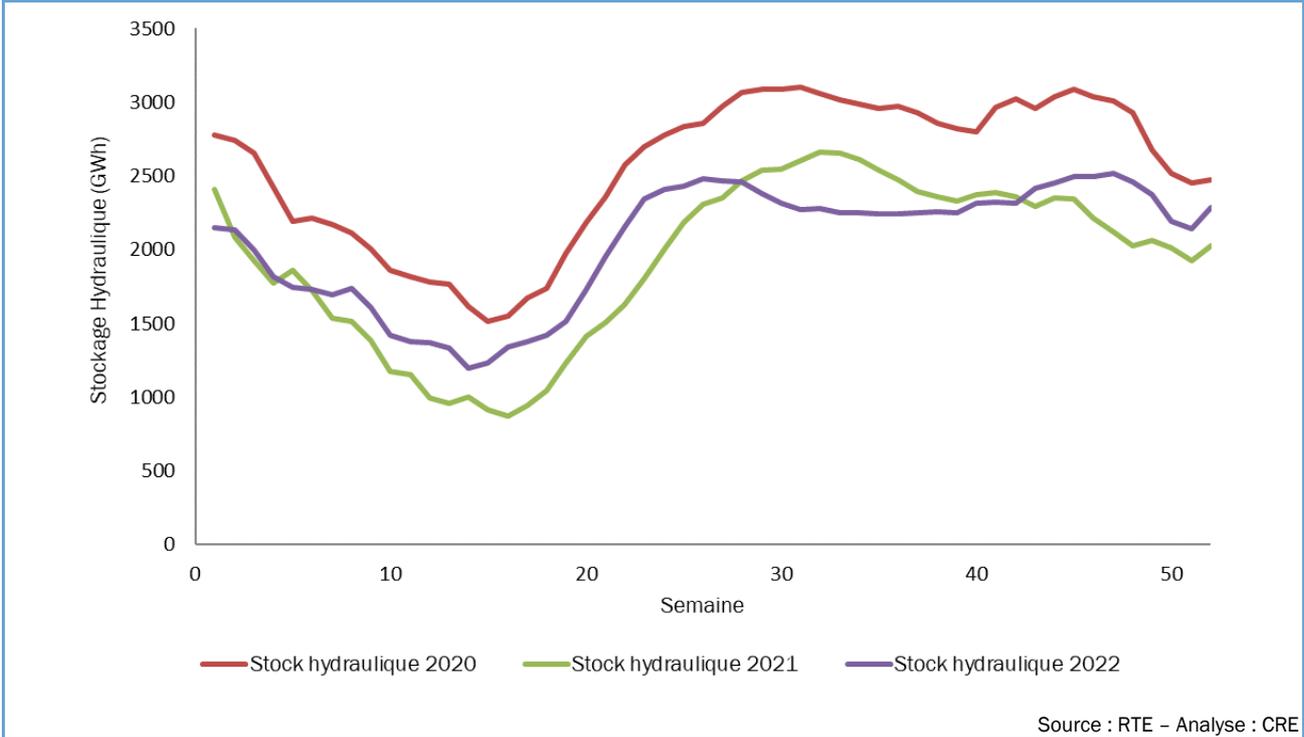
Graphique 41 : Taux de production de la filière hydraulique



En 2022, la filière hydraulique a finalement produit 49,6 TWh (- 12 TWh par rapport à 2021 soit une baisse de 20 %). Le constat est identique en prenant la moyenne de la production sur la période 2014-2019 (61,6 TWh).

⁶⁹ Bilan électrique 2022, RTE

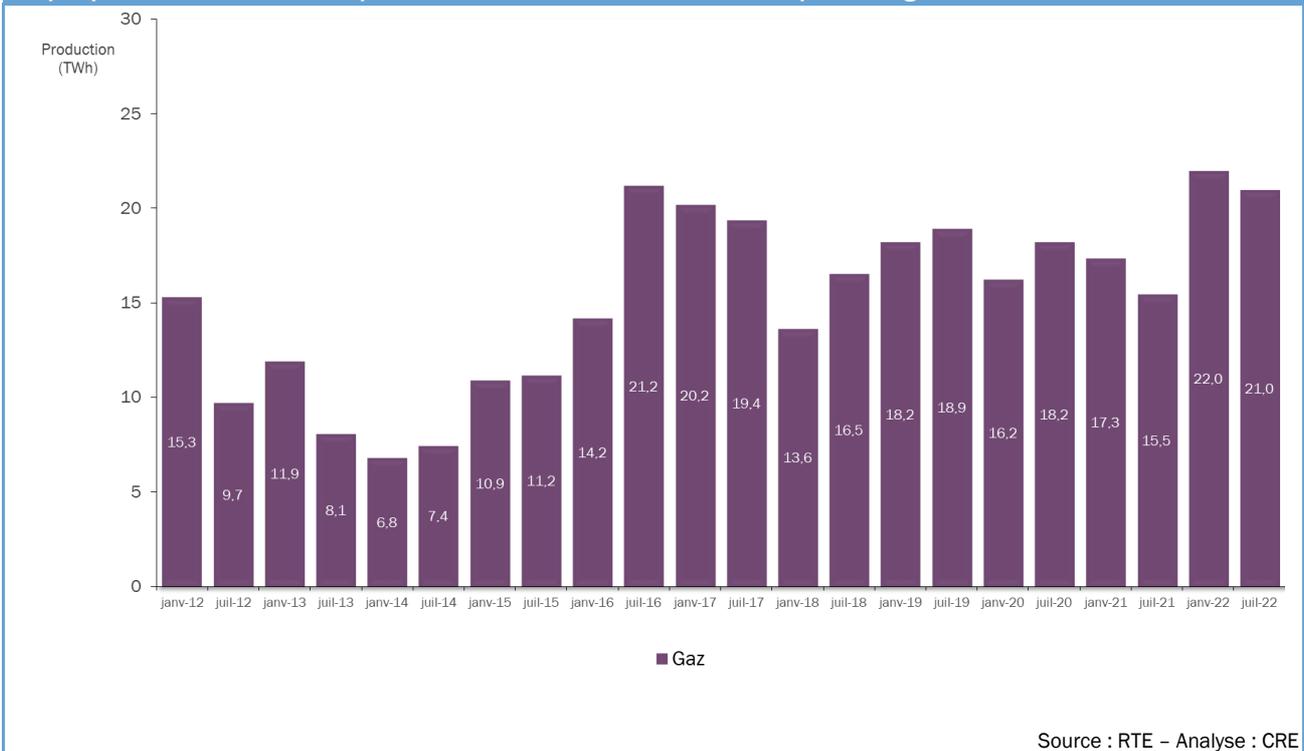
Graphique 42 : Evolution du stock hydraulique



1.7 La production de la filière gaz a été portée par la baisse de la production nucléaire et des conditions économiques favorables

En 2022, la production thermique à flamme, principalement issue de la filière gaz, a connu une forte augmentation (+ 30 % par rapport à 2021 et + 25 % par rapport à 2020), atteignant un total de 42 TWh. Cette hausse de production s’explique en grande partie par la baisse de la production nucléaire, qui a été partiellement compensée par des importations accrues et la production des centrales à gaz.

Graphique 43 : Evolution de la production semestrielle d’électricité à partir du gaz naturel



Cette croissance de la production de gaz est cohérente avec l'augmentation de la rentabilité des moyens thermiques, donnée par la *clean spark spread*.

Graphique 44 : *Clean dark* et *spark spreads spot*⁷⁰ lissés sur deux semaines



Cette rentabilité a été particulièrement élevée durant l'été, lorsque la disponibilité du parc nucléaire était faible et que la production hydraulique était limitée. Contrairement au cycle habituel où les centrales à gaz pilotables baissent leur régime après les épisodes hivernaux, la production de gaz est restée soutenue tout au long de l'année.

Sur le marché spot, les centrales à cycle combiné réalisent des bénéfices lorsque des moyens plus onéreux sont appelés lors de l'enchère, comme des centrales à gaz moins efficaces (par exemple des TAC), de l'effacement, des moyens à stock contraint ou alors des moyens étrangers plus chers (centrales à gaz italiennes).

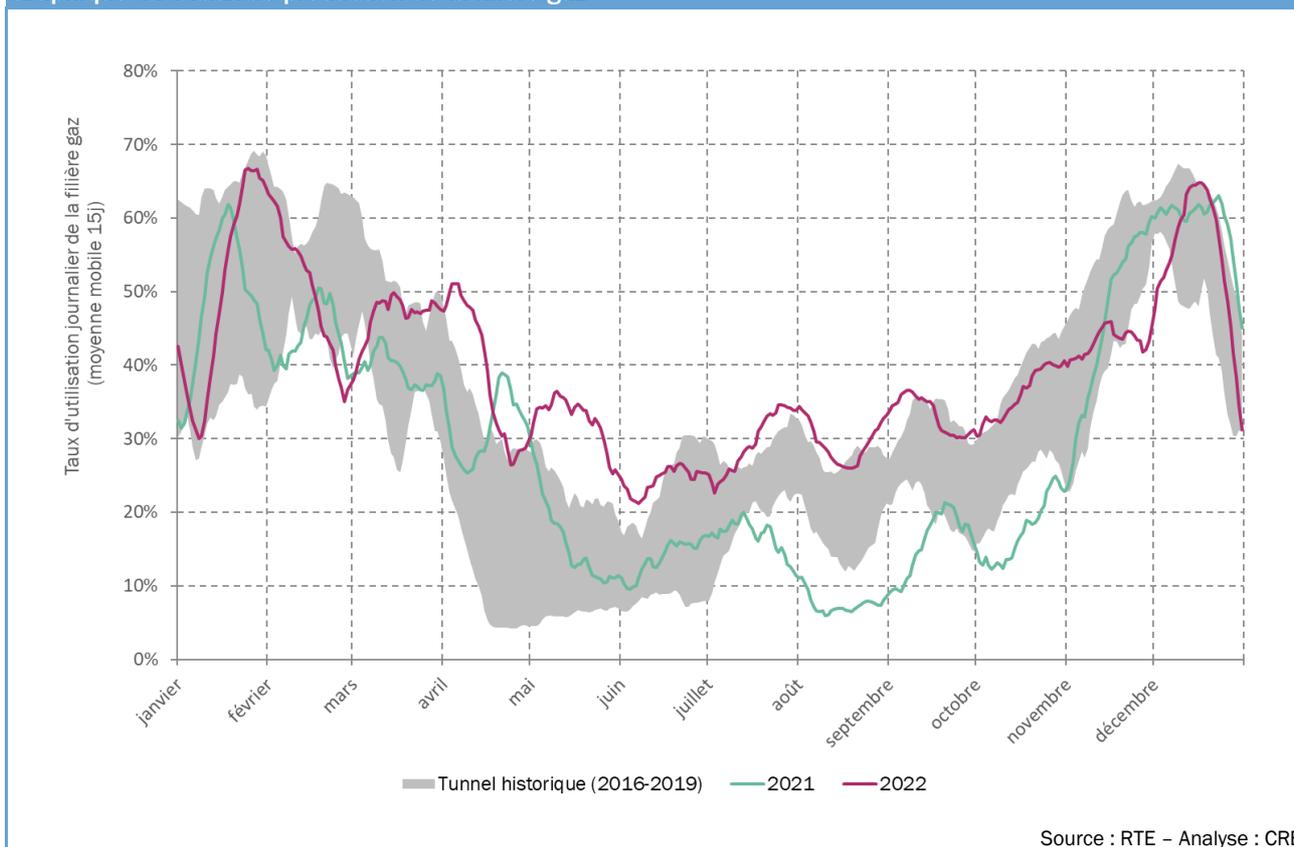
La production de gaz a été renforcée en fin d'année par le retour de maintenance des centrales à cycle combiné et la production des cogénérations.

La production de la filière a également profité de la mise en service commercial de la centrale de Landivisiau en avril 2022 qui a connu un bon niveau de disponibilité.

⁷⁰ Le *clean dark spread* et le *clean spark spread* désignent le niveau de rentabilité des centrales à charbon et à gaz en fonction du coût variable des intrants (coûts en combustible, avec un taux de rendement de référence, et prix du CO₂ inclus) et des revenus provenant de la vente d'électricité. Le présent graphique est réalisé en tenant compte des hypothèses suivantes :

- pour les centrales à charbon : rendement de 35 % et facteur d'émission de 0,96 t CO₂/MWh. Toutefois, il convient de noter, d'une part, que ce rendement correspond à des installations nouvelles de référence et donc peut être éloigné des rendements d'installations existantes, et, d'autre part, que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.
- pour les centrales à gaz : rendement de 53 % et facteur d'émission de 0,35 t CO₂/MWh.

Graphique 45 : Taux de production de la filière gaz



1.8 La hausse du prix du gaz a favorisé la production d'électricité à partir de charbon en 2022, qui est restée très faible dans le mix énergétique français

La production des centrales au charbon atteint 3 TWh en 2022, soit 0,8 TWh en moins que la quantité produite en 2021. Cette production représente toujours une part très faible du mix énergétique français, à moins de 1 % de la consommation nationale. Seules les centrales Emile-Huchet et Cordemais ont produit de l'électricité en 2022.

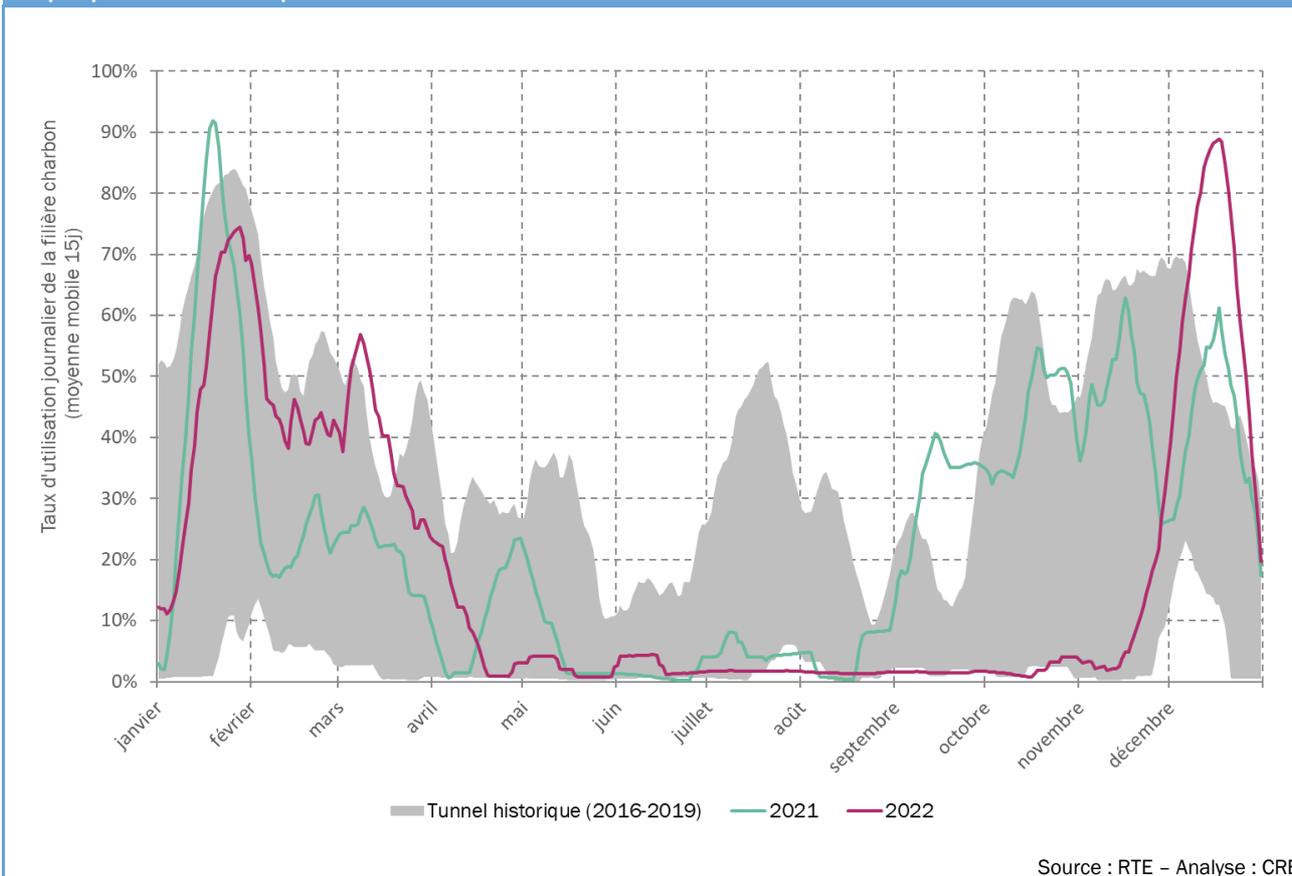
Les prix élevés de l'électricité ont rendu les centrales à charbon restantes très rentables, comme le montre le niveau positif du « *clean dark spread* » tout au long de l'année 2022. L'augmentation des prix du charbon ayant été moins forte que celle des prix du gaz, les centrales à charbon ont été plus rentables que les centrales à gaz.

La production d'électricité des centrales à charbon est soumise à un plafond d'émissions fixé par le gouvernement, qui limite leur durée de fonctionnement à environ 700 heures à pleine puissance pour chaque centrale. En février 2022, ce plafond a été relevé par décret en raison des craintes liées à la sécurité d'approvisionnement en électricité, pour atteindre environ 1000 heures de fonctionnement à pleine puissance entre le 1^{er} janvier et le 28 février 2022, et environ 600 heures pour le reste de l'année.

En septembre 2022, une nouvelle modification est intervenue, fixant le plafond d'émissions à environ 3,1 kilotonnes d'équivalents CO₂ par mégawatt de puissance électrique installée, ce qui équivaut à environ 3100 heures de fonctionnement entre le 1^{er} mars 2022 et le 31 mars 2023.

La fermeture de la centrale Emile-Huchet, initialement prévue pour mars 2022 dans le cadre de la décarbonation du secteur énergétique, a été reportée à 2023 pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement pendant l'hiver 2022-2023. La centrale a repris la production d'électricité le 29 novembre 2022 après des opérations de maintenance. Ainsi, le charbon a constitué un moyen de pointe pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023.

Graphique 46 : Taux de production de la filière charbon



1.9 Marginalité des différentes filières de production en 2022

Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Son coût marginal de production détermine alors en théorie le prix de gros de l'électricité à cet instant. La marginalité d'une filière peut être différente de sa part dans la production annuelle.

Cependant, il est délicat en pratique d'identifier la filière marginale. Le principal problème pour identifier le moyen marginal est la proximité des coûts variables des moyens de production de filières différentes. Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir sur l'enchère *day-ahead* une offre strictement égale à leur coût variable : ils peuvent inclure leurs coûts de démarrage ou accepter de vendre à perte sur une heure pour éviter des coûts de redémarrage ou pour participer aux marchés des réserves d'équilibrage.

La définition de « technologie marginale » elle-même peut poser un problème car il arrive fréquemment que plusieurs moyens (éventuellement de technologies différentes) doivent adapter leur production pour faire face à une variation, même faible, de la demande. En effet, cela peut être le cas : (i) du fait du couplage européen des marchés et (ii) lorsque la gestion, même à la marge, d'un moyen en impacte d'autres. Par exemple, les offres « blocs » sur le marché qui couvrent plusieurs pas de temps et sont acceptées ou rejetées simultanément, peuvent créer des effets de seuil.

Enfin, il convient de signaler que les moyens de production dits « à stock » participent au marché sur la base, non pas de leur coût variable de production, mais de leur coût d'opportunité, calculé en prenant en considération la valeur qu'aurait une production future. Les filières concernées sont l'hydraulique de barrage, et aussi à un moindre degré le nucléaire, pour les centrales ne disposant pas suffisamment de combustible pour fonctionner à pleine puissance jusqu'à leur date de rechargement planifiée.

Ainsi, la détermination des taux de marginalité des différentes filières présente un caractère normatif. L'empilement des moyens de production et la marginalité sur une heure donnée sont donc seulement une façon « imagée » de voir l'optimisation du système.

Afin de mieux refléter ces constats, la CRE a modifié sa méthode de détermination des filières marginales en 2020. La nouvelle méthode permet de considérer plusieurs technologies comme marginales à une même heure. Les calculs de la CRE sont fondés les coûts marginaux directement transmis par les producteurs. La description de la méthode pour chaque heure de l'année est indiquée ci-après :

1. Si la France est couplée à au moins un pays (seuil de couplage de 0,01 €/MWh), et s'il n'y a aucun moyen de production dont le coût marginal est à moins de 1 €/MWh du prix *spot*, alors la frontière fait partie des moyens marginaux.
2. Les moyens de production⁷¹ dont le coût marginal est proche du prix *spot*, font également partie des moyens marginaux. La contribution de chaque moyen à la marginalité décroît en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût marginal⁷².
3. Si la France n'est pas couplée à au moins un pays, et s'il n'y a aucun moyen de production français avec un coût marginal proche du prix *spot*, alors la marginalité est définie à « autre ».

Valeur d'usage de l'eau et du nucléaire

Les valeurs d'usage de l'eau transmises par les producteurs à la CRE, définissant les coûts variables de la production hydroélectrique, ont été particulièrement élevées en 2022 alors qu'intuitivement l'eau dans les barrages pourrait apparaître comme une ressource gratuite pour les producteurs. Cela est dû à la gestion en « coût d'opportunité » des moyens de production hydraulique disposant d'un stock d'eau limité : afin de réserver la production hydraulique aux périodes où les prix sont les plus élevés, les producteurs définissent une « valeur d'usage » de l'eau, qui reflète les prix anticipés sur les périodes les plus chères. Ainsi, les prix proposés par les opérateurs de barrage hydraulique peuvent être très proches des coûts marginaux anticipés des centrales au gaz.

Pour le nucléaire, une partie du parc est optimisée en valeur d'usage, non reliée aux coûts de combustible, lorsque le stock de combustible est contraint. Ainsi certaines centrales peuvent être par moments plus onéreuses que des CCGT. En 2022, de nombreux réacteurs ont eu des valeurs d'usage élevées, ce qui est une conséquence, d'une part, des prix à terme très élevés de l'hiver 2022-2023, et, d'autre part des changements de planning d'arrêt des tranches en lien avec les confinements et le problème des corrosions sous contraintes (Section 4, §601.3).

