



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

SURVEILLANCE

RAPPORT 2020

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

CONTENU

MESSAGE DU PRESIDENT DE LA CRE	5
SYNTHESE.....	6
SECTION 1 SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE	13
1. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE DANS LE CADRE DU REGLEMENT REMIT EN 2020..	14
1.1.STATISTIQUES PAR SOURCE DE DETECTION DES COMPORTEMENTS POTENTIELLEMENT SUSPECTS	14
1.2.CONTEXTE PARTICULIER DE LA SURVEILLANCE PENDANT LA PERIODE COVID AFFECTEE PAR LA CRISE SANITAIRE	16
1.3.SURVEILLANCE DES PRATIQUES LIEES A LA GESTION DE L'INFORMATION PRIVILEGIEE	16
1.4.ACCOMPAGNEMENT DES ACTEURS