Comme mentionné *supra*, des valeurs d'usage élevées reflètent la nécessité d'économiser du combustible jusqu'au prochain rechargement. A l'inverse, des valeurs négatives sont possibles pour refléter la nécessité de fonctionner à puissance maximale indépendamment du prix lorsque le combustible doit être consommé avant le prochain arrêt prévu.

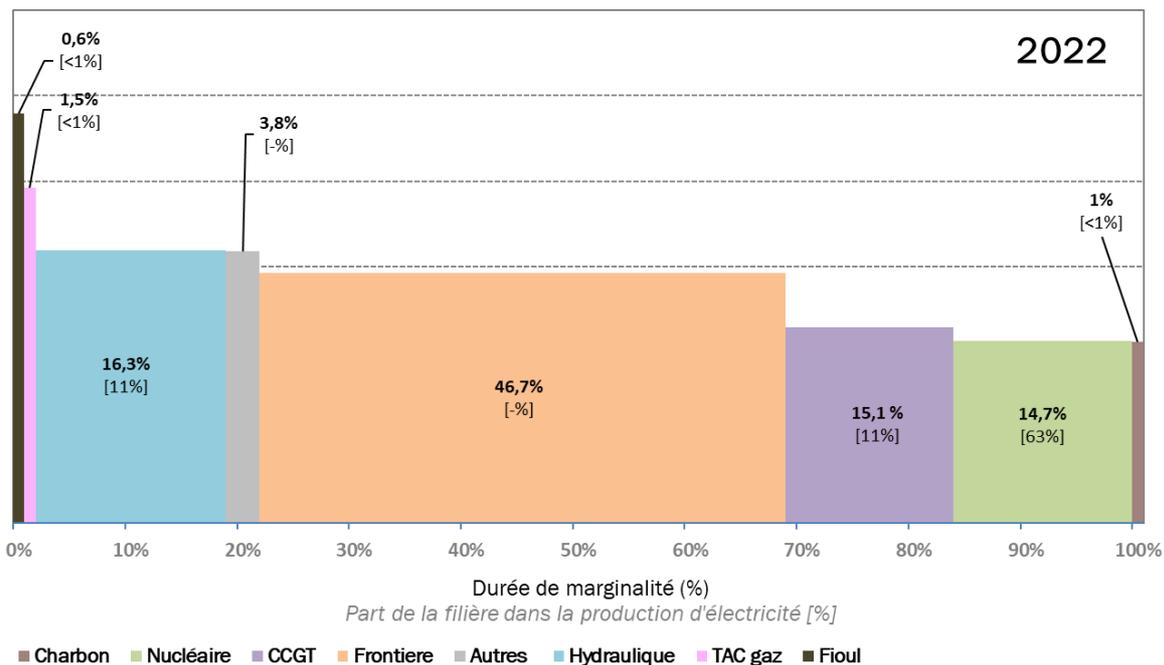
La gestion en coût d'opportunité est essentielle pour s'assurer que la flexibilité des moyens à stock limité (hydraulique, batterie et nucléaire dans certains cas) est disponible aux heures de plus forte tension du système électrique et que tout le stock de productible n'est pas consommé inutilement en début d'année.

⁷¹ Prévus au programme d'appel

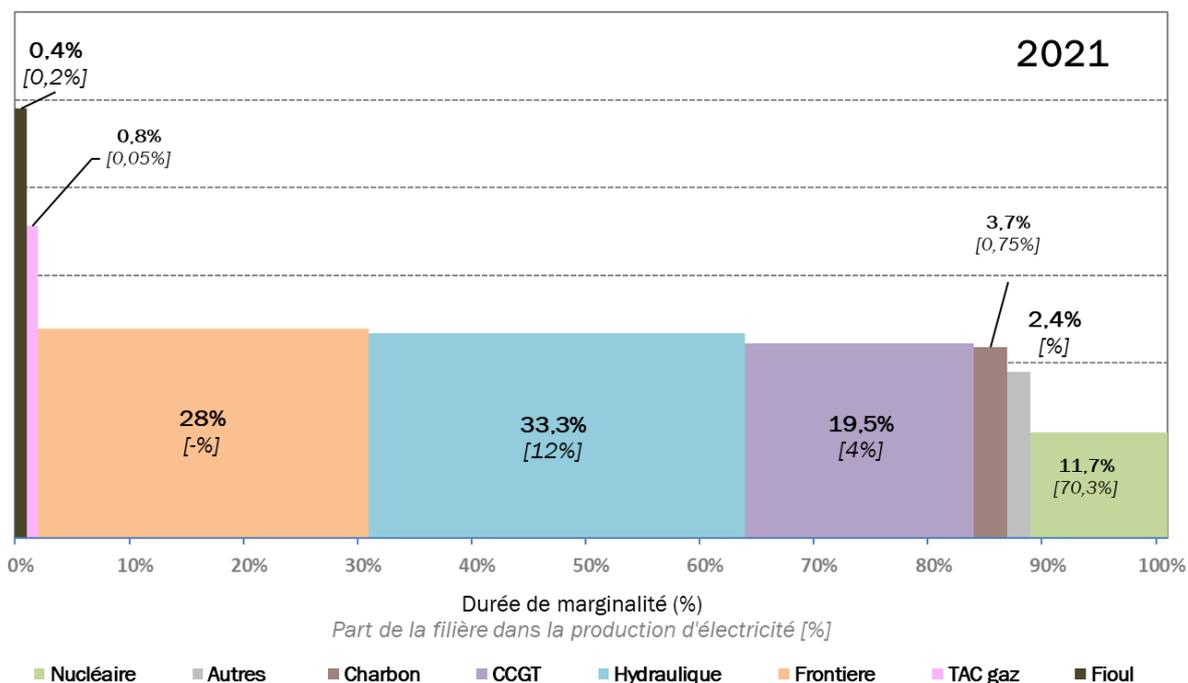
⁷² La formule a été adaptée pour prendre en compte la hausse des prix. La contribution décroît donc désormais plus lentement en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût marginal

Graphique 47 : Marginalité des différentes filières de production en 2021 et 2022

Prix moyen



Prix moyen



Sources : EPEX SPOT, RTE, Producteurs – Analyse : CRE

La baisse de la production hydraulique, qui est habituellement marginale une grande partie du temps, notamment du fait de l'hétérogénéité de cette filière, a eu pour effet de modifier profondément la marginalité en France.

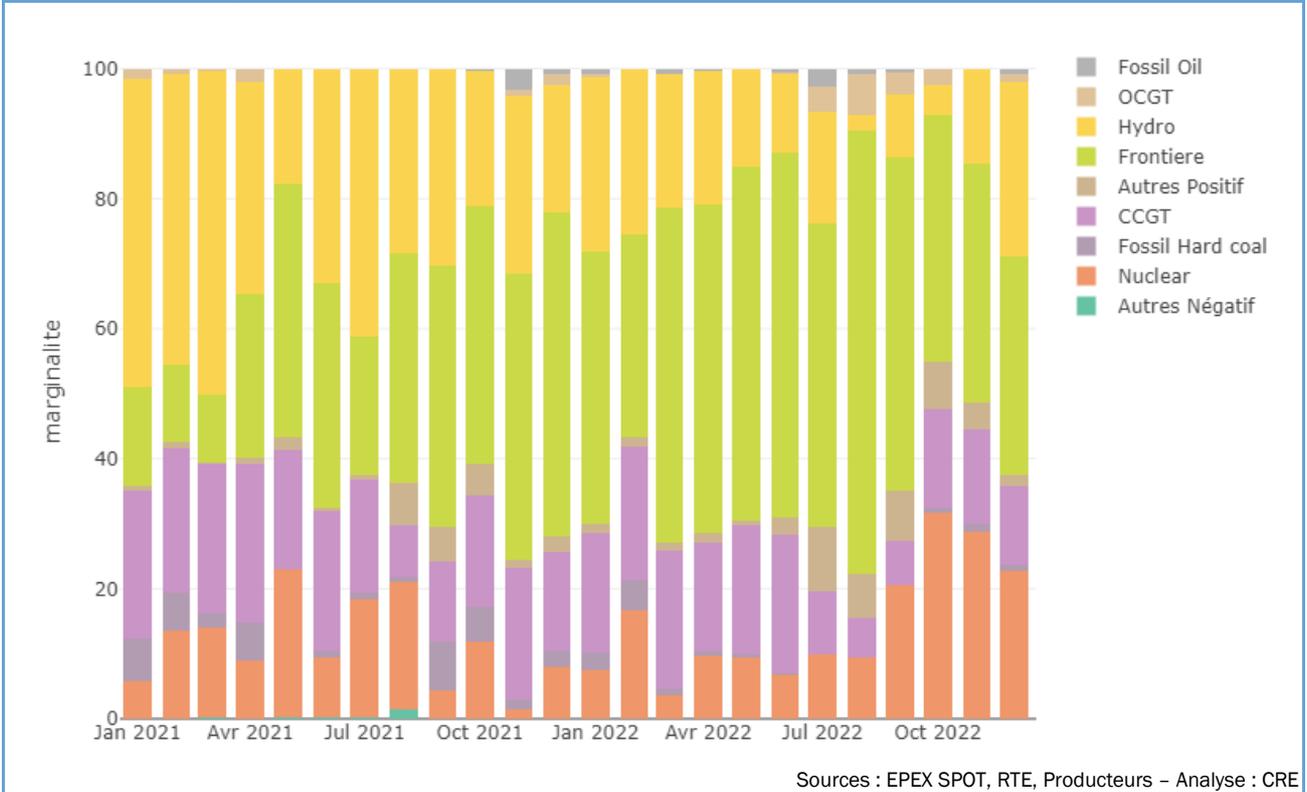
L'hydraulique ne représente plus que 16,3 % de la marginalité alors que cette filière était marginale 33,3 % du temps en France en 2021. Cette baisse se réalise principalement au profit des interconnexions qui représentent près de 46 % de la marginalité en France en lien avec la forte hausse des importations.

En particulier lors du troisième trimestre 2022, la France a fortement dépendu des importations des pays limitrophes pour son équilibre, ce qui a eu pour effet de porter la marginalité des frontières à plus de 70 % en août.

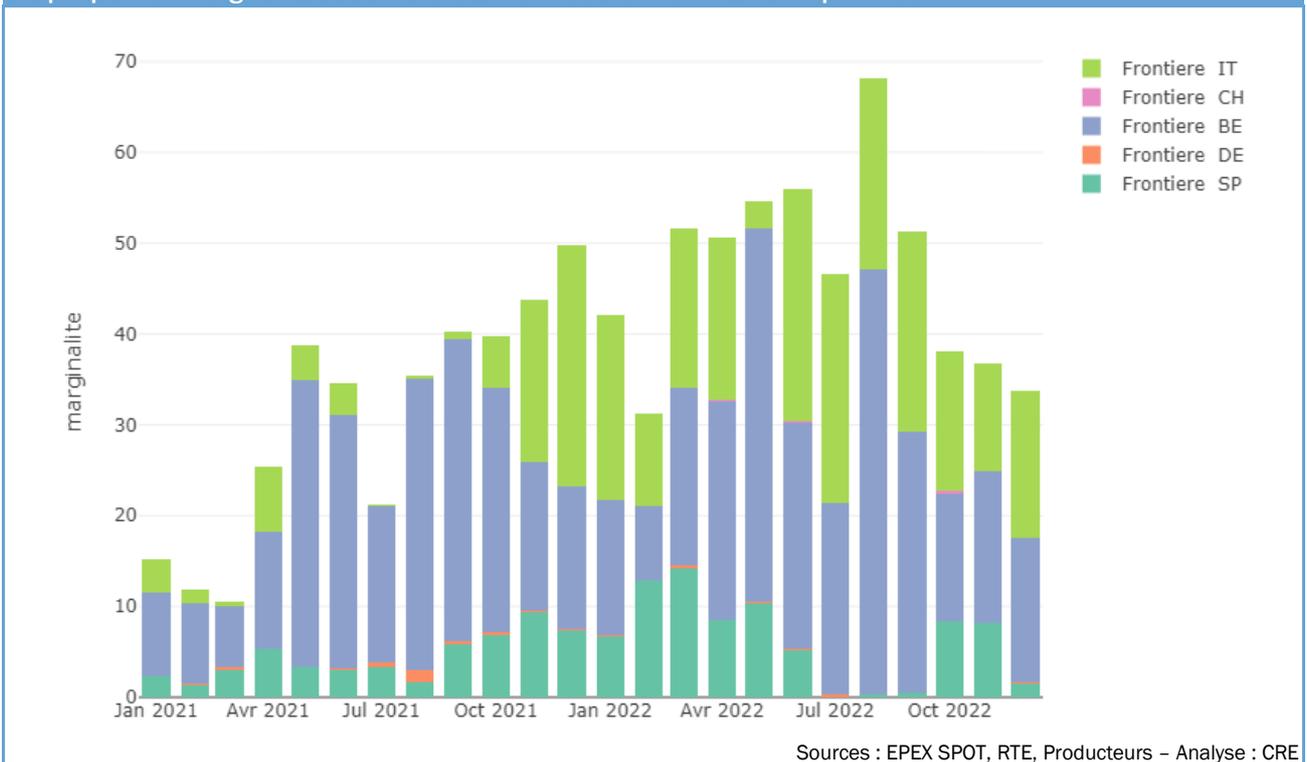
L'Italie, qui est habituellement importatrice en raison de prix plus élevé, a apporté les derniers MWh manquant en France pendant les périodes de tension et fixe fréquemment le prix contrairement à 2021.

Malgré l'augmentation de sa production la marginalité du gaz diminue car la technologie a davantage fonctionné en base en raison de sa rentabilité élevée. La marginalité du nucléaire est également en augmentation. Notamment, le graphique de la marginalité par mois (Graphique 48) montre que le nucléaire a été fréquemment marginal en fin d'année 2022 en conséquence du retour en fonctionnement de nombreuses tranches, mais aussi de l'optimisation en valeur d'usage de certains réacteurs qui se sont retrouvés à fonctionner en « semi-base ».

Graphique 48 : Marginalité des différentes filières de production en 2021 et 2022 par mois



Graphique 49 : Marginalité des différentes frontières en 2021 et 2022 par mois



2. LES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1 Une augmentation sans précédent des prix spot en lien avec la hausse des prix des combustibles et un recours accru aux importations

Les prix *spot* jouent un rôle essentiel dans le bon fonctionnement du système électrique européen en déterminant de façon coordonnée à l'échelle européenne la veille pour le lendemain, heure par heure, le mix de production utilisé pour faire face à la consommation prévue. En outre, les prix des produits à terme s'établissent par référence aux anticipations des futurs prix *spot* sur la période considérée.

Le prix *spot* base moyen pour l'année 2022 a connu une hausse exceptionnelle par rapport à 2021 pour s'établir à 275,9 €/MWh en moyenne sur l'année, soit une hausse de 153 % par rapport à 2021, (109,2 €/MWh) et de 600 % par rapport à 2019, une année plus normale. Un niveau aussi haut n'avait jamais été atteint.

Le prix *spot* moyen réalisé en 2022 (275,9 €/MWh) a été très largement supérieur au prix à terme pour l'année 2022 constaté en moyenne pendant l'année 2021 (94,7 €/MWh) et encore plus à celui constaté en moyenne sur 2020 et 2021 (70,8 €/MWh).

Un début d'année marqué par une relative stabilité des prix spot

Après une fin d'année 2021 particulièrement tendue (pic des prix de l'enchère journalière à 452,9 €/MWh en moyenne le 22 décembre 2021) en lien avec la crise gazière en Europe et la découverte de défauts génériques affectant le parc nucléaire français (voir section 4, §1.3), l'année 2022 a débuté avec des prix *spot* en retrait (inférieurs à 200 €/MWh en moyenne en janvier et février 2022). En effet, malgré la baisse de disponibilité du parc nucléaire, le système électrique a bénéficié de températures douces, d'une forte production éolienne en France et en Europe et d'une abondance des livraisons de GNL modérant les prix du gaz à court terme.

La situation énergétique s'est considérablement aggravée à partir du 24 février 2022 avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Les prix de l'électricité ont fortement augmenté en France et en Europe dans le sillage de la hausse des prix des combustibles. En quelques jours, le prix *spot* français a considérablement augmenté et un pic moyen journalier à 540,7 €/MWh est atteint le 8 mars 2022 (hausse de 190 % entre le 24 février et le 8 mars 2022), dépassant largement le précédent pic de décembre 2021 (452,9 €/MWh).

Dans la deuxième partie du mois de mars et jusqu'à la mi-juin 2022, les prix ont connu une baisse relative liée à des conditions climatiques favorables (températures douces et forte production renouvelable) et une réduction des tensions sur le gaz grâce à l'afflux de livraisons de GNL.

Cependant, le 4 avril 2022, le marché français, touché par une vague de froid exceptionnelle⁷³ pour un mois d'avril, a connu un épisode de tension, marqué par des pics de prix inédits (pic jusqu'à 2 990 €/MWh). La CRE a publié le 8 juillet 2022⁷⁴ un rapport montrant que cet événement isolé résulte d'une combinaison extrêmement improbable d'événements défavorables indépendants, dans un contexte de disponibilité nucléaire particulièrement basse.

L'évènement du 4 avril 2022, a entraîné des conséquences significatives pour l'ensemble des marchés européens de l'électricité avec la hausse automatique et non réversible du plafond européen du prix sur les enchères du couplage unique journalier, passant de 3 000 €/MWh à 4 000 €/MWh. En effet, en application de la décision de l'ACER du 14 novembre 2017⁷⁵, le plafond du prix *spot* est automatiquement relevé dans les 24 pays participant au marché couplé, dès lors que le prix atteint 60 % du plafond pour une heure dans un pays.

Dans son rapport du 8 juillet 2022, la CRE a constaté que cet événement avait un caractère tout à fait aléatoire et ponctuel et qu'il n'aurait pas dû avoir des conséquences structurelles en Europe. La CRE a appelé à réviser l'automatisme du relèvement des prix plafonds du marché *spot*. L'augmentation automatique du plafond de prix *spot* a finalement été suspendue le 13 septembre 2022 par les NEMO⁷⁶ et GRT^{77,78}, alors qu'une nouvelle hausse à 5 000 €/MWh était sur le point de se réaliser du fait d'un autre événement dans la zone baltique. Une méthodologie révisée a été approuvée et publiée le 10 janvier 2023⁷⁹ par l'ACER, qui prévoit un relèvement de plafond si le prix atteint 70 % du plafond existant pendant au moins deux jours différents sur une période glissante de 30 jours. Le relèvement du plafond est de 500 €/MWh au lieu de 1 000 €/MWh. La période de transition est de 28 jours et les ajustements sont gelés et non cumulables durant cette période. Enfin, un mécanisme similaire pour le prix plancher

⁷³ La nuit du 4 avril 2022 a été la plus froide pour un mois d'avril depuis 1947, alors même que les dispositifs permettant de gérer la pointe de consommation en France prennent fin le 31 mars.

⁷⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/analyse-et-enseignements-sur-le-pic-de-prix-sur-l-enchere-journaliere-pour-le-4-avril-2022>

⁷⁵ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/Annex%2520I_ACER%2520DA%2520MAX-MIN_0.pdf

⁷⁶ NEMO : *Nominated Electricity Market Operator* (« opérateurs désignés du marché de l'électricité » en français). Ce sont des entités au sein de l'Union européenne, qui s'acquittent des missions liées au couplage unique journalier ou infrajournalier, en plus de leurs missions en tant qu'opérateur de marché sur le marché de l'électricité.

⁷⁷ GRT : Gestionnaires de Réseau de Transport

⁷⁸ https://www.entsoe.eu/documents/nc/NC%20ACM//SDAC%202022/SDAC_Coms_note_suspension_of_HMMCP_final.pdf

⁷⁹ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2001-2023%20on%20HMMCP%20SDAC.pdf>

de -500 €/MWh est également mis en place en cas de prix négatifs extrêmes (diminution du prix plancher par tranches de -100 €/MWh).

Une forte hausse des prix spot pendant l'été 2022

A partir de la deuxième quinzaine de juin 2022, le prix spot de l'électricité en France est reparti à la hausse jusqu'à la fin de l'été. Le prix a atteint des records en moyenne à l'été 2022, période normalement caractérisée par des prix plus bas du fait de la moindre consommation. Le prix a été poussé principalement par l'effet combiné de la forte hausse des prix du gaz et des prix à terme pour l'hiver 2022-2023.

En effet, les prix à terme exercent une influence sur les prix de court terme, au travers des moyens de production à stock d'énergie limitée (principalement l'hydraulique), offerts sur le marché en tenant compte du coût d'opportunité de ne plus disposer de cette production pour les périodes futures les plus chères. Cet effet est renforcé lorsque les stocks sont bas, ce qui a été le cas pour l'hydraulique en 2022.

A l'été 2022, la France a été touchée par trois vagues de chaleur importantes, qui ont entraîné des besoins de climatisation importants et donc une hausse de la consommation d'électricité. Côté production, la sécheresse a significativement réduit les stocks hydrauliques en France et en Europe, ce qui a conduit à une gestion prudente du parc hydraulique en prévision de l'hiver. La production nucléaire a continué de se dégrader au cours de l'été en raison de la forte concentration des arrêts pour maintenance en prévision de l'hiver et de la poursuite des contrôles des réacteurs impactés par les défauts de corrosion sous contraintes. En conséquence, la production thermique fossile et surtout les importations (notamment en provenance de l'Italie, malgré des prix du gaz beaucoup plus élevés qu'en France) ont davantage été sollicitées, alors que les prix des combustibles étaient en forte hausse (Section 2, §1), contribuant au renchérissement du prix de l'électricité. Le prix spot de l'électricité en France a ainsi augmenté de près de 250 % passant de 177,5 €/MWh, en moyenne hebdomadaire, la semaine du 6 juin 2022 à 611,6 €/MWh la semaine du 22 août 2022. Le prix a atteint un pic journalier à 743,8 €/MWh le 30 août 2022.

Détente des prix spot en fin d'année

L'automne 2022 a été marqué par des conditions plus favorables, concourant à une chute des prix spot jusqu'au mois de novembre. Le prix a ainsi diminué de 80 % atteignant une moyenne hebdomadaire de 107,7 €/MWh la semaine du 24 octobre 2022.

En effet, les températures sont restées très élevées par rapport aux normales (mois d'octobre classé au premier rang des plus chauds), contribuant à réduire la consommation de gaz et d'électricité. Dans le même temps, l'abondance de GNL a permis de remplir les stocks de gaz, réduisant la tension sur la demande en gaz et son prix. Côté production, le système électrique a bénéficié d'une bonne production éolienne et solaire ainsi que d'une meilleure pluviométrie, favorable au bon remplissage des stocks hydrauliques.

En fin d'année, la baisse des températures a entraîné une hausse de la consommation, notamment début décembre où une vague de froid importante a touché la France. Les prix spot ont évolué à la hausse suivant la consommation et la hausse du prix du gaz liée à l'augmentation de la demande pour le chauffage et la production d'électricité.

Les prix infrajournaliers affichent logiquement des niveaux très proches des prix spot et se sont établis à 276,4 €/MWh en moyenne en 2022, soit plus du double qu'en 2021.

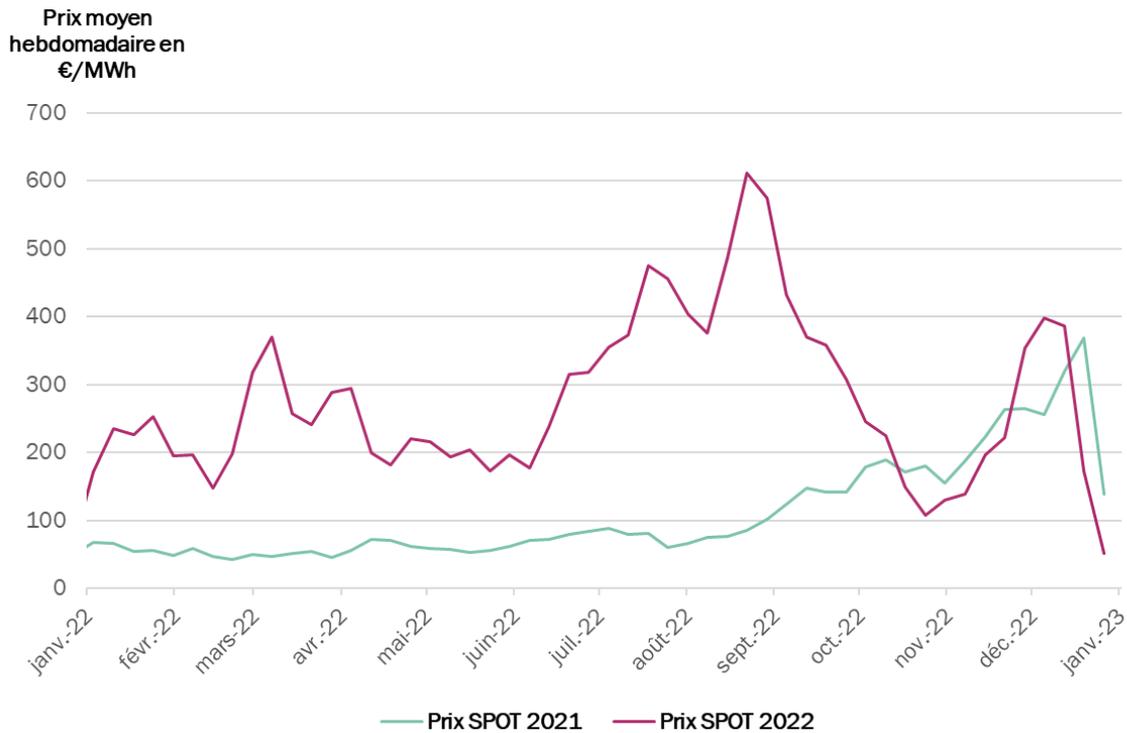
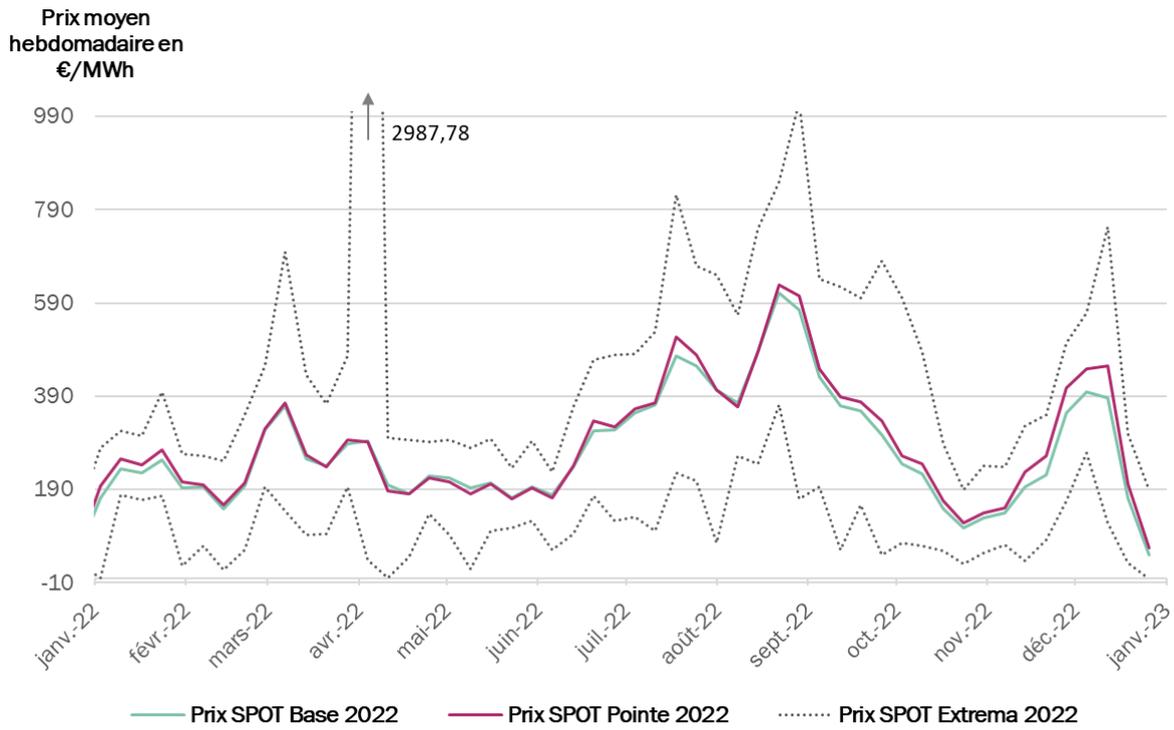
En définitive, l'année 2022 a été marquée par une augmentation exceptionnelle des prix spot en France et en Europe, qui ont été fortement influencés par la hausse des prix du gaz et des prix à terme pour l'hiver 2022-2023. La production d'électricité en France a été affectée par une disponibilité du parc nucléaire français historiquement faible et par une production hydraulique en baisse. Les températures douces pendant l'automne et l'hiver et les prix à terme élevés ont cependant conduit à une réduction de la consommation, contribuant à contenir la hausse des prix spot en fin d'année

Tableau 9 : Prix moyen day-ahead et infrajournalier

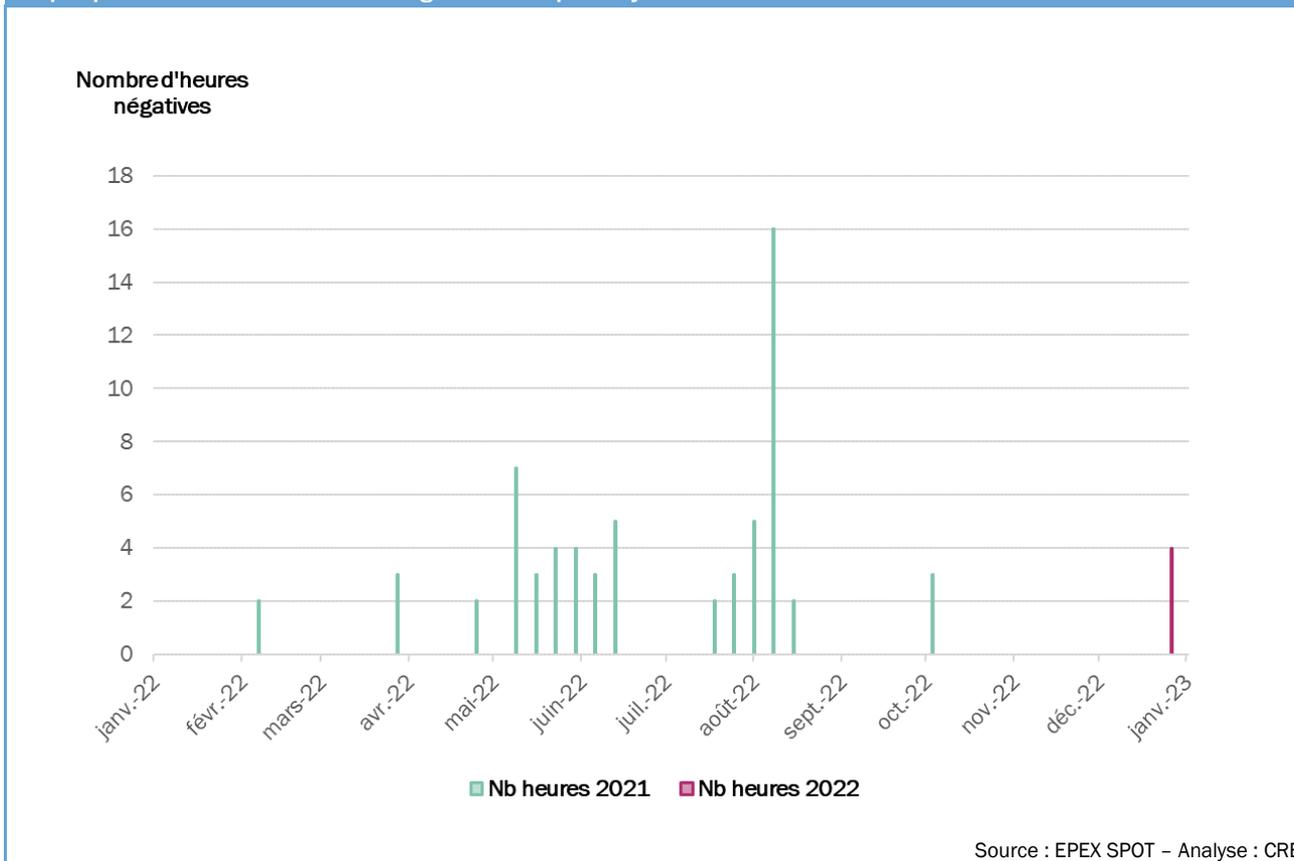
Période	Prix Day-Ahead moyen	Prix Intraday moyen
2019	39,5 €/MWh	39,7 €/MWh
2020	32,2 €/MWh	32,9 €/MWh
2021	109,2 €/MWh	109,5 €/MWh
2022	275,9 €/MWh	276,4 €/MWh

Source : EPEX SPOT

Graphique 50 : Evolution des prix day-ahead en France en 2022 (moyenne hebdomadaire des prix en Base et en Pointe et extrema) et leur comparaison avec des prix day-ahead en France en 2021 (moyenne hebdomadaire des prix en Base)



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 51 : Nombre d'heures négatives des prix *day-ahead* en France en 2021 et 2022

2.2 Ecart entre prix spot et coûts marginaux d'EDF en 2022

S'agissant de la formation du prix *spot*, la CRE analyse les écarts entre les prix sur le marché *spot* et les coûts marginaux déclarés par EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

Depuis 2017, l'indicateur présenté par la CRE est déterminé comme la moyenne arithmétique mensuelle des écarts entre le prix *spot* et le coût marginal⁸⁰ du parc d'EDF, divisée par le prix *spot* moyen.

$$Ecart\ moyen = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{hem} (prix_{spot,h} - cout_{marginal_{EDF,h}})}{\sum_{hem} (prix_{spot,h})}$$

En moyenne, l'écart prix - coûts en 2022 a été de 1,2 %, niveau plus faible que ceux observés en 2021 et 2022 (cet écart est mesuré en relatif).

Les différents écarts rendus publics dans les rapports de surveillance successifs⁸¹ sont repris dans le Tableau 10.

⁸⁰ C'est-à-dire le coût pour EDF de produire 1 MWh supplémentaire à partir de son parc de production. EDF déclare cette grandeur pour chaque heure à la CRE.

⁸¹ La méthode de calcul de l'écart moyen a évolué en 2017.

Tableau 10 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF

Année	Ecart prix-coûts
2008	6,0%
2009	6,5%
2010	3,2%
2011	5,0%
2012	2,2%
2013	4,5%
2014	5,5%
2015	5,3%
2016	2,9%
2017	1,5%
2018	3,5%
2019	1,5%
2020	1,5%
2021	2,6%
2022	1,2 %

La CRE souligne que cet indicateur se fonde sur des données déclaratives et ne préjuge pas du bon niveau des coûts marginaux d'EDF. Par ailleurs, l'écart moyen ne reflète pas les occurrences de déviations exceptionnelles, pour lesquelles la CRE est susceptible de mettre en œuvre des contrôles complémentaires. Enfin, l'indicateur considère l'ensemble des périodes de marché, y compris celles où EDF pourrait ne pas être un acteur marginal sur le marché *spot*.

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2022 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir manifeste de marché par EDF.

2.3 Convergence des prix *spots* français avec les pays voisins

Le couplage des marchés *spots* européens permet d'optimiser conjointement l'utilisation des interconnexions, des moyens de production et de flexibilité à l'échelle européenne, au moyen d'une allocation de capacités d'interconnexion dite « implicite » qui permet d'allouer dans un seul processus l'énergie demandée ou offerte par les acteurs des marchés et la capacité aux interconnexions⁸². Ainsi, les prix du marché journalier sont identiques sur les différents marchés européens tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées et les échanges se font du pays où le prix est plus faible vers un pays présentant un prix plus élevé.

Le couplage des marchés joue un rôle essentiel pour les pays européens interconnectés, permettant de bénéficier des complémentarités entre les structures nationales des parcs de production de consommation, de favoriser l'intégration des énergies renouvelables à travers le foisonnement géographique des sources et de renforcer la résilience des systèmes électriques nationaux. La France bénéficie largement de cette intégration européenne, lui permettant d'exporter son excédent de production d'électricité en Europe et de bénéficier d'importations essentielles pour son approvisionnement électrique, comme cela a été particulièrement le cas en 2022.

Depuis 2006, la CRE a joué un rôle moteur pour l'intégration des marchés électriques et le couplage avec d'autres marchés européens. Le couplage des marchés est désormais devenu un mécanisme européen, mis en œuvre dans tous les pays électriquement connectés de l'Union européenne depuis juin 2021.

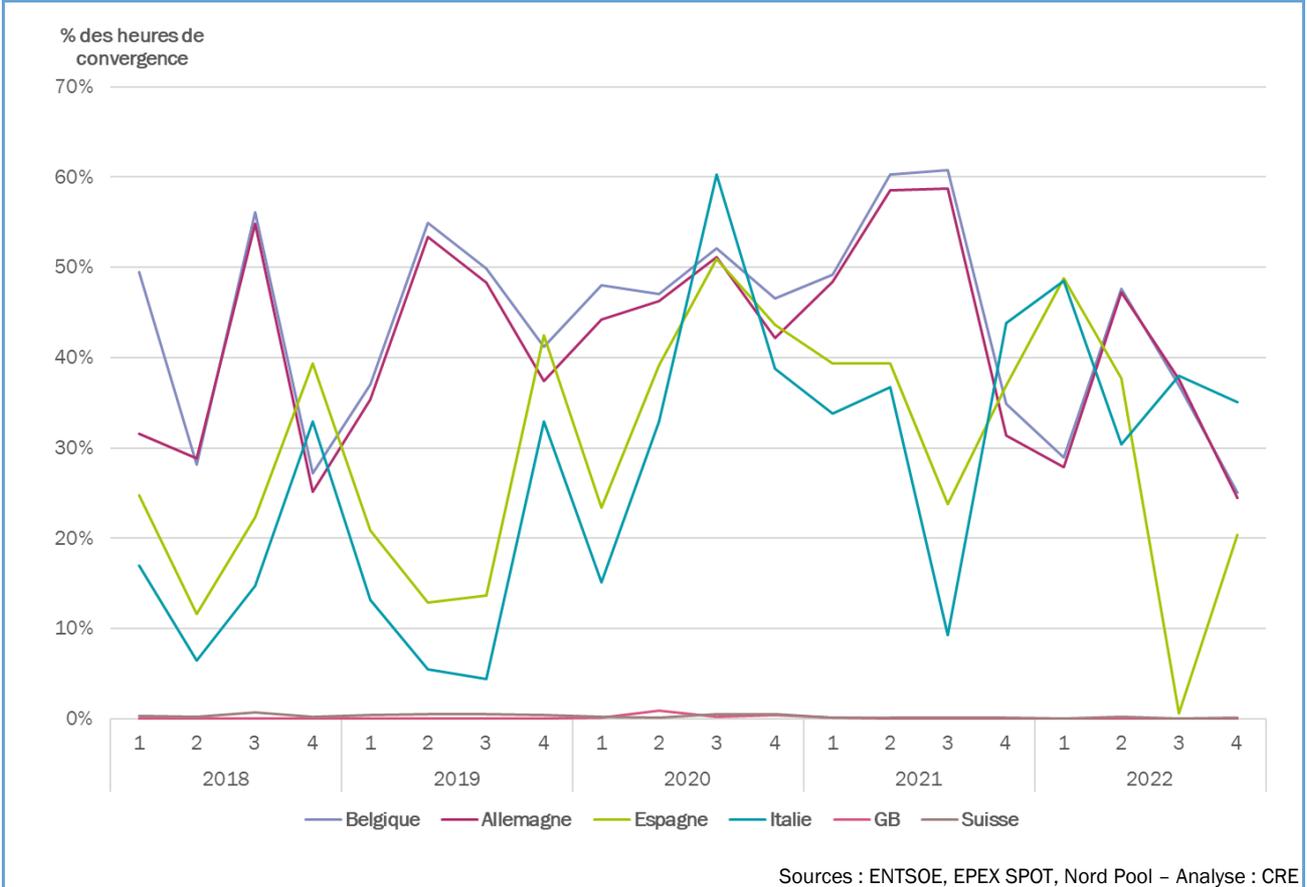
En 2022, la convergence est globalement en baisse par rapport à 2021. Les taux de convergence sont en baisse entre la France et la Belgique (35 % en moyenne en 2022 contre 51 % en 2021), l'Allemagne (34 % en moyenne en 2022 contre 49 % en 2021) et l'Espagne (27 % en moyenne en 2022 contre 35 % en 2021), tandis qu'ils ont augmenté entre la France et l'Italie (38 % en moyenne en 2022 contre 31 % en 2021).

On note que la convergence avec la Suisse et le Royaume-Uni est presque nulle, car ces pays, qui ne sont pas membres de l'Union Européenne, ne sont pas membres du couplage unique journalier.

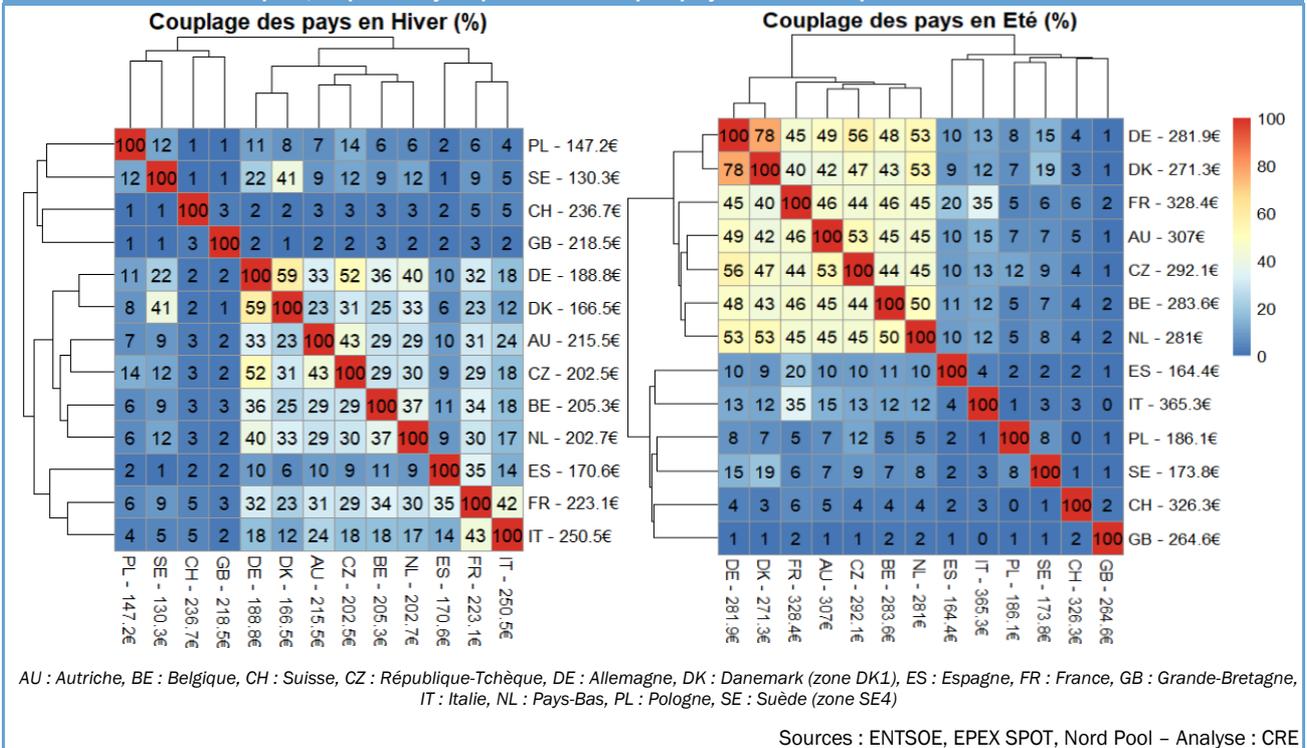
Cette baisse de la convergence du prix français par rapport à ses voisins peut s'expliquer par la plus grande volatilité des prix en 2022 en lien avec la hausse des prix *spot* en Europe. De plus, le système de production électrique français a été plus tendu que celui de ses voisins européens, du fait de la faible production nucléaire. La France a dû recourir à davantage d'importations en provenance de ses voisins et à une utilisation accrue de moyens de production à coût variable élevé. Cette situation a contribué au renchérissement du prix français par rapport à ses voisins (voir après), dès lors que les capacités d'importation vers la France étaient saturées.

⁸² La capacité de transport nécessaire à l'échange d'énergie est allouée de façon « implicite » dans le système d'enchères. Depuis 2015, le couplage de la zone CWE est réalisé via une méthode d'optimisation multifrontière basée sur les flux « *flow-based* ». Des cas particuliers existent, où l'allocation de capacité peut être réalisée de façon « explicite », à la place ou en parallèle de l'allocation « implicite ».

Graphique 52 : Taux de convergence trimestriel des prix spots français avec ses voisins européens



Graphique 53 : Matrices des taux de couplage en hiver 2022 et en été 2022 des pays les uns par rapport aux autres sur le marché spot ; le prix moyen par saison et par pays est donné pour information



Le Graphique 53 permet de mettre en évidence les pays européens les plus proches en fonction de leur niveau de prix et selon la saison en 2022. Il rapproche visuellement les pays qui ont les taux de couplage (défini pour ce graphique comme un écart de prix absolu inférieur à 1 €) entre eux les plus importants. Ainsi, il peut être constaté qu'en hiver 2022, la France a un taux de couplage plus important avec l'Italie (couplés 42 % du temps) qu'avec ses autres voisins européens. En revanche, pendant l'été 2022, le prix français s'est plus souvent rapproché du prix allemand, autrichien, belge et néerlandais (couplés 46 % du temps).

La convergence des prix entre les pays varie selon la saison. En particulier, pendant l'hiver les températures plus froides impliquent une sollicitation plus importante des interconnexions, se traduisant par des découplages plus fréquents et des écarts de prix plus importants entre les différents pays européens ayant une thermosensibilité de leur consommation et un mix électrique différents.

Le Graphique 54 montre la distribution des écarts entre le prix *spot* des pays voisins de la France et le prix *spot* français. En 2022 le prix italien a été égal au prix français 33 % du temps et supérieur de plus de 10 €/MWh pendant 45 % du temps.

Le Tableau 11 ci-après montre le détail mensuel des écarts des prix *spots* européens avec le prix *spot* français.

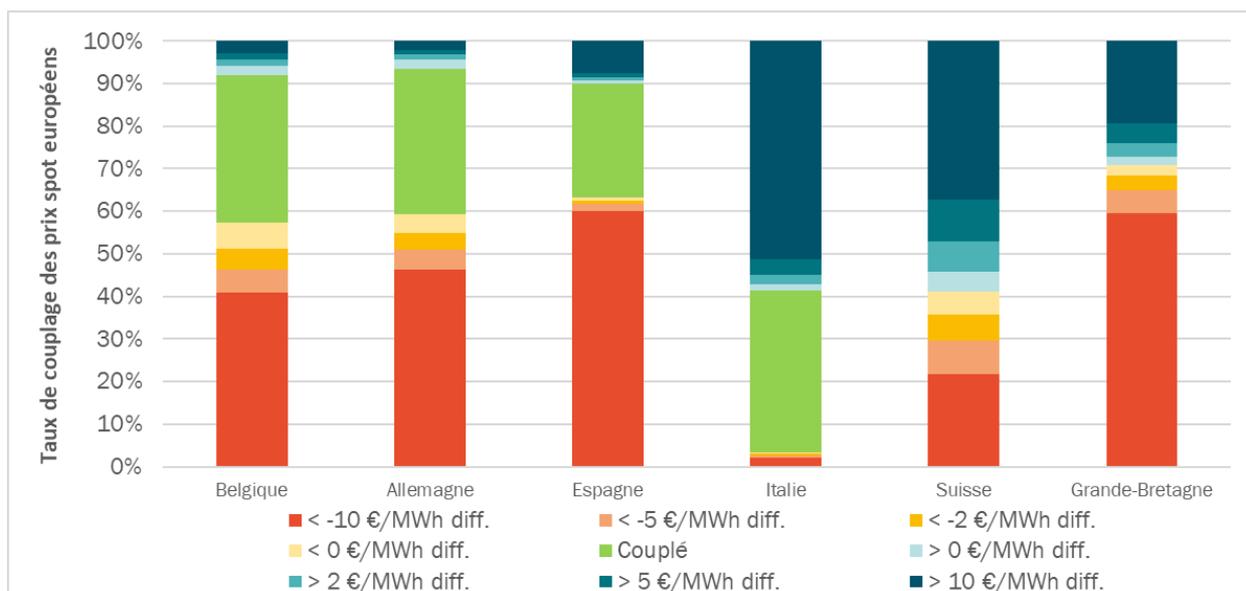
En moyenne, parmi ses voisins, la France a fait partie des pays au prix *spot* le plus élevé en 2022. Seuls les prix italien et suisse sont plus élevés que la France en moyenne sur l'année (respectivement de + 32 % et + 6 %). L'Italie a souffert en 2022 de prix du gaz beaucoup plus élevés que les prix français.

L'Espagne se détache des autres pays européens avec un prix moyen en 2022 s'élevant à 167,5 €/MWh, environ 30 % moins élevé que l'Allemagne (235,5 €/MWh). Cette situation, inédite pour l'Espagne, s'explique par la mise en place d'un mécanisme de subvention de la production d'électricité à partir du gaz dans la péninsule ibérique⁸³ le 13 mai 2022 par décret royal. L'effet sur les prix espagnols s'observe nettement à partir du mois de juin 2022.

Par ailleurs, alors que la Grande-Bretagne fait habituellement partie des pays au prix le plus élevé, du fait de son mix électrique fortement dépendant du gaz et des importations, l'année 2022 fait figure d'exception. En effet, en 2022, le prix *spot* moyen de la Grande-Bretagne s'est élevé à 241,6 €/MWh (soit une hausse de 75,5 % par rapport à 2021, plus faible que la hausse connue par la plupart des pays européens). Le prix *spot* de la Grande-Bretagne en 2022 a donc été moins cher que la France et même que la Belgique (244,5 €/MWh). En effet, la Grande-Bretagne bénéficie d'une position favorable, moins dépendante que l'Europe continentale aux matières énergétiques russes. Ainsi, l'augmentation de ses importations de GNL en 2022 a limité la hausse du prix du gaz en Grande-Bretagne, et donc la hausse de ses prix de gros de l'électricité. La Grande-Bretagne a également bénéficié d'une production d'électricité renouvelable abondante en 2022. L'année 2022 a donc vu les îles britanniques agir en tant qu'exportateur net vers l'Europe continentale (principalement vers la France), notamment à partir du second trimestre 2022 jusqu'au mois de novembre 2022.

⁸³ Le 13 mai 2022, les gouvernements espagnol et portugais ont introduit un mécanisme d'intervention sur les marchés de l'électricité espagnol et portugais, consistant à plafonner le prix du gaz à 40 €/MWh, dans le but de faire baisser le prix du marché de gros et donc de réduire la facture d'électricité des ménages et des entreprises dans les pays respectifs.

Graphique 54 : Ecart des prix spots européens avec le prix spot français en 2022 (prix pays – prix français)



Sources : ENTSOE, EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Tableau 11 : Ecart des prix mensuels spots européens avec le prix spot français entre 2018 et 2022 (prix pays – prix français)

	Allemagne					Belgique					Suisse				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Janvier	-5,5	-11,8	-3,0	-6,7	-43,7	1,8	-0,7	-0,1	-2,0	-20,0	8,8	1,1	4,6	1,0	8,0
Février	-8,6	-3,8	-4,3	-0,3	-56,7	-1,3	1,0	2,2	-0,4	-22,9	4,2	2,2	7,9	4,9	23,1
Mars	-10,9	-3,3	-1,3	-3,0	-43,2	2,4	3,7	0,2	-3,6	-29,5	5,0	1,9	2,3	6,0	10,8
Avril	-1,5	-1,1	3,6	-9,5	-67,4	4,2	-0,2	1,2	-6,1	-46,5	0,6	0,6	3,7	0,5	-5,6
Mai	-0,9	0,6	2,7	-2,0	-19,9	10,1	0,8	0,5	0,3	-20,8	-1,3	0,9	2,0	2,5	-0,3
Juin	0,1	3,2	0,4	0,6	-30,4	7,7	-1,8	-0,2	0,9	-29,3	0,9	2,6	-0,1	0,1	6,4
Juillet	-1,9	2,0	-3,3	3,0	-85,9	1,5	0,0	-3,6	-1,0	-79,6	-0,9	0,2	-0,6	2,6	-17,8
Août	-2,2	3,4	-1,9	5,4	-27,3	2,3	0,3	-1,3	2,2	-44,4	-0,3	0,5	-1,3	5,2	-4,8
Septembre	-7,2	0,3	-3,5	-6,9	-48,6	6,8	-1,9	-3,0	0,9	-48,2	-0,5	1,9	-1,3	2,7	10,0
Octobre	-12,5	-1,7	-3,9	-32,9	-26,3	10,4	-1,0	1,5	-7,2	-21,5	7,4	1,4	0,3	25,9	5,2
Novembre	-11,1	-4,9	-1,3	-40,9	-18,3	10,0	-1,5	-0,2	-14,9	-11,5	-2,6	0,0	1,4	9,8	27,2
Décembre	-6,8	-4,5	-4,9	-53,6	-19,3	4,8	-0,1	-1,0	-29,3	-1,6	2,8	4,4	3,0	7,6	9,2
Prix moyen	44,5	37,7	30,5	96,9	235,5	55,3	39,4	31,9	104,1	244,5	52,2	40,9	34,0	114,9	281,7
	Espagne					Italie					Grande-Bretagne				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Janvier	15,0	0,8	3,1	0,7	-9,7	13,3	6,4	7,9	2,0	15,5	21,3	7,4	4,1	29,1	7,8
Février	6,2	7,4	9,7	-20,5	14,7	8,1	10,7	12,5	8,5	27,7	9,2	10,8	10,2	12,6	10,5
Mars	-8,1	14,9	3,9	-4,7	-11,8	9,8	19,7	7,6	9,9	16,3	16,3	17,7	11,7	16,0	6,0
Avril	9,1	12,3	4,2	1,9	-41,6	14,9	15,2	11,0	6,0	16,7	24,5	12,4	14,1	11,9	-21,2
Mai	20,5	11,2	6,4	11,8	-10,3	17,3	12,5	6,1	14,2	31,8	26,3	10,3	10,2	30,3	-47,1
Juin	16,2	17,9	4,8	9,8	-78,8	13,1	15,5	1,2	8,9	24,8	19,1	14,2	3,7	17,2	-59,5
Juillet	10,5	13,8	1,2	14,0	-258,2	9,6	12,9	2,6	22,0	50,5	12,7	8,0	-0,8	30,0	-112,9
Août	5,9	11,6	-0,6	28,6	-337,6	7,0	11,8	1,2	28,5	55,1	9,2	8,3	3,5	48,0	-55,6
Septembre	9,3	6,6	-5,2	20,8	-253,6	14,5	15,2	0,5	23,4	41,4	12,5	5,1	0,9	84,2	-85,8
Octobre	-0,5	8,6	-1,3	27,5	-51,7	9,7	13,5	4,1	46,2	34,6	7,3	3,6	9,9	41,4	-40,9
Novembre	-5,8	-3,7	1,8	-23,7	-76,3	-0,9	2,2	7,4	9,3	35,7	2,5	5,9	9,0	4,7	-30,1
Décembre	6,9	-2,7	-6,4	-35,5	-173,9	9,6	5,8	5,3	16,5	33,0	14,9	9,6	12,3	15,2	20,1
Prix moyen	57,3	47,7	34,0	111,9	167,5	60,7	51,3	37,8	124,7	308,4	64,9	48,9	39,6	137,7	241,6

Sources : ENTSOE, EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

2.4 Les prix à terme en France ont montré des primes de risque très élevées pour l'hiver 2022-2023 du fait de l'incertitude sur la disponibilité du nucléaire

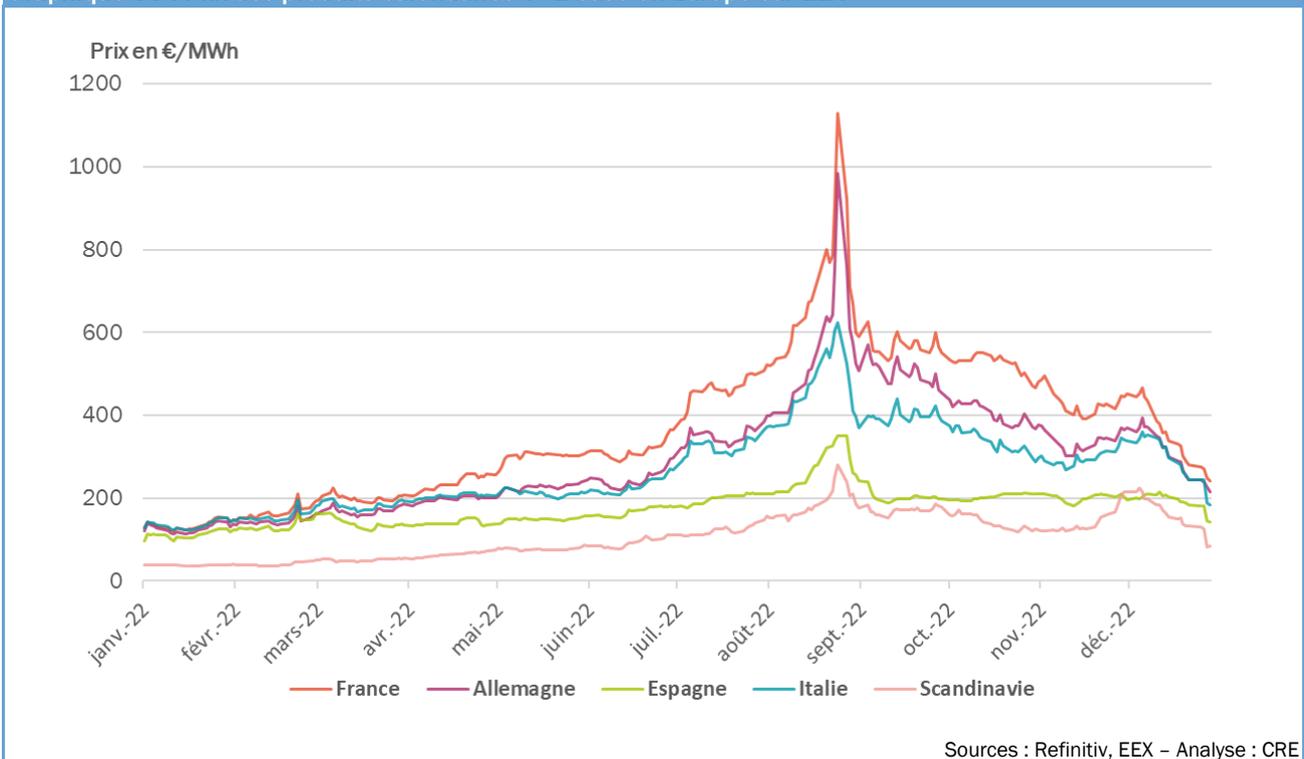
Les prix de gros à terme, en particulier le produit annuel, jouent un rôle majeur dans l'économie du système électrique : ils déterminent dans une large proportion le prix payé par les consommateurs, et constituent également une grande part du revenu des producteurs.

Les marchés à terme permettent d'échanger de l'électricité à l'avance sur des périodes de livraison données dans le futur. Ils regroupent des produits pour différents horizons de temps allant de quelques jours à plusieurs années en avance. Un acteur du marché ayant besoin d'une livraison physique⁸⁴ à une échéance donnée peut adopter deux approches : un achat sur le marché *spot*, en couvrant le risque prix par un produit à terme à règlement financier, ou directement un achat d'un produit physique sur les marchés à terme.

Pour les produits à livraison financière, les prix de règlement sont évalués quotidiennement jusqu'au dernier jour de livraison du contrat et correspondent *in fine* à la moyenne des prix *spots* réalisés sur la période de livraison du contrat. Ces contrats sont utilisés par les acteurs du marché pour se couvrir contre les risques de variation des prix. Par exemple, il s'agit pour un producteur, de « sécuriser » un volume et un prix avant la livraison, ou encore, pour un fournisseur, de déterminer un prix de fourniture aux consommateurs ou « sécuriser » une marge de fourniture. A plus long terme, les prix à terme sont un signal à l'investissement et peuvent servir de référence dans la négociation de contrats long terme.

Les marchés à terme ont été fortement touchés par la crise énergétique en 2022. Les prix à terme pour livraison en 2023 et particulièrement ceux pour livraison pendant l'hiver 2022-2023 ont connu une hausse exceptionnelle, dépassant largement les niveaux observés dans les autres pays européens.

Graphique 55 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe sur EEX



Les prix ont dans un premier temps particulièrement augmenté en première partie d'année pour atteindre un point culminant à l'été 2022 (pic à 1 130 €/MWh atteint le 26 août 2022 sur le contrat annuel 2023), tandis que les craintes pour la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2022-2023 étaient au plus haut.

Les prix à terme se sont progressivement détendus à partir de l'automne tout en restant à un niveau très élevé jusqu'à début décembre, avant de baisser rapidement en fin d'année grâce au retour en service rapide du parc

⁸⁴ Il existe deux types de livraison à terme :

- Livraison physique : le contrat prévoit une livraison d'électricité qui sera « débitée » du périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre du vendeur et « créditée » dans celui de l'acheteur.
- Livraison financière : les parties s'entendent sur un prix et une référence de prix (le marché *spot* J-1 généralement). Les parties réalisent un transfert financier entre elles correspondant à la différence entre le prix convenu et le prix de référence multipliée par le volume convenu, dès que le prix de référence est connu.
- D'un point de vue financier, ces deux types de livraison sont équivalents.

nucléaire, ainsi qu'à la détente du marché du gaz, à la baisse de la consommation (dont les premiers résultats visibles des efforts de sobriété).

La hausse des prix à terme de l'électricité en 2022 reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite :

- la première concerne la sécurité d'approvisionnement européenne en gaz pour l'hiver 2022-2023, du fait de la forte baisse des livraisons par gazoducs d'un de ses principaux fournisseurs, Gazprom. Depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la menace d'un arrêt complet des importations de gaz russe pèse directement sur les marchés, générant des craintes de pénuries pour l'hiver 2022-2023 ;
- la seconde concerne plus directement la France du fait de l'état de son parc nucléaire, affecté par l'arrêt de nombreux réacteurs. La découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte fin 2021, qui s'ajoute à un calendrier des maintenances déjà très chargé, a conduit à de nombreuses mises à l'arrêt. EDF devant réaliser des mesures de contrôles et de réparations supplémentaires et inédites, cela a généré une plus grande incertitude sur sa capacité à remettre en service les centrales concernées avant l'hiver.

Dans ce contexte particulièrement tendu, la CRE a renforcé sa surveillance des marchés de gros et a communiqué le 26 juillet 2022⁸⁵ son analyse préliminaire des prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023. La CRE a constaté que les prix à terme de l'électricité, et en particulier les prix pour livraison en France au premier trimestre 2023, reflétaient l'anticipation par les acteurs de marché d'une tension particulièrement importante sur l'équilibre de l'offre et de la demande. La CRE soulignait que ces prix à terme incluaient des primes de risque paraissant très élevées par rapport à une anticipation raisonnable des futurs prix journaliers. Les acteurs souhaitant couvrir leur exposition aux prix de gros étaient manifestement prêts à payer ces primes de risque.

Au vu du caractère exceptionnel de la situation et du niveau très élevé des prix observés par rapport à des modélisations historiques, la CRE a interrogé formellement les acteurs de marché sur leurs stratégies et leurs anticipations pour l'hiver 2022-2023.

Dans son rapport final, publié le 13 décembre 2022⁸⁶, la CRE présente son analyse de la hausse des prix à terme ainsi que la synthèse des réponses des acteurs de marché interrogés. Les principales conclusions sont les suivantes :

- dans la conjoncture de 2022, marquée par de fortes incertitudes sur l'équilibre offre-demande, les niveaux de prix atteints s'expliquent essentiellement par la couverture des risques liés aux activités physiques des acteurs (producteurs, fournisseurs et gros consommateurs principalement) ;
- la prudence des acteurs cherchant à limiter leurs risques en période de crise conduit d'un côté à des achats supérieurs à la moyenne des besoins anticipés en volume et de l'autre côté à une réduction des ventes sur les marchés à terme. Cela contribue mécaniquement à une tension sur les marchés à terme plus forte que celle de l'équilibre physique anticipé, de nature à expliquer, au moins en partie, les primes de risque élevées constatées en France ;
- au regard de la faible liquidité et des prix très élevés et volatils, les acteurs interrogés indiquaient une réduction générale de l'activité de négoce pour compte propre (ce qui inclut les stratégies dites « directionnelles » ou « spéculatives ») sur les marchés à terme. Par ailleurs, on observait une faible activité de vente à découvert pour les contrats livrés en France pour l'hiver 2022-2023, du fait vraisemblablement des niveaux de risque très élevés portés par ces positions. En l'état des analyses de la CRE, les niveaux de prix de gros élevés constatés en France ne résultaient pas de positions spéculatives qui auraient été prises par un ou plusieurs acteurs ;
- alors que le marché français a été anticipé comme importateur en moyenne pendant l'hiver 2022-2023, les capacités d'échange aux frontières pour 2023 n'ont pour la plupart pas été commercialisées avant fin novembre 2022 (à l'exception des interconnexions avec le Royaume-Uni). Les importations correspondantes, nécessaires à l'équilibre offre-demande en France, ne pouvaient donc pas être prises en compte sans risque dans les offres de vente sur les marchés à terme. Certains acteurs ont fait part de leur réticence à prendre le risque d'une exposition à la vente sur le marché français qui ne serait pas couverte par la détention d'une capacité d'interconnexion, le risque financier associé à de telles positions non couvertes ayant fortement augmenté dans la conjoncture de 2022.

L'écart entre les prix des contrats à terme livrés pendant l'hiver 2022-2023 en France et en Allemagne révélait particulièrement en 2022 le phénomène de prime de risque sur le marché français. En effet, l'écart de prix France-Allemagne a augmenté tout au long du début d'année 2022, et s'est particulièrement creusé pendant l'été. Par exemple, le 15 juillet 2022, sur le produit du premier trimestre 2023, le prix français (867,5 €/MWh) était plus de deux fois supérieur à son équivalent allemand (398,5 €/MWh). L'écart de prix France-Allemagne sur le produit du

⁸⁵ <https://www.cre.fr/Actualites/hausse-des-prix-pour-l-hiver-prochain-la-cre-interroge-les-acteurs-de-marche-sur-leurs-strategies-et-leurs-anticipations>

⁸⁶ <https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-publie-son-analyse-des-prix-de-gros-de-l-electricite-pour-l-hiver-2022-2023-et-l-annee-2023>

premier trimestre 2023 a atteint son maximum le 25 août 2022 à 595 €/MWh et le *calendar* 2023 français est resté pendant la majeure partie de l'année supérieur de plus de 100 €/MWh au *calendar* 2023 allemand.

Graphique 56 : Evolution des prix des produits base pour livraison au premier trimestre 2023 (T1 2023) français et allemand



Les prix à terme se sont finalement fortement détendus, dans un premier temps à partir de fin octobre 2022, puis en décembre.

Cette baisse des prix concerne tous les produits proposés mais touche principalement le produit du premier trimestre 2023. Par exemple, s'agissant du produit *calendaire* 2023, le prix passe de 526 €/MWh le 24 octobre 2022 à 433 €/MWh le 30 novembre 2022 puis à 248 €/MWh le 30 décembre 2022.

Les prix ont également diminué en Allemagne, mais dans une proportion moindre. Cette baisse des prix à terme s'est ainsi traduite par une réduction de l'écart de prix France-Allemagne, réduit à 43 €/MWh le 30 décembre 2022, soit un écart relatif de 18 %, bien inférieur aux écarts de 40 à 60 % observés pendant l'été.

Cette réduction des primes de risque en fin d'année résulte d'une situation perçue finalement comme moins risquée par les acteurs de marché, du fait de plusieurs facteurs fondamentaux :

- le retour en service rapide des centrales nucléaires d'EDF, après une longue période de très faible niveau de disponibilité ;
- la détente générale sur le marché de gros du gaz ;
- le fait que les journées froides de début décembre aient été passées sans difficulté par le système électrique français.

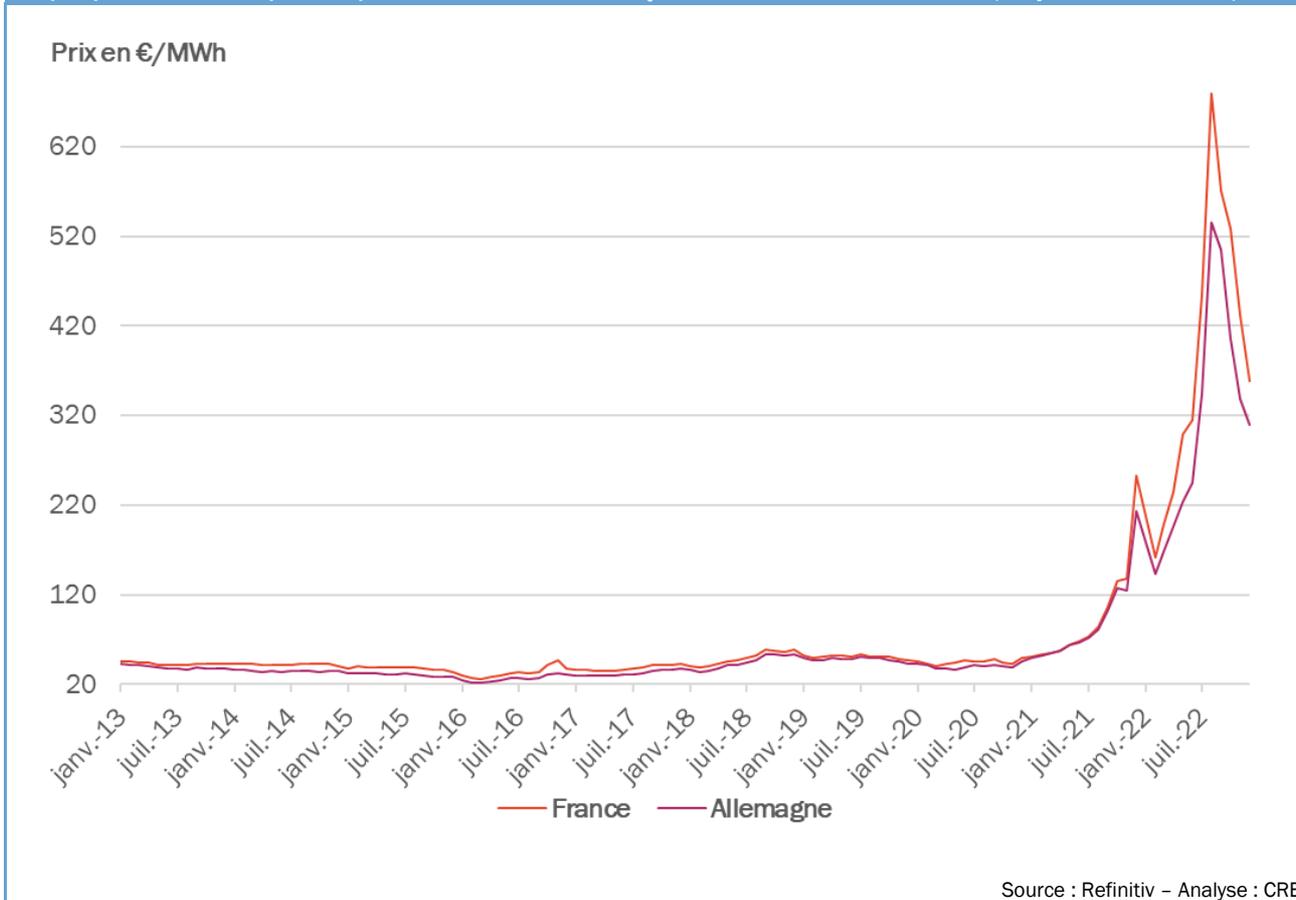
L'augmentation de la liquidité due à l'apport des capacités d'interconnexion de long terme a pu également jouer un rôle. En effet, il y a eu 6 enchères de droit de transport de long terme entre le 24 octobre 2022 et le 28 décembre 2022 portant sur toute la période du premier trimestre 2023 dans le sens de l'importation vers la France, pour une puissance totale de 2,6 GW très significative par rapport à l'ensemble des positions ouvertes sur ce trimestre, qui augmente de près de 3 GW sur la même période, pour finir à 10 GW environ.

Finalement, le produit *calendar* 2023 français s'est négocié en 2022 en moyenne à 367,6 €/MWh, soit une hausse de 288 % par rapport au prix moyen de 2021 pour livraison en 2022 (94,7 €/MWh) et de 624 % par rapport au prix moyen de 2019 pour 2020 (50,8 €/MWh). Le prix du *calendaire* allemand base 2023 s'est négocié en moyenne à 298,3 €/MWh en 2022, soit une hausse d'environ 237 % par rapport au prix de 2021 pour 2022 (88,5 €/MWh) ou une hausse de 520 % par rapport à 2019 pour 2020 (48,1 €/MWh).

Dans ce contexte, la CRE, en liaison avec RTE, les régulateurs et gestionnaires de réseaux des pays frontaliers, a engagé des travaux visant à anticiper la commercialisation des capacités d'échange transfrontalières afin de donner plus de visibilité aux acteurs de marché, ce qui devrait aller dans le sens de la réduction des primes de risque.

Afin de mettre en perspective la nature exceptionnelle de la crise de l'année 2022, un historique des prix des produits calendaires français et allemand base en maturité Y+1 depuis le 1^{er} janvier 2013 est présenté sur le Graphique 57.

Graphique 57 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)



Les prix observés en 2022 sont exceptionnels par rapport aux variations historiques connues depuis le début de l'ouverture des marchés de l'électricité en Europe. Le prix moyen de l'électricité sur la période 2013-2021 est d'environ 48,3 €/MWh, à comparer avec le prix moyen en 2022 de 367,6 €/MWh.

Malgré ces niveaux de prix très élevés, sur la base des informations disponibles et à ce stade de ses analyses, la CRE n'a pas connaissance de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre de REMIT au titre de 2022.

3. LES VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES DE GROS SONT EN BAISSSE

Les échanges sur les marchés de gros s'effectuent en gré à gré ou sur la bourse. La grande majorité des échanges de gré à gré sont intermédiés par des courtiers. Les produits échangés peuvent être à règlement physique ou financier. Sur le marché français, les produits à règlement financier peuvent être échangés directement sur les bourses (principalement EEX) mais aussi intermédiés par les courtiers puis enregistrés auprès d'une bourse pour règlement au travers de la chambre de compensation (transactions principalement enregistrées sur EEX). Les produits à règlement physique sont essentiellement intermédiés par les courtiers.

Les enchères organisées par EDF sur une plateforme dédiée à la vente à terme de l'énergie acquise au titre des contrats d'obligation d'achat garantis par l'Etat représentent également des volumes d'énergie importants.

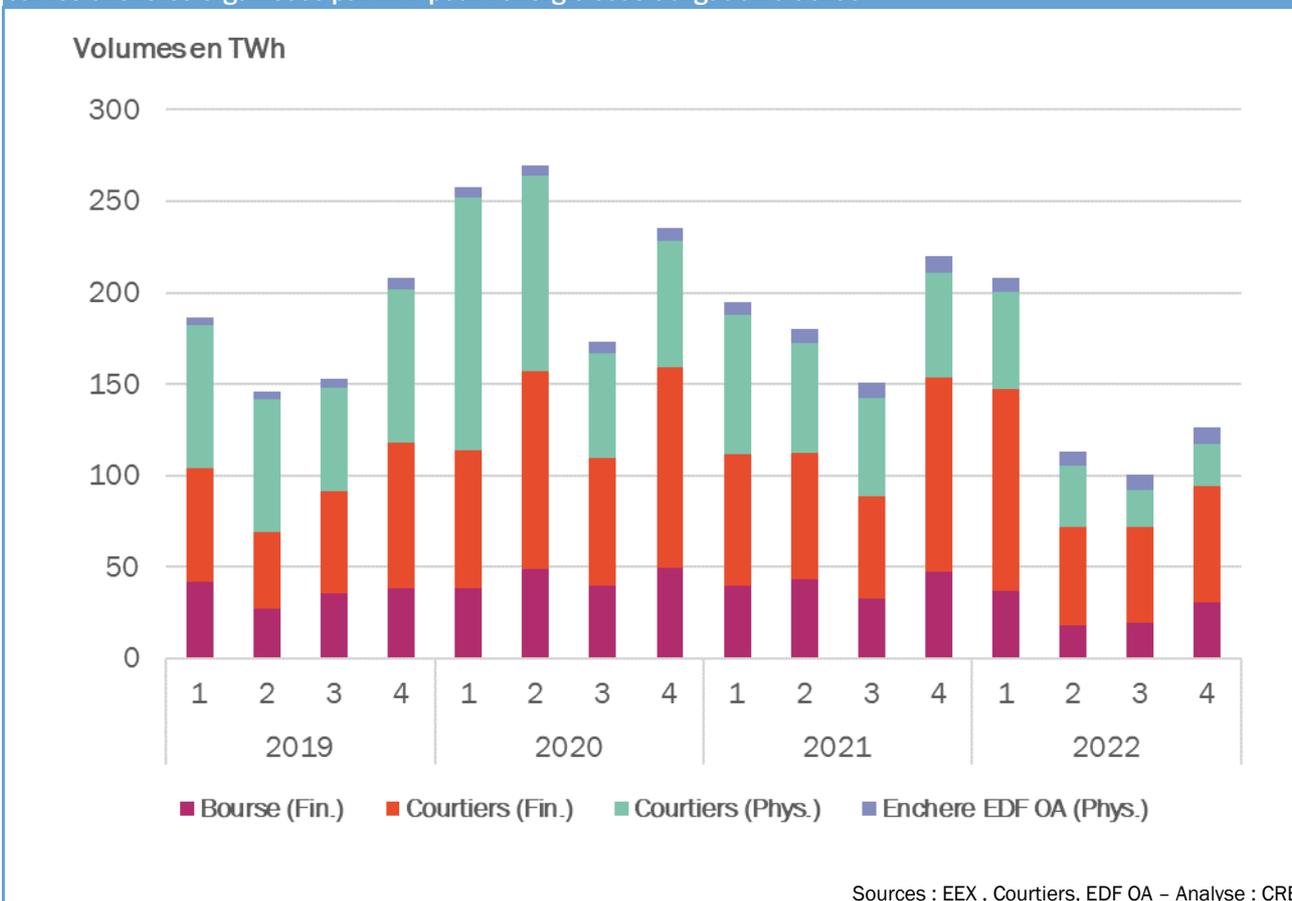
Sur les marchés à terme (gré à gré, bourse EEX), les produits échangés en France vont d'un horizon 3 ans (produit *calendar* Y+3) à une journée précédant la livraison (produit *day-ahead*). L'essentiel des échanges au pas journalier (*day-ahead*) et intrajournalier (*intraday*) est effectué sur les bourses EPEX SPOT et Nord Pool, opérateurs désignés en France du couplage européen des marchés journalier et intrajournalier. Les échanges sur les produits *day-ahead* sont réalisés via des enchères journalières (couplage journalier ou *single day-ahead coupling* – SDAC) ; les échanges sur les produits intrajournaliers sont effectués sur un marché continu (couplage intrajournalier ou *Single Intraday Coupling* – SIDC – et marché national).

Sur les marchés à terme, les volumes échangés sur le marché français de l'électricité sont en baisse de 26 % en 2022 (548 TWh) par rapport à l'année 2021 (746 TWh) et de 42% par rapport à l'année 2020 (937 TWh). Cette tendance, de sens opposé à celle constatée sur le marché du gaz, est constatée pour toutes les formes d'échanges, avec une baisse de 35 % des volumes échangés sur la bourse EEX (105 TWh en 2022 contre 163 TWh en 2021), une baisse de 8 % en gré à gré pour les produits financiers (280 TWh en 2022 contre 303 TWh en 2021) et une baisse de 4 8% en gré à gré pour les produits physiques (130 TWh en 2022 contre 248 TWh en 2021). Le nombre de transactions est également en baisse de 7 % entre 2021 et 2022.

Le marché à terme continue à se financiariser sur la période observée. Cette croissance des produits à règlement financier peut refléter une préférence pour la réduction du risque de contrepartie dans les échanges sur les marchés à terme. En effet, alors que les modalités de garanties et d'appels de marges sont variables sur les produits à règlement physique, les produits à règlement financier éliminent le risque de contrepartie au travers de la chambre de compensation. L'année 2022 est marquée par un fort déclin des volumes échangés, financiers et physiques, à partir du deuxième trimestre, ce qui coïncide avec la très forte hausse des prix à terme. La hausse des cours et des marges requises semble dissuader les acteurs de marché de mener des transactions à terme.

Il convient de noter que les volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat ne sont pas directement comparables aux autres. En effet, elles ne donnent pas lieu à des échanges « aller-retour » mais uniquement à des ventes d'EDF.

Graphique 58 : Volumes échangés sur la bourse ou via des courtiers sur les marchés à terme, volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat



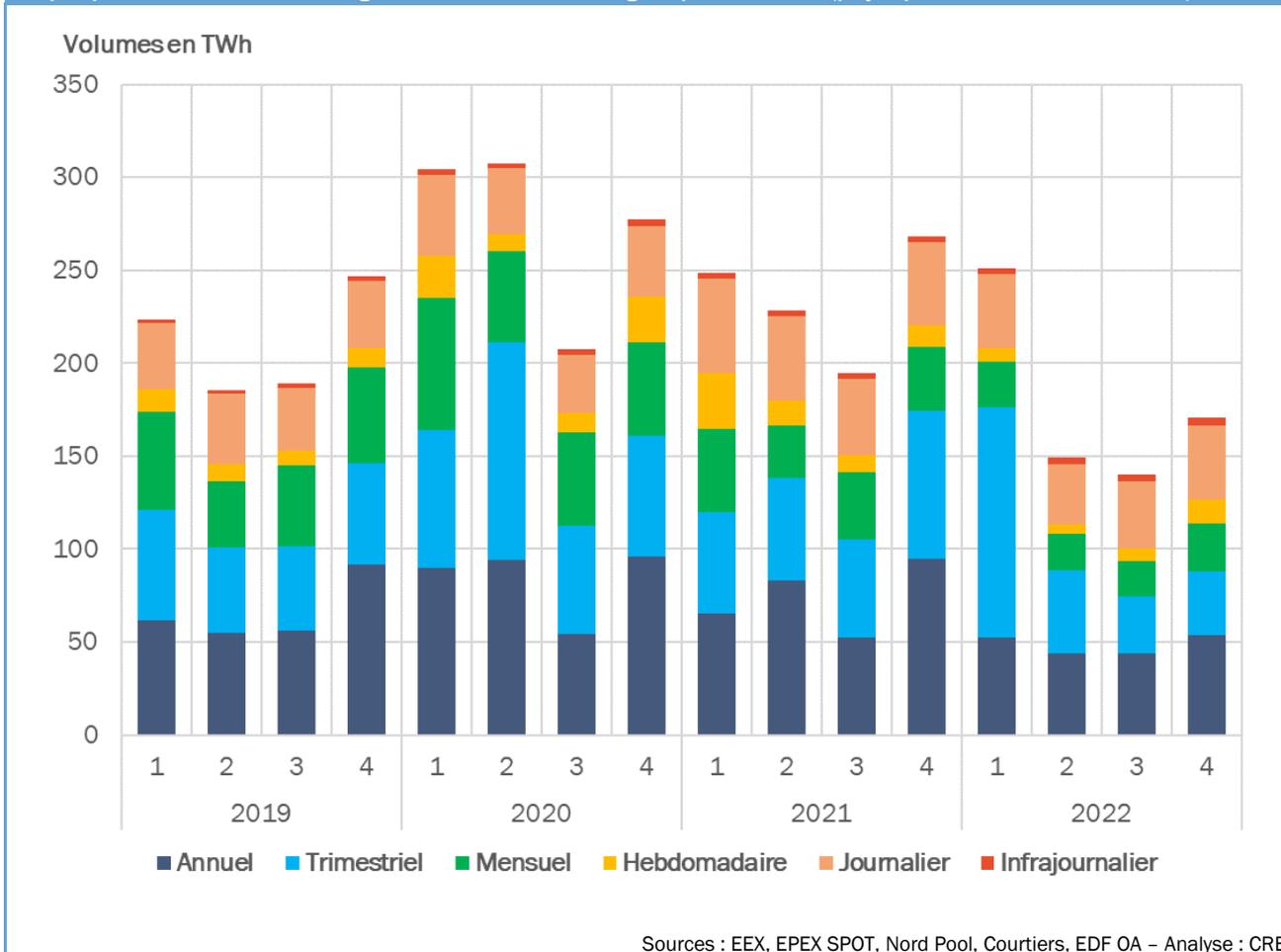
Le Graphique 59 présente l'ensemble des volumes échangés sur les marchés de gros par maturité, sur les marchés à terme mais aussi les marchés journalier et intrajournalier. Entre 2021 et 2022, la plupart des volumes échangés pour chaque type de produit est en baisse :

- produits annuels : baisse de 34 %, de 296 TWh échangés en 2021 à 194 TWh en 2022,
- produits trimestriels : baisse de 4 %, de 242 TWh échangés en 2021 à 233 TWh en 2022,
- produits mensuels : baisse de 38 %, de 144 TWh en 2021 à 88 TWh en 2022,
- produits hebdomadaires : baisse de 51 %, de 64 TWh en 2021 à 31 TWh en 2022,
- produits journaliers : baisse 18 %, de 182 TWh en 2021 à 149 TWh en 2022.

Les volumes échangés pour les produits infrajournaliers sont en hausse, de 13 TWh en 2021 à 15 TWh en 2022. Alors qu'en 2021, la baisse des volumes échangés était la plus marquée sur les produits avec une maturité supérieure à un mois, 2022 se caractérise par une baisse forte sur l'ensemble des produits à l'exception des contrats trimestriels en baisse modérée (4 %) et l'infrajournalier (en hausse de 17 %). Cette baisse est particulièrement marquée pour les produits à livraison physique.

Les produits à terme représentent la part la plus importante des produits échangés sur les marchés de gros de l'électricité car les acteurs du marché couvrent majoritairement leur exposition à moyen ou long terme et sont amenés à ajuster cette couverture au cours du temps. Les marchés de plus court terme, journalier et infrajournalier, sont indispensables notamment à l'optimisation du parc de production et de l'utilisation des interconnexions, même s'ils représentent des volumes échangés moindres. Le marché journalier présente tout de même des volumes très significatifs, notamment car il peut être utilisé pour acheter ou vendre de l'électricité dont le prix est déjà couvert par un achat ou une vente de contrat à terme à livraison financière. Les produits infrajournaliers, eux, représentent de l'ordre de 1 % des échanges.

Graphique 59 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu)



En 2022, la somme des positions nettes est en baisse par rapport à 2021, de façon notable en ce qui concerne les produits annuels. Cela peut s'expliquer notamment par le contexte de prime de risque élevée où l'incertitude sur la production nucléaire 2023 a été forte, pouvant conduire à limiter les ventes à terme d'EDF.

Le Graphique 60 illustre l'évolution des positions ouvertes des acteurs par catégorie, pour les produits annuels base, physiques et financiers confondus. À noter qu'il s'agit de l'évolution des positions ouvertes sur l'année précédant la livraison.

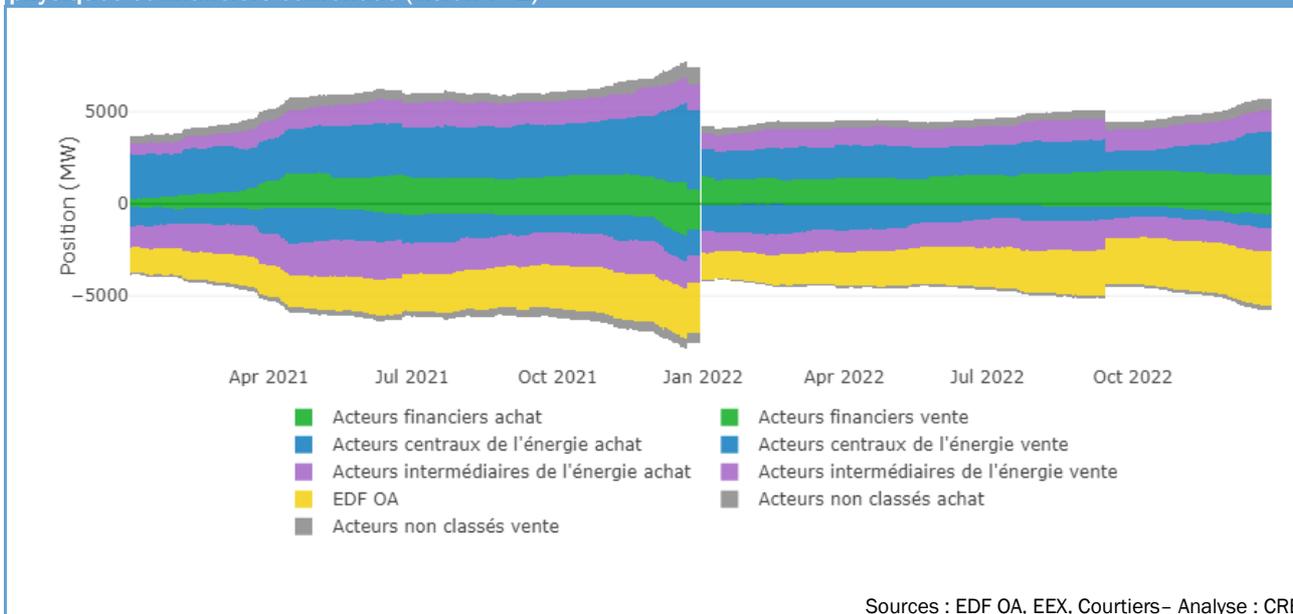
Les catégories d'acteurs ont été construites de la façon suivante :

- les acteurs physiques principaux de l'énergie, composés des fournisseurs et producteurs d'énergie,
- les acteurs physiques intermédiaires, composés des consommateurs, agrégateurs, etc.,
- les acteurs financiers, composés des fonds d'investissement, *trading house*, etc. actifs sur le marché de l'électricité français,

- EDF OA, qui vend les volumes issus des contrats d'obligation d'achat garantis par l'Etat, vendus à terme selon la procédure établie par la CRE⁸⁷.

Sur toute la période, les acteurs physiques représentent une large majorité des positions ouvertes pour le produit annuel base. EDF OA reste le principal vendeur en 2021 et en 2022. En 2021 et en 2022, on constate une hausse des ventes des acteurs financiers en fin d'année, qui pourrait correspondre à la couverture des capacités d'interconnexion acquises en fin d'année pour l'année suivante.

Graphique 60 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit annuel base, produits physiques et financiers confondus (vision Y+1)



4. LES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE : SERVICES SYSTEME, AJUSTEMENT ET RESERVES

Les produits échangés sur les marchés de l'équilibrage sont considérés au titre du règlement REMIT comme des produits énergétiques de gros. A ce titre, la CRE est compétente en ce qui concerne la surveillance de ces marchés. Par ailleurs, en application du règlement européen sur l'équilibrage⁸⁸, (règlement « Electricity Balancing », ci-après « règlement EB »), et de l'article L. 321 11 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles de fonctionnement de ces marchés.

4.1 Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir

Afin de pouvoir équilibrer à chaque instant la consommation et la production, RTE, en tant que responsable de la stabilité du réseau électrique, sollicite auprès des fournisseurs de services d'équilibrage des services permettant de moduler la production ou la consommation électrique. Pour assurer cet équilibre, différents types de réserves peuvent être mobilisés : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, activables automatiquement, et, d'autre part, la réserve tertiaire, activable manuellement. Par ailleurs, les responsables d'équilibre sont incités financièrement à équilibrer leurs injections et imports d'une part, et leurs soutirages et exports d'autre part en amont du temps réel afin de limiter les volumes de déséquilibres.

L'activation et la contractualisation des réserves d'équilibrage évoluent vers une généralisation des mécanismes de marché, notamment dans le contexte de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage. La CRE est fortement impliquée dans ces évolutions visant à améliorer l'efficacité du système au bénéfice des consommateurs, et veille au bon fonctionnement de ces nouveaux marchés.

⁸⁷ Délibération N°2019-259 de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat.

⁸⁸ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=FR#:~:text=Il%20%C3%A9noncer%20des%20r%C3%A8gles%20pour,aux%20fins%20de%20l'%C3%A9quilibrage.>

4.1.1 La réserve primaire

La réserve primaire vise à contenir les écarts de fréquence sur le réseau interconnecté d'Europe continentale, en modulant l'injection ou le soutirage des moyens y participant, en réaction à des écarts de fréquence en temps réel. La réserve primaire est contractualisée par RTE auprès de fournisseurs de services d'équilibrage français et étrangers, au travers de la coopération « FCR » (pour « *Frequency Containment Reserve* »), que RTE a rejointe début 2017. Cette coopération donne lieu à des appels d'offres quotidiens menés conjointement par les GRT de 8 pays (Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, France, Pays-Bas, Slovaquie, Suisse et République tchèque)⁸⁹.

Seule la capacité de réserve primaire fait l'objet d'un mécanisme de marché. Du fait du mode d'activation de cette réserve (automatique et décentralisée, en fonction des écarts de fréquence), il n'y a pas de mise en concurrence des activations en énergie. Par ailleurs, les échanges entre pays résultant de l'activation de la réserve primaire ne sont jamais contraints par les capacités d'échange aux frontières, ces échanges étant prévus dans les marges de sécurité sur les interconnexions.

4.1.2 La réserve secondaire

La réserve secondaire est activée automatiquement par RTE par le biais d'un signal envoyé à l'ensemble des moyens qui participent à cette réserve. Elle a pour objectif de résorber les écarts entre les échanges commerciaux prévus aux interconnexions et les échanges réalisés.

Aujourd'hui, l'activation de cette réserve passe par l'envoi d'un signal unique à l'ensemble des participants, sans mise en concurrence des activations. L'activation en énergie des capacités de réserve secondaire va cependant évoluer pour faire l'objet d'un mécanisme de marché selon un ordre de préséance économique. Les activations feront alors l'objet d'offres déposées par les acteurs à proximité du temps réel, dont la sélection sera optimisée en France par RTE, dans un premier temps à l'échelle française seule, puis au niveau européen au travers de la plateforme européenne PICASSO (« *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* »). Celle-ci est entrée en service en juin 2022, et permet de prendre en compte l'ensemble des offres déposées en Europe, les besoins en temps réel de chaque GRT et les capacités d'échange disponibles aux frontières. A date, la mise en œuvre par RTE de l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique à l'échelle française est prévue pour l'automne 2023. La CRE a par ailleurs octroyé à RTE une dérogation portant jusqu'en juillet 2024 pour la connexion à la plateforme européenne PICASSO⁹⁰.

En France, l'activation de la réserve secondaire par RTE est optimisée par le biais de la plateforme européenne IGCC (« *International Grid Control Cooperation* »), qui permet de compenser les besoins en sens opposé entre les pays membres, et donc de limiter les activations simultanées de réserve secondaire dans des directions opposées de part et d'autre des différentes frontières. RTE a rejoint le projet en 2016. A date, les GRT de 24 pays participent à la plateforme IGCC.

4.1.3 La réserve tertiaire

La réserve tertiaire est mobilisée par RTE au travers du mécanisme d'ajustement, marché organisé par RTE depuis 2004, et via la plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve complémentaire (ci-après « plateforme TERRE ») à laquelle RTE s'est connecté le 2 décembre 2020.

La plateforme TERRE est issue d'une coopération lancée en 2014 par les GRT européens qui utilisent des produits de réserve complémentaire pour équilibrer leur zone, dont RTE. Tous les GRT utilisant des produits de réserve complémentaire doivent y participer, conformément à l'article 19 du règlement EB.

Tout acteur d'ajustement disposant de capacités d'équilibrage mobilisables en moins de 30 minutes peut y participer, dès 1 MW. La plateforme TERRE permet, dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles après la fermeture des échanges infrajournaliers, d'échanger des offres de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. L'algorithme de sélection des offres réalise une optimisation par heure, pour les quatre quarts d'heure de l'heure suivante, afin de sélectionner les offres à activer. Les offres d'ajustement sont rémunérées au prix marginal de la zone dans laquelle elles sont activées.

La plateforme a été officiellement lancée le 15 janvier 2020 et, fin 2022, 6 GRT y étaient connectés. RTE y est connecté depuis le 2 décembre 2020, et a accru sa participation à la plateforme tout au long de l'année 2021 et le début de l'année 2022. Depuis le 21 mars 2022, la période initiale d'exploitation sous contrôle est achevée et RTE participe à la plateforme TERRE en continu.

⁸⁹ Le GRT de République tchèque (CEPS) a rejoint la coopération en mars 2023.

⁹⁰ Délibération de la CRE N° 2022-210 du 21 juillet 2022 portant décision d'octroi de dérogations pour la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et tertiaire rapide.

Sur le mécanisme d'ajustement, les participants, dits « acteurs d'ajustement », proposent à RTE des offres, issues de moyens contractualisés ou non. Ces acteurs d'ajustement peuvent correspondre à des sites localisés en France (soutirage, injection, stockage), ou à des acteurs ou des gestionnaires de réseau situés à l'étranger, appelés au travers des interconnexions. Les offres définissent des conditions techniques d'activation, un prix de l'énergie activée et, le cas échéant, un prix de démarrage. RTE active cette réserve en fonction de ses besoins et en respectant une préséance dite « technico-économique », qui tient compte non seulement du prix des offres mais aussi de leurs caractéristiques techniques. RTE active des offres pour gérer l'équilibre offre-demande en France, mais aussi pour résoudre d'éventuelles congestions sur le réseau, pour augmenter la fourniture de services système ou encore pour restaurer un niveau suffisant de marge de moyens flexibles disponibles sur le système.

La plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve rapide (ci-après « plateforme MARI ») a été mise en service en octobre 2022. La CRE a octroyé à RTE une dérogation portant jusqu'en juillet 2024 pour la connexion à la plateforme européenne MARI⁹¹.

Tous les moyens de production raccordés au réseau de transport sont règlementairement tenus de proposer leur flexibilité disponible à la hausse au travers d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement. Une partie de la réserve tertiaire fait par ailleurs l'objet d'une réservation de capacité par RTE. Pour 2022, RTE a contractualisé deux tiers des réserves rapides et complémentaires (ci-après, « RR-RC ») par le biais d'un appel d'offres annuel lancé le 23 juillet 2021, avec soumission des offres le 9 septembre 2021. Le tiers restant a été contractualisé par le biais d'un appel d'offres journalier. Les RR-RC permettent à RTE de disposer à tout moment de 1 000 MW activables en moins de 13 minutes (réserves rapides) et de 500 MW supplémentaires activables en 30 minutes (réserves complémentaires).

La délibération du 21 juillet 2022 a validé, pour l'année 2023, l'augmentation de la part des capacités de RR-RC contractualisées à l'appel d'offres journalier à 50 % des capacités contractualisées.

4.1.4 Le dispositif de responsable d'équilibre

Le dispositif de responsable d'équilibre (RE) incite financièrement les acteurs de marché à faire correspondre le mieux possible la consommation et la production dans leur périmètre, chaque point de raccordement au réseau devant être rattaché au périmètre d'un responsable d'équilibre. Les écarts (déficit ou excédent d'énergie pour une période de 30 minutes donnée) font ainsi l'objet d'un règlement financier représentatif de la valeur de l'énergie d'équilibrage qui a dû être mobilisée par RTE, le cas échéant, pour résorber ces écarts. La période de règlement des écarts va évoluer, et passera de 30 minutes à 15 minutes le 1^{er} janvier 2025, en application des dispositions de l'article 53(1) du règlement EB.

Jusqu'à une heure avant le temps réel, les programmes de production peuvent être modifiés, et les acteurs peuvent importer ou exporter de l'énergie au travers des marchés transfrontaliers, modifiant ainsi l'écart du RE et la position « physique » de la zone France. Passé cet instant, et jusqu'à cinq minutes avant le temps réel, les acteurs français peuvent continuer à échanger de l'énergie entre eux sur le marché infrajournalier français, sans pouvoir modifier les programmes de production ou d'import / export. Ces derniers échanges ont donc un impact sur les écarts des RE concernés, mais pas sur le bilan physique de la zone France. Pendant cette période, RTE est donc le seul acteur à prendre des actions d'équilibrage « physiques ».

4.2 Bilan des marchés de l'équilibrage en 2022

4.2.1 Vue d'ensemble

Le Tableau 12 présente le bilan physique et financier des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que des énergies d'équilibrage activées.

Les coûts de contractualisation de différentes réserves sont couverts par les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (ci-après « TURPE »).

Le coût de contractualisation de la réserve primaire a augmenté de 23 M€ en 2022, en lien avec la hausse générale des prix des marchés de gros. Les prix de contractualisation en 2022 sont restés dans la continuité de ceux observés sur les trois derniers trimestres de 2021, et environ quatre fois plus élevés que ceux observés en 2020.

La réserve secondaire a été contractualisée en 2022 sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé de 20,5 €/MWh, et constitue la contractualisation de réserves la plus coûteuse (128 M€). Le coût de contractualisation a baissé de 30 M€ par rapport à 2021, la période de contractualisation par appels d'offres journaliers en novembre 2021 s'étant avérée particulièrement coûteuse (Section 4, §4.2.3).

⁹¹ Délibération de la CRE N° 2022-210 du 21 juillet 2022 portant décision d'octroi de dérogations pour la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et tertiaire rapide.

Tableau 12 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés

Année 2022	Contractualisation			Activations			
	Réserve	Sens	MW (moy)	A la hausse		A la baisse	
				GWh	M€	GWh	M€
Primaire (FCR)	Hausse et baisse	539	100,8	418	62,0	420	-59,4
Secondaire (aFRR)	Hausse et baisse	714	127,8	1 442	392,9	1 004	-242,1
Rapide (mFRR)	Hausse	1500	23,9	1 928	1494,3	1 520	-822,9
Complémentaire (RR)				986		2 657	
Total		2 753	253	6 300	2 116,9	7 284	-1 461,1

Source : RTE

Le coût de contractualisation des réserves rapides et complémentaires a augmenté de 11 M€ en 2022. Cette hausse est essentiellement portée par la hausse de la contractualisation lors des appels d'offres journaliers qui est passée de 5 à 14 M€. Cette hausse des coûts reflète des situations de tension non anticipées sur l'équilibre offre-demande en 2022. Par exemple, la contractualisation pour la journée du 4 avril 2022 (signal Ecowatt Orange) a coûté 3,5 M€, et les trois premières semaines de décembre (faible disponibilité du nucléaire et baisse des températures) ont coûté 3,6 M€ de contractualisation.

Les coûts d'activation sont à la charge des responsables d'équilibre et sont payés au travers du règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant les activations pour des motifs hors équilibrage qui sont supportés par les consommateurs via le TURPE.

Les activations des moyens d'équilibrage sur le mécanisme d'ajustement et sur la plateforme TERRE ont représenté en 2022 un coût net de 671 M€, en forte augmentation par rapport à 2021 (374 M€). L'écart par rapport à 2021 s'explique par une hausse des coûts des activations à la hausse, qui n'est pas compensée par la hausse des revenus des activations à la baisse. La hausse des coûts d'activation est due à l'augmentation du prix des offres activées à la hausse, qui suit la tendance haussière des prix de gros de l'électricité avec des prix encore plus élevés puisqu'ils correspondent à des offres non acceptées sur les marchés *spot*.

A ce jour les énergies activées des réserves primaire et secondaire sont valorisées au prix *spot*. La valorisation nette des énergies activées de réserve primaire et secondaire est par ailleurs faible, car ces activations sont en moyenne centrées sur zéro. En 2022, une part non négligeable des activations françaises de réserve secondaire à la baisse a été évitée par le biais de la plateforme européenne IGCC, en compensant des activations de réserve secondaire à la hausse dans les pays voisins. En tenant compte de ces compensations, la valorisation nette des énergies activées pour les réserves primaire et secondaire s'élève à - 15,6 M€ en 2022.

4.2.2 La coopération « FCR » pour la réserve primaire

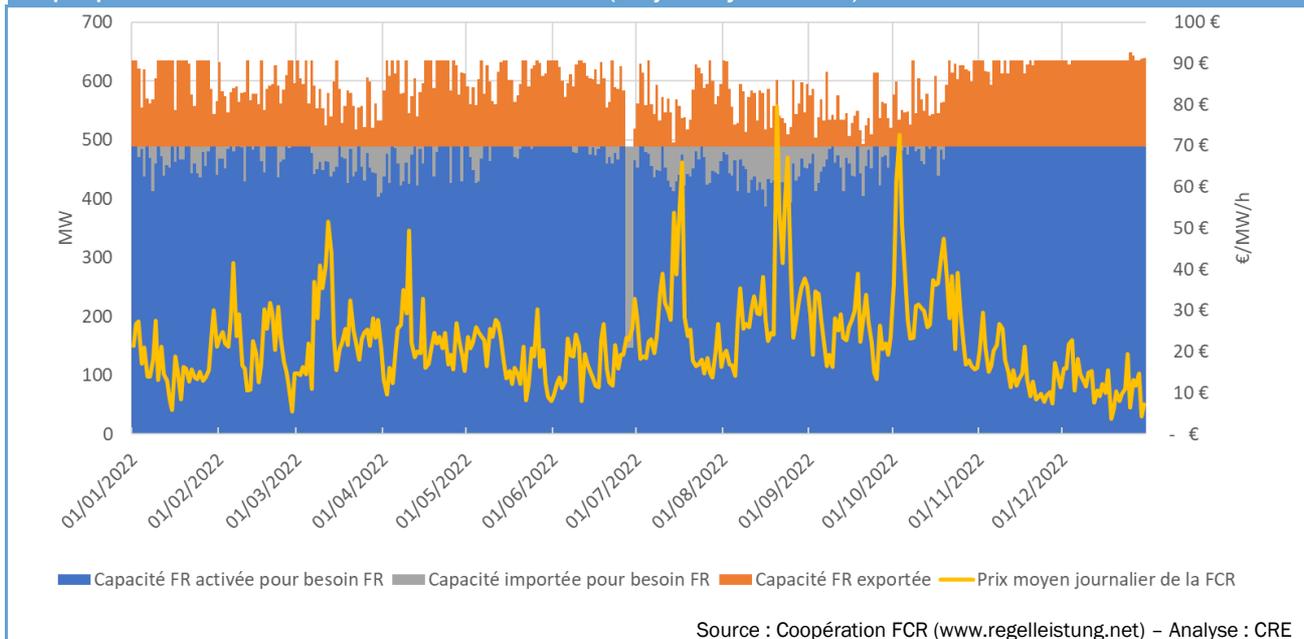
Depuis le 1^{er} juillet 2020, la réserve primaire est contractualisée au travers d'un appel d'offres quotidien mené à 8h chaque jour pour la journée du lendemain, découpée en six plages de quatre heures constituant six produits différents.

Le Graphique 61 présente les moyennes hebdomadaires des prix et les volumes de la réserve primaire constituée, importée et exportée en France. Le niveau de la demande de RTE est constant sur un an. Le volume effectivement constitué en France correspond à la somme de la demande de RTE et du solde export – import par rapport aux autres pays de la coopération.

Le prix moyen journalier de la FCR a connu de fortes variations en 2022, mais est majoritairement contenu entre 10 €/MW.h et 30 €/MW.h (77 % des jours en 2022). En 2022, le prix moyen de la FCR était de 22 €/MW.h, ce qui est plus faible que les prix moyens observés au dernier trimestre de 2021 (33 €/MW.h), mais reste plus élevé qu'au cours de l'année 2021 dans son ensemble (17 €/MW.h). Le coût total de contractualisation de la FCR en 2022 est ainsi plus élevé qu'en 2021.

La France est majoritairement exportatrice de capacités de FCR sur l'année 2022, avec un solde moyen de 45 MW vers l'export.

Graphique 61 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne journalière)



4.2.3 La réserve secondaire

Dans le cadre de la construction d'un marché européen de l'équilibrage, la contractualisation des capacités de réserve secondaire est vouée à évoluer, pour être réalisée au travers d'un appel d'offres quotidien ouvert à l'ensemble des acteurs certifiés. En novembre 2021, cette évolution majeure a été mise en œuvre une première fois puis suspendue après plusieurs semaines, la CRE constatant un dysfonctionnement structurel de ce marché naissant⁹².

En juin 2022, en accord avec la réglementation européenne, la CRE a octroyé à RTE une dérogation de trois années *maximum* pour la contractualisation par appel d'offres des capacités de réserve secondaire, tout en proposant un cadre pour permettre la réouverture de cet appel d'offres dans des conditions pérennes.⁹³

A date, la contractualisation des capacités de réserve secondaire s'effectue donc par le biais d'une prescription, RTE répartissant son besoin entre les responsables de réserve au *pro rata* des capacités constructives réglementaires de leurs groupes de production. La répartition de cette prescription est libre, au sein du portefeuille d'un acteur, ou entre acteurs différents, au travers d'échanges de réserves de gré à gré notifiés à RTE.

4.2.4 Le mécanisme d'ajustement

Le Graphique 62 présente les volumes d'énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE depuis 2020 pour les différents motifs.

Les activations pour gérer l'équilibre du système (motif « P=C ») représentent la majorité des activations, mais la reconstitution des services système (« SSY ») constitue une cause d'activation à la baisse non négligeable (16 % des volumes activés à la baisse en 2022), en baisse par rapport à 2021 (23 % des volumes activés). Les activations pour causes congestions (« Réseau ») et marges (« Marge ») représentent de très faibles volumes. Les volumes nets activés sont en moyenne négatifs, ce qui indique une tendance des responsables d'équilibre à se surcouvrir par crainte de devoir payer un prix de règlement des écarts négatifs important.

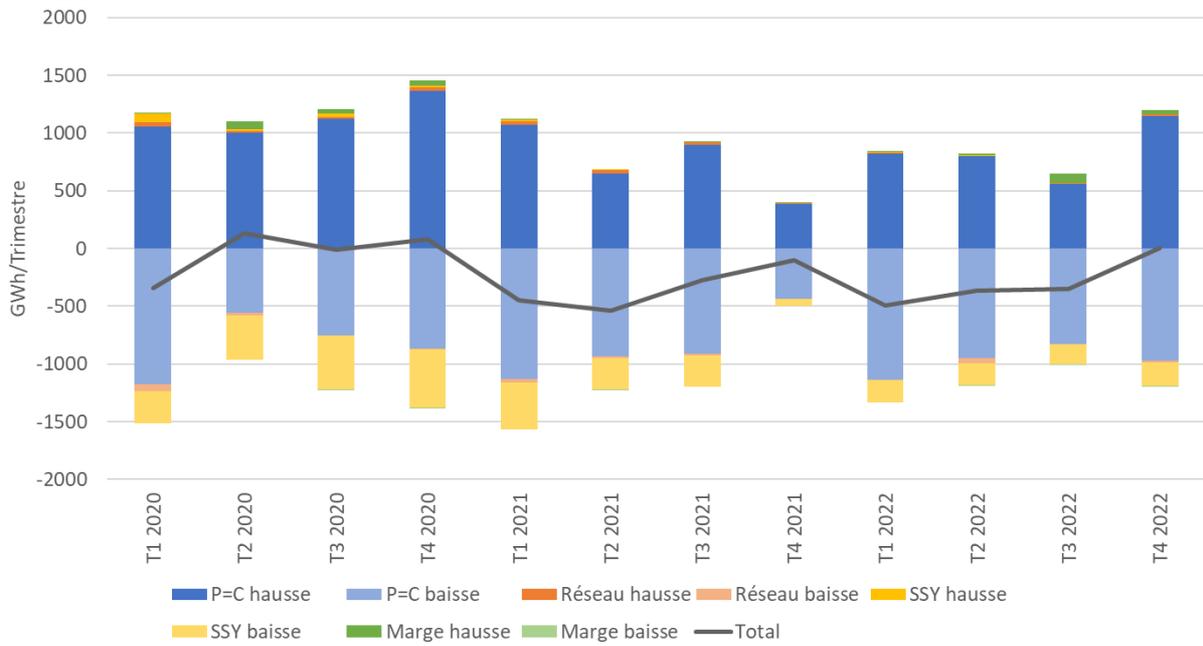
Le Graphique 63 présente les volumes moyens des ajustements par type d'entité et par sens d'activation.

⁹² La CRE a en effet observé que :

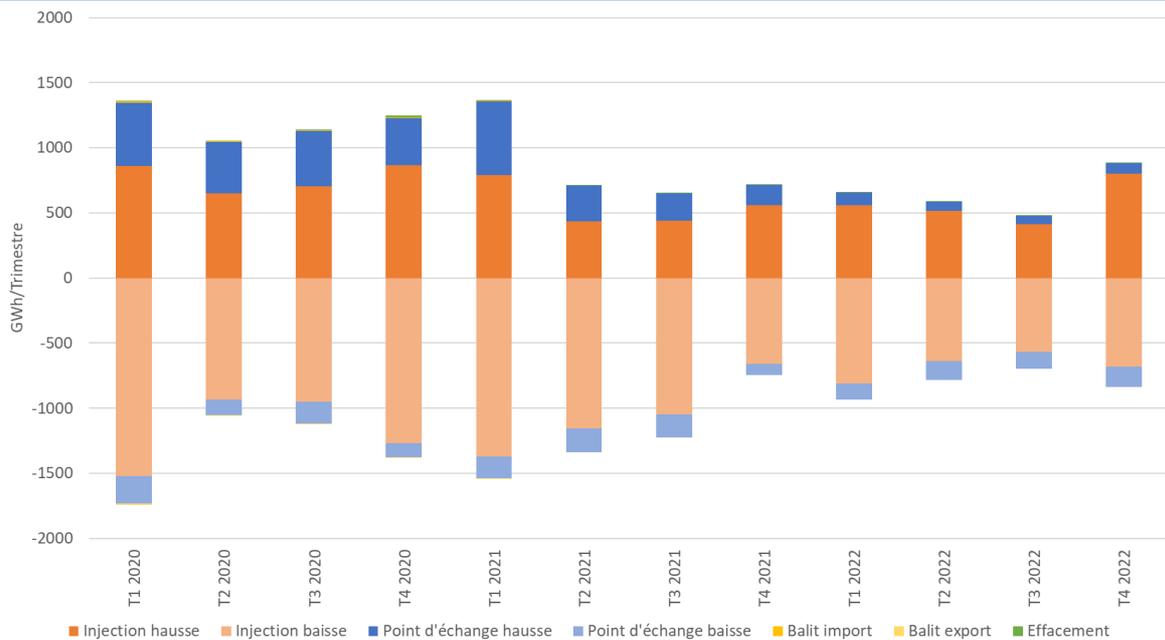
- de nombreux moyens de production, en particulier les CCGT, étaient certifiés pour la réserve secondaire au niveau minimum, soit leurs capacités constructives réglementaires ;
- seuls cinq acteurs, dont deux appartenant au même groupe, ont participé à l'appel d'offres en novembre 2021 ;
- des prix très hétérogènes ont été offerts en de nombreuses occurrences par des moyens de production qui devraient pourtant avoir des coûts variables similaires.

⁹³ Délibération de la CRE N° 2022-188 du 30 juin 2022 portant décision de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Graphique 62 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net



Graphique 63 : Volumes d'ajustements par type d'entité

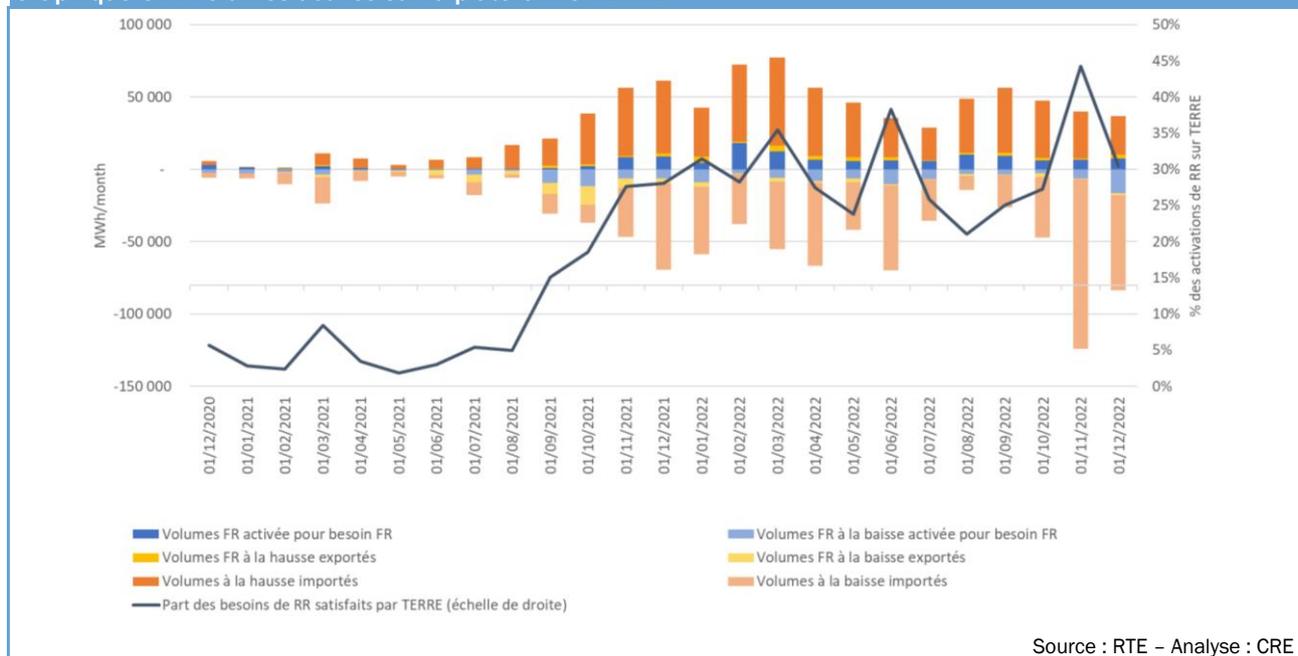


On constate une large prépondérance des entités d'ajustement de type injection (groupes de production), qui représente 87,8 % des activations à la hausse, et 83,0 % des activations à la baisse en 2022. Les activations d'effacements par RTE sont limitées, et représentent 0,6 % des volumes activés par RTE en 2022. Les entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange ») constituent une part significative des activations sur le mécanisme d'ajustement, en baisse par rapport à 2021 et 2020 (11,6 % des activations à la hausse en 2022, contre environ 35 % en 2021 et 2020). Cette baisse de la participation des échangeurs s'explique en partie par l'utilisation de la plateforme TERRE pour les entités des pays concernés par la plateforme (Italie, Suisse, Espagne), et par la hausse des besoins d'ajustement de RTE couverts par la plateforme (voir Graphique 59).

4.2.5 La plateforme TERRE

En décembre 2020, date de sa connexion, RTE ne se connectait que 4h par jour à la plateforme TERRE. La participation de RTE à la plateforme TERRE a augmenté progressivement pour atteindre une utilisation sur chaque pas de temps depuis le 21 mars 2022. Le Graphique 64 présente les volumes mensuels activés par RTE sur la plateforme TERRE.

Graphique 64 : Volumes activés sur la plateforme TERRE



RTE a nettement augmenté sa participation à la plateforme à partir d'août 2021, cette augmentation est particulièrement visible sur les volumes activés pour les besoins de RTE. En 2022, RTE a activé en moyenne 30 % de ses besoins de réserves complémentaires sur la plateforme TERRE. Malgré l'augmentation de la participation de RTE, la liquidité des offres françaises sur la plateforme reste faible et la majorité de la demande française est satisfaite par des offres étrangères, dont les prix sont à ce stade plus faibles en moyenne que ceux des offres des acteurs français.

4.3 Surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE

Les marchés d'équilibrage représentent des enjeux financiers moins importants que les marchés de l'énergie *spot* et à terme. Toutefois, ils jouent un rôle très important dans le bon fonctionnement du système électrique et sont en évolution rapide.

La CRE analyse donc régulièrement le fonctionnement du mécanisme d'ajustement de RTE. A ce titre, la CRE rappelle une nouvelle fois aux acteurs du marché qui opèrent des entités d'ajustement de type point d'échange à la frontière franco-suisse ou franco-allemande qu'il est interdit de s'approvisionner sur le marché intrajournalier français pour répondre à une sollicitation de RTE sur le mécanisme d'ajustement. Ce comportement est explicitement contraire aux règles RE-MA (article 4.2.1.2) :

« L'activation d'une offre émanant d'une entité d'ajustement point d'échange ne doit pas conduire à un approvisionnement (pour les offres à la hausse) ou une vente (pour les offres à la baisse) par l'acteur d'ajustement sur le marché intrajournalier français, que ce soit au travers d'un flux explicite ou d'une nomination implicite. »

Enfin, la CRE rappelle aux acteurs du marché que les marchés d'équilibrage sont considérés comme des marchés d'échange de produits énergétiques de gros. Les actions des acteurs sur ces marchés sont donc soumises à des obligations et interdictions définies dans le règlement REMIT. Notamment, l'ACER a communiqué⁹⁴ sur les exemples des pratiques qui peuvent, dans certaines circonstances, être considérées comme abusives au sens du REMIT.

⁹⁴ L'ACER a communiqué sur ces pratiques dans l'édition N°24 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2021 : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q1_2021_1.0.pdf

5. LE MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITÉ

Par sa décision du 8 novembre 2016, faisant suite à un an d'enquête, la Commission européenne a autorisé, en application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français⁹⁵. La mise en œuvre pratique du mécanisme a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017.

5.1 Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que « *chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité* ». Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans de nouveaux moyens de production ou d'effacement, ou en se les procurant auprès des exploitants de capacités et sur le marché. Le coût de cette obligation, instaurée afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, est répercuté par les fournisseurs à leurs clients.

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité en bilatéral, sur le marché de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX SPOT sous forme d'enchères. Ces enchères organisées sont, en régime de fonctionnement continu, au nombre de 15, en amont d'une année de livraison donnée.

La formation du prix des garanties de capacité résulte de la rencontre, sur le marché, de l'offre des exploitants, s'engageant sur la disponibilité de leurs moyens, et de la demande des acteurs obligés, correspondant à la contribution de leurs consommateurs au risque de défaillance du système.

En théorie, le prix de la capacité doit situer au coût du moyen le moins onéreux permettant de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. Les règles définissant le prix plafond du mécanisme sont en ligne avec la tension qui devrait apparaître en cas de sous-dimensionnement du parc : « *[le prix plafond] correspond au revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics* ».

5.2 Le prix de la capacité pour l'année de livraison 2023 a reflété le risque de défaillance en raison de la baisse de disponibilité du nucléaire

L'année 2022 est essentiellement marquée par les enchères portant sur les années de livraison 2023 et 2024.

Tableau 13 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2023

Enchère	24/03/2022	28/04/2022	23/06/2022	08/09/2022	13/10/2022	08/12/2022
Prix (€/MW)	42 397 €/MW	42 487 €/MW	41 950 €/MW	41 899 €/MW	45 000 €/MW	60 000 €/MW
Volume (GW)	4,7 GW	4,9 GW	4,85 GW	4,42 GW	5,65 GW	11,6 GW

Source : EPEX SPOT

Tableau 14 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2024

Enchère	28/04/2022	23/06/2022	13/10/2022	08/12/2022
Prix (€/MW)	20 000 €/MW	20 010 €/MWW	34 091 €/MW	23 057 €/MW
Volume (GW)	4,6 GW	4,5 GW	4 GW	4,8 GW

Source : EPEX SPOT

⁹⁵ Les principes de fonctionnement de ce marché ont été rappelés dans le rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros 2016-2017 (Section 3 page 45 : 2.5 Premiers échanges de garanties de capacité en 2016).

La moyenne du prix de la capacité pour AL 2023, utilisée comme prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité, est de 45 622 €/MW, contre 26 250 €/MW pour AL 2022.

Le prix de la dernière enchère pour AL 2023, permettant de fixer le prix de règlement des écarts (PREC) mais aussi le coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché consécutif à l'écrêtement de l'ARENH, est de 60 000 €/MW, soit le plafond de prix administré⁹⁶ (23 899,9 €/MW en 2021 pour AL 2022). Lors de cette dernière enchère, l'équilibre entre l'offre et la demande n'a pas été atteint, et un volume de 450 MW de demande de capacité n'a pas pu être servi.

L'équilibre du marché de capacité pour AL 2023 a été fortement affecté par la baisse de 5,5 GW du volume de capacité certifiée par EDF pour son parc nucléaire, conséquence de sa faible disponibilité prévue pour l'hiver 2022-2023.

Dans le même temps, la hausse des prix de l'électricité a bénéficié à la rentabilité des moyens thermiques à flamme. En employant la méthodologie détaillée dans les rapports de surveillance des marchés de gros 2019 et 2018, la CRE observe que le *missing money*⁹⁷ de toutes les technologies thermiques est nul pour 2023, en particulier le charbon et les turbines à combustion fioul. Toutefois, la disparition du *missing money* des moyens thermiques n'a pas permis de faire baisser le prix de la capacité car le système ne bouclait pas.

Le niveau de certification des capacités (Tableau 15) comparé à l'estimation de l'obligation en capacité (Tableau 16) montre le déséquilibre offre-demande apparu sur le marché de capacité pour AL 2023.

Tableau 15 : Niveau de certification des capacités pour AL 2022 et AL 2023

Filière	Décembre 2021 (AL 2022) (GW)	Décembre 2022 (AL 2023) (GW)	Evolution (GW)
Nucléaire	45.4	39.9	-5.5
Lac/STEP	9.9	10.4	+0.5
ENR + autres <i>dont batteries</i>	15.4 0.2	15.8 0.4	+0.4 +0.2
Effacement	3.5	3.1	-0.4
Gaz	6.8	7.2	+0.4
Charbon	1.6	1.6	
Pétrole/fioul	1.9	1.9	
Total – hors interconnexions	84.7	80.3	-4.2
Interconnexion	7.6	8.4	0.8
Total – avec interconnexions	92.2	88.7	-3.4

Source : Registre RTE

Tableau 16 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE en décembre 2021 (en GW)

Estimation de l'obligation mise à jour par RTE en décembre 2021	Estimation de l'obligation pour l'AL 2022 (GW)	Estimation de l'obligation pour l'AL 2023 (GW)	Evolution (GW)
Trajectoire basse	90.6	90.4	+0.2
Trajectoire centrale	91.7	91.8	+0.1
Trajectoire haute	93	93.4	+0.4

Source : RTE

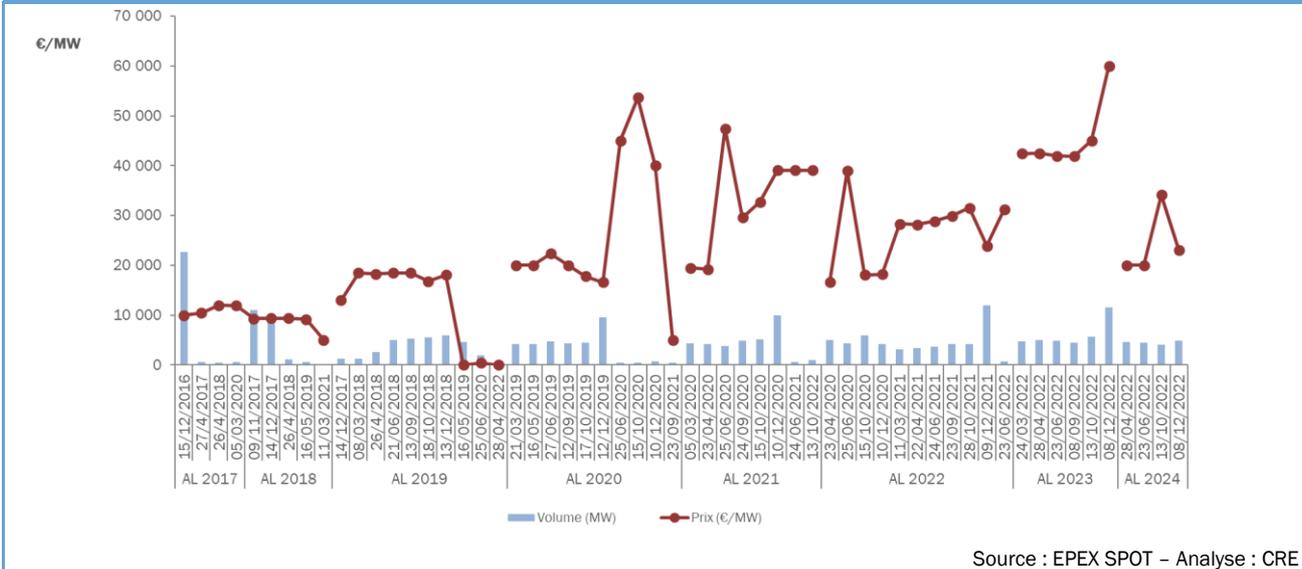
Au regard de la baisse de consommation observée à l'hiver 2022-2023, le marché de capacité sera vraisemblablement *a posteriori* « long ». Le prix de la capacité pour AL 2023 devrait donc diminuer lors des enchères de rééquilibrage.

⁹⁶ Afin d'envoyer un signal pour le développement de nouvelles capacités et pour encourager la baisse de consommation, le mécanisme prévoit que le prix des écarts en capacité peut monter jusqu'au prix administré (60 000 €/MW) en cas de pénurie de capacité en France.

⁹⁷ Pour une capacité donnée, le revenu nécessaire à son maintien en activité (si elle est existante) ou à sa construction (pour une nouvelle capacité) mais qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie.

S'agissant de l'année 2024, le système paraît moins tendu grâce à une certification du nucléaire plus élevée (42,9 GW vue de décembre 2022 pour l'AL 2024 contre 39,9 GW pour l'AL 2023 à la même date) et à une rentabilité anticipée des moyens thermiques toujours élevée. Les prix observés lors des premières enchères pour AL 2024 se sont situés entre 20 000 et 35 000 €/MW.

Graphique 65 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT



6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE EN 2022

L'année 2022 a vu se prolonger la crise exceptionnelle débutée en 2021 sur le marché de l'électricité européen et en particulier sur le marché français. Cette crise d'approvisionnement, se traduisant par des prix extrêmement élevés, trouve ses causes dans deux crises distinctes sous-jacentes : celle de l'approvisionnement européen en gaz, et celle de la disponibilité du parc nucléaire français dans le contexte de la découverte du phénomène de « corrosion sous contrainte » affectant une partie du parc. Le système électrique français a ainsi été, exceptionnellement, importateur net sur l'ensemble de l'année 2022, de 16 TWh au total.

L'hiver doux, la baisse de la consommation liée aux mesures de sobriété énergétique et à la réaction des consommateurs industriels aux prix élevés, ainsi que le retour en fonctionnement d'une partie du parc nucléaire, ont permis au système électrique de ne pas connaître de pénurie effective (c'est-à-dire de délestages) pendant l'hiver 2022-2023, malgré les risques identifiés pendant l'année.

La production nucléaire a atteint en 2022 un minimum historique depuis la fin de la construction du parc, à 279 TWh, soit 82 TWh de moins qu'en 2021 et 56 TWh de moins qu'en 2020, année marquée par des perturbations exceptionnelles dans le contexte de la crise sanitaire. Outre les importations, cette baisse de production a été principalement compensée par la hausse de la production à partir de gaz, la filière hydraulique ayant été pénalisée par des conditions climatiques défavorables. La production des énergies renouvelables hors hydraulique augmente de 5 % en 2022, malgré une augmentation de la capacité installée de 13 %, du fait de conditions de vent moins favorables. La production à partir du charbon est en baisse et reste marginale.

Les prix élevés du gaz ont conduit mécaniquement à une hausse des prix de l'électricité en Europe, la production à partir de gaz étant nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande. Cependant, les craintes sur la sécurité d'approvisionnement en France pour l'hiver 2022-2023, principalement liées à la disponibilité du parc nucléaire, ont renchéri fortement les prix de l'électricité par rapport aux coûts des combustibles.

Les prix à terme exceptionnellement élevés pour l'hiver 2022-2023 en France s'expliquent par le fait que les acteurs de marché étaient prêts à payer de fortes primes de risque pour ne pas être exposés à de nouvelles hausses des prix, dans un contexte d'incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire sur l'hiver. Par ailleurs, l'interrogation des acteurs par la CRE à l'été 2022 a montré que peu d'acteurs étaient prêts à prendre le risque de vendre de l'électricité à terme en France pour l'hiver 2022-2023 sans moyen de couverture physique.

Les prix à terme ont une influence sur les prix de court terme, au travers des moyens de production à stock d'énergie limitée (principalement l'hydraulique), offerts sur le marché en tenant compte du coût d'opportunité de ne plus disposer de cette production pour les périodes futures les plus chères. La production hydraulique a ainsi été très faible pendant l'été 2022, afin de préserver les stocks pour l'hiver 2022-2023.

Les prix *spot* ont été tirés à la hausse tout au long de l'année par l'effet combiné des prix du gaz et des prix de l'électricité à terme pour l'hiver 2022-2023, et se sont établis en moyenne à 276 €/MWh sur l'année. Ils ont atteint leur niveau maximal à l'été 2022, période pendant laquelle la faible production française a conduit à recourir aux importations. Au final, les prix *spot* de l'électricité ont été supérieurs en France par rapport à l'Allemagne, alors que les prix du gaz ont été globalement inférieurs.

Par ailleurs, le début du mois d'avril 2022 a été marqué par un froid exceptionnel pour la période, occasionnant une hausse de la consommation et une grande tension sur le système électrique : des pics de prix exceptionnels ont été atteints, jusqu'à 2 990 €/MWh le 4 avril 2022, conduisant au relèvement automatique du plafond de prix sur le couplage de marché européen de 3 000 €/MWh à 4 000 €/MWh.

Sur la base des informations disponibles, au périmètre de son champ d'investigation et à ce stade de ses analyses sur l'évolution des prix de gros d'électricité, la CRE n'a pas connaissance de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre de REMIT au titre de 2022 et poursuit sa surveillance renforcée.

En ce qui concerne les marchés de l'équilibrage, la mise en œuvre de la plateforme TERRE a été achevée en mars 2022 avec le début de la participation en continu de RTE. Les autres mécanismes de marché existant ont continué à jouer leur rôle de façon satisfaisante, sans impact majeur du niveau des prix. Ces marchés, par leur évolution rapide et leur complexité, appellent une vigilance soutenue de la part de la CRE pour leur surveillance.

Enfin, les enchères du mécanisme de capacité ont révélé la grande tension anticipée sur l'équilibre offre-demande, avec l'atteinte pour la première fois du prix plafond de 60 000 €/kW lors de la dernière enchère portant sur l'année de livraison 2023, en décembre 2022.

CHIFFRES CLES

1. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 17 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle 2022/2021				
	2020	2021	2022	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés					
Approvisionnement (TWh)	682	685	731	7%	46
Déstockage	153	155	107	-31%	-48
Importations	529	526	617	17%	91
<i>Importations terrestres</i>	350	361	320	-11%	-41
<i>Importations GNL</i>	179	164	297	81%	133
Production	2	4	7	63%	3
Débouchés (TWh)	682	685	731	7%	46
Stockage	131	137	145	6%	8
Consommation clients finals	444	474	431	-9%	-43
<i>Clients distribution</i>	269	303	253	-17%	-50
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	176	171	178	4%	7
Exportations	106	72	154	114%	82
Autres	1	2	2	-18%	0
Livraisons au PEG (TWh)	864	854	931	9%	77

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 18 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle 2022/2021				
	2020	2021	2022	En pourcentage	En Valeur
Prix spot (€/MWh)					
PEG day-ahead (moyenne)	9,3	46,5	98,1	111%	51,6
Spread PEG/TTF	-0,10	-0,16	22,30	-13806%	22,5
Prix à terme (€/MWh)					
PEG M+1 (moyenne)	9,4	47,4	112,8	138%	65,4
PEG Y+1 (moyenne)	13,4	33,7	107,3	218%	73,6
Spread PEG/TTF (Y+1)	-0,04	0,18	6,86	3748%	6,7
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	4,2	0,9	6,9	670%	6,0

Sources : EEX, ICIS – Analyse : CRE

Tableau 19 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2022/2021				
	2020	2021	2022	En pourcentage	En Valeur
Echanges au PEG* (TWh)	662	674	1302	93%	629
En % de la consommation nationale	149%	142%	302%		160%
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français					
Marché spot (TWh)	193	206	328	59%	122
Within-day	35	40	52	32%	13
Day Ahead	91	111	163	47%	52
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	161	199	287	44%	88
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	32	7	41	465%	33
Marché à terme (TWh)	470	468	975	108%	507
M+1	106	103	206	100%	103
Q+1	36	46	107	130%	60
S+1	67	72	149	107%	77
Y+1	25	6	6	-3%	0
Bourse (toutes échéances)	21	35	63	78%	27
Brokers (toutes échéances)	449	432	912	111%	480
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français					
Marché spot	132 050	157 874	244 163	55%	86 289
Intraday	33042	38901	47584	22%	8 683
Day Ahead	78792	98887	133495	35%	34 608
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	128163	154981	234352	51%	79 371
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	3887	2893	9811	239%	6 918
Marché à terme	5093	5663	15354	171%	9691
M+1	2255	2396	6279	162%	3883
Q+1	337	377	1110	194%	733
S+1	311	288	819	184%	531
Y+1	203	55	69	25%	14
Bourse (toutes échéances)	1169	1586	5635	255%	4049
Brokers (toutes échéances)	3924	4077	9720	138%	5643

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Sources : EEX, courtiers – Analyse : CRE

Tableau 20 : Acteurs du marché français du gaz

Acteurs du marché français du gaz	Variation annuelle 2022/2021				
	2020	2021	2022	En pourcentage	En Valeur
Nombre d'expéditeurs actifs par point					
PEG	115	114	117	3%	3
PIR	53	62	68	10%	6
PITD	44	43	45	5%	2
PITS	47	53	56	6%	3
Nombre d'acteurs importateurs de GNL en France					
Montoir	8	11	8	-27%	-3
Fos Tonkin	1	2	2	0%	0
Fos Cavaou	5	4	11	175%	7
Dunkerque	2	2	5	150%	3

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

2. MARCHE DE L'ELECTRICITE

Tableau 21 : Capacités de production installées en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2021	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	136,2	139,1	143,7	3,3%	4,6
Nucléaire	61,37	61,37	61,37	0%	0
Hydraulique	25,7	25,7	25,7	0%	0
Thermique à combustible fossile	18,9	18,0	17,5	-3%	0
Charbon	3,0	1,8	1,8	0%	0,0
Fioul	3,4	3,4	3,1	-10%	0
Gaz	12,6	12,8	12,6	-1%	-0,1
Renouvelables (hors hydraulique)	30,2	34,1	39,1	15%	5,1
Eolien	17,6	18,8	21,2	13%	2,4
Photovoltaïque	10,4	13,1	15,8	21%	2,7
Bioénergie	2,2	2,2	2,2	0%	0,0

Source : RTE

Tableau 22 : Production des différentes filières technologiques en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	497,6	519,7	439,6	-15,4%	-80,1
Nucléaire	335,2	360,5	278,3	-23%	-82,2
Hydraulique	64,4	61,1	49,3	-19%	-11,7
Thermique à combustible fossile	36,7	38,5	47,4	23%	8,8
Charbon	1,4	3,8	2,9	-23%	-0,9
Fioul	1,7	1,9	1,6	-17%	-0,3
Gaz	33,6	32,8	42,9	31%	10,1
Renouvelables (hors hydraulique)	61,3	59,6	64,7	8%	5,1
Eolien	39,2	36,0	38,0	6%	2,0
Photovoltaïque	12,6	14,0	18,4	32%	4,4
Bioénergie	9,4	9,7	8,3	-14%	-1,4
Consommation Brutes dont Pertes (TWh)	446	472	453	-4%	-19,0

Source : RTE

Tableau 23 : Importations et exportations en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Importations (TWh)	34,6	43,8	72,9	66,3%	29,1
Importations pointe (TWh)	13,2	16,3	26,2	60,7%	9,9
Importations hors-pointe (TWh)	21,3	27,5	46,7	69,7%	19,2
Exportations (TWh)	77,8	87,0	56,4	-35,2%	-30,6
Exportations pointe (TWh)	27,2	30,3	18,4	-39,2%	-11,9
Exportations hors-pointe (TWh)	50,6	56,6	37,9	-33,0%	-18,7
Solde exportateur (TWh)	43,2	43,1	-16,5	-138,3%	-59,7

Source : RTE

Tableau 24 : Solde aux frontières

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières (TWh)					
CWE	0,6	-10,1	-27,4	172%	-17,4
Italie	15,4	17,6	17,9	2%	0,3
Espagne	5,2	6,1	-9,1	-251%	-15,2
Suisse	13,2	15,6	12,1	-23%	-3,5
Grande-Breagne	8,8	13,9	-9,9	-171%	-23,9
Total (TWh)	43,2	43,1	-16,5	-138,3%	-59,7

Source : RTE

Tableau 25 : Clean dark et spark spread et charbon

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Maturité (Y+1)					
Charbon (€/t)	50,8	80,4	209,0	160%	128,6
Clean dark spread pointe (€/MWh)	16,3	37,8	446,0	1081%	408,2
Clean spark spread pointe (€/MWh)	18,9	28,9	344,0	1092%	315,1

Sources : ICE, EPEX SPOT, EEX

Tableau 26 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh	530	560	510	-8,9%	-49,9
Production Hors ARENH, en TWh	369,0	388,4	309,4	-20%	-79,0
ARENH, en TWh	126,1	127,9	127,9	0%	0,0
Imports, en TWh	34,6	43,8	72,9	66%	29,1
Soutirages, en TWh	530	560	510	-8,9%	-49,9
Consommation clients finals, en TWh	409,2	430,1	411,0	-4%	-19,1
Pompage, en TWh	6,3	6,0	7,4	23%	1,4
Exports, en TWh	77,8	87,0	56,4	-35%	-30,6
Pertes, en TWh	36,4	37,1	35,5	-4%	-1,6

Source : RTE

Tableau 27 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022 / 2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Responsables d'équilibre	189	203	219	8%	16
Producteurs d'électricité actifs	16	38	37	-3%	-1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	21	26	27	4%	1
Fournisseurs de clients finals	27	41	41	0%	0
Actifs à l'import/export	42	64	75	17%	11
Actifs à l'échange de blocs	79	110	98	-11%	-12
Actifs sur la bourse	72	106	112	6%	6

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

Tableau 28 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022/2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot					
Prix Intraday France €/MWh	32,9	109,5	276,4	152%	166,9
Prix Day-Ahead Base France €/MWh	32,2	109,2	275,9	153%	166,7
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	35,0	116,6	289,3	148%	172,7
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	1,7	12,3	40,4	228%	28,1
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	2,3	11,5	49,8	333%	38,3
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne %	46%	49%	34%	-31%	-0,2
Prix des marchés à terme (Heren)					
Prix M+1 France €/MWh	36,4	132,7	394,9	198%	262,2
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	3,4	23,9	108,4	354%	84,6
Prix Q+1 France €/MWh	42,0	134,5	541,6	303%	407,1
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	6,1	23,8	204,7	760%	180,8
Prix Y+1 France €/MWh	44,9	95,2	367,2	286%	272,1
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	4,7	6,3	69,4	994%	63,0
Ratio Y+1 Pointe/Base					
France	1,3	1,3	1,6	27%	0,4
Allemagne	1,2	1,2	1,3	10%	0,1

Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, EEX, ICIS Heren

Tableau 29 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2022/2021	
	2020	2021	2022	En pourcentage	En valeur
Marché Intra-journalier - TWh					
Achat - EPEX Spot	9,9	9,9	12,3	24%	2,4
Vente - EPEX Spot	10,2	9,9	12,6	27%	2,7
<hr/>					
Achat - Nordpool	0,0	0,6	0,6	7%	0,0
Vente - Nordpool	0,0	0,7	0,6	-11%	-0,1
Marché Spot - TWh					
<hr/>					
EPEX Spot	122,0	123,4	115,0	-7%	-8,4
Achat - Nordpool	0,0	5,1	7,3	43%	2,2
Vente - Nordpool	0,0	4,1	4,6	10%	0,4
Marchés à terme					
Volumes TWh					
Part de marché gré-à-gré financier	38%	40%	51%	28%	11,3%
Part de marché gré-à-gré physique	43%	39%	30%	-24%	-9,4%
Part de marché EEX	18%	21%	19%	-9%	-1,9%
Nombre de Transactions	135 657	166 845	154 417	-7%	-12428
Produit Y+1					
Volumes TWh	235,6	198,2	129,1	-35%	-69,1
Nombre de Transactions	10 198	9 594	7 874	-18%	-1720,0
Produit Q+1					
Volumes TWh	127,2	98,3	72,2	-26%	-26,0
Nombre de Transactions	11 710	10 314	11 019	7%	705,0
Produit M+1					
Volumes TWh	141,2	100,2	60,2	-40%	-40,0
Nombre de Transactions	31 175	28 012	32 126	15%	4 114

Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, EEX, Courtiers

Tableau 30 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France

	HHI - Concentration de marché	
	2021	2022
Livraison		
Marchés à terme (Physique) - achats	627	1075
Marchés à terme (Physique) - ventes	715	599
Marchés à terme (Financier) - achats	1086	954
Marchés à terme (Financier) - ventes	1118	895
EPEX - achats	1246	1614
EPEX - ventes	2681	2040
Injections		
Production	6650	5874

Sources : EPEX SPOT, Courtiers

INDEX DES ILLUSTRATIONS

Graphique 1 : Evolution du nombre de signalements externes de suspicions de manquements à REMIT	16
Graphique 2 : Evolution du nombre d'alertes automatiques transmises à la CRE par l'ACER par trimestre concerné par l'alerte	17
Graphique 3 : Répartition de l'ensemble des cas de surveillance analysés par la CRE	17
Graphique 4 : Evolution des prix des matières premières depuis le 1 ^{er} janvier 2021	29
Graphique 5 : Evolution du prix du quota de CO ₂	32
Graphique 6 : Courbe des températures en France	33
Graphique 7 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français 2022 [2021] (flux commerciaux)	35
Graphique 8 : Equilibre mensuel du système français 2022 (flux commerciaux).....	36
Graphique 9 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs	37
Graphique 10 : Utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux) [TWh]	38
Graphique 11 : Flux commerciaux au PIR Pirineos (frontière espagnole).....	39
Graphique 12 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2022 par pays d'origine	40
Graphique 13 : Importations de GNL par pays (Union européenne et Royaume-Uni).....	41
Graphique 14 : Part des exportations mensuelles de GNL américain vers l'Europe et l'Asie	41
Graphique 15 : Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)	42
Graphique 16 : Niveau des stockages en France.....	43
Graphique 17 : Prix <i>day-ahead</i> du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)	46
Graphique 18 : Prix <i>day-ahead</i> du gaz en Europe	46
Graphique 19 : Prix à terme au PEG.....	47
Graphique 20 : Prix <i>month-ahead</i> mondiaux du gaz	48
Graphique 21 : Différentiel prix hiver/été France.....	49
Graphique 22 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français	50
Graphique 23 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédiaire.....	51
Graphique 24 : Somme des positions longues par acteur, par période de livraison et par maturité de produit	52
Graphique 25 : Evolution des positions ouvertes totales des acteurs sur 2021 et 2022 sur les contrats à terme (par classe et nationalité d'acteur).....	53
Graphique 26 : Evolution des positions ouvertes des acteurs sur 2021 et 2022 sur les contrats à terme (par maturité).....	53
Graphique 27 : Evolution des positions ouvertes des acteurs et somme des volumes <i>spot</i> hebdomadaires échangés par classe d'acteurs entre juillet et septembre 2022.....	54
Graphique 28 : Bilan des injections et soutirages physiques en 2022 [2021] (TWh)	57
Graphique 29 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières	58
Graphique 30 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire).....	59
Graphique 31 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français	60
Graphique 32 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français	61
Graphique 33 : Nombre d'arrêts pour modulation long terme de tranches nucléaires par mois de début d'arrêt .	64
Graphique 34 : Puissance concernée par modulation long terme de tranches nucléaires par mois de début d'arrêt	64
Graphique 35 : Nombre de modulations courte durée réalisées par mois. Un réacteur modulant sur au moins une heure, sur une journée, compte comme une modulation.....	66
Graphique 36 : Moyenne des ratios (prix <i>spot</i> horaire sur les heures avec modulation) / (prix <i>spot</i> mensuel moyen), en fonction du nombre de tranches modulées par EDF	67
Graphique 37 : Monotones de puissance de production nucléaire et de consommation en France 2021 et 2022	68
Graphique 38 : Comparaison du développement des parcs solaire et éolien terrestre au regard des objectifs de la PPE	70
Graphique 39 : Evolution comparée des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)	71
Graphique 40 : Comparaison des productions semestrielles des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)	72
Graphique 41 : Taux de production de la filière hydraulique.....	73
Graphique 42 : Evolution du stock hydraulique.....	74
Graphique 43 : Evolution de la production semestrielle d'électricité à partir du gaz naturel.....	74
Graphique 44 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads spot</i> lissés sur deux semaines.....	75
Graphique 45 : Taux de production de la filière gaz	76
Graphique 46 : Taux de production de la filière charbon.....	77

Graphique 47 : Marginalité des différentes filières de production en 2021 et 2022	79
Graphique 48 : Marginalité des différentes filières de production en 2021 et 2022 par mois	80
Graphique 49 : Marginalité des différentes frontières en 2021 et 2022 par mois	80
Graphique 50 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France en 2022 (moyenne hebdomadaire des prix en Base et en Pointe et extrema) et leur comparaison avec des prix <i>day-ahead</i> en France en 2021 (moyenne hebdomadaire des prix en Base)	83
Graphique 51 : Nombre d'heures négatives des prix <i>day-ahead</i> en France en 2021 et 2022	84
Graphique 52 : Taux de convergence trimestriel des prix <i>spots</i> français avec ses voisins européens	86
Graphique 53 : Matrices des taux de couplage en hiver 2022 et en été 2022 des pays les uns par rapport aux autres sur le marché <i>spot</i> ; le prix moyen par saison et par pays est donné pour information.....	86
Graphique 54 : Ecart des prix <i>spots</i> européens avec le prix <i>spot</i> français en 2022 (prix pays – prix français).....	88
Graphique 55 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe sur EEX	89
Graphique 56 : Evolution des prix des produits base pour livraison au premier trimestre 2023 (T1 2023) français et allemand	91
Graphique 57 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)	92
Graphique 58 : Volumes échangés sur la bourse ou via des courtiers sur les marchés à terme, volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat	93
Graphique 59 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu)	94
Graphique 60 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit annuel base, produits physiques et financiers confondus (vision Y+1)	95
Graphique 61 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne journalière)	99
Graphique 62 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net.....	100
Graphique 63 : Volumes d'ajustements par type d'entité	100
Graphique 64 : Volumes activés sur la plateforme TERRE	101
Graphique 65 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT	104

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Décisions de sanction en 2022 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT.....	20
Tableau 2 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2021 et 2022 [TWh]	36
Tableau 3 : Bilan de l'activation du <i>spread</i> localisé en 2022	44
Tableau 4 Evolution du solde commercial exportateur de la France	58
Tableau 5 Evolution de la consommation hebdomadaire d'électricité en fin 2022	59
Tableau 6 Nombre de tranches différentes concernées par au moins un arrêt pour modulation long terme	65
Tableau 7 Evolution de la capacité installée des parcs éolien et solaire	69
Tableau 8 Evolution de la production des parcs éolien et solaire	69
Tableau 9 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et intrajournalier.....	82
Tableau 10 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF.....	85
Tableau 11 : Ecart des prix mensuels <i>spots</i> européens avec le prix <i>spot</i> français entre 2018 et 2022 (prix pays – prix français)	88
Tableau 12 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés	98
Tableau 13 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2023	102
Tableau 14 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2024	102
Tableau 15 : Niveau de certification des capacités pour AL 2022 et AL 2023.....	103
Tableau 16 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE en décembre 2021 (en GW)	103
Tableau 17 : Fondamentaux du marché du gaz en France	106
Tableau 18 : Prix du gaz en France	106
Tableau 19 : Négoce du gaz en France.....	107
Tableau 20 : Acteurs du marché français du gaz	107
Tableau 21 : Capacités de production installées en France.....	108
Tableau 22 : Production des différentes filières technologiques en France	108
Tableau 23 : Importations et exportations en France	108
Tableau 24 : Solde aux frontières.....	109
Tableau 25 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spread</i> et charbon.....	109
Tableau 26 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français	109
Tableau 27 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	109
Tableau 28 : Prix <i>spot</i> et à terme du marché français de l'électricité.....	110
Tableau 29 : Volumes <i>spot</i> et à terme sur le marché français de l'électricité.....	110
Tableau 30 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France	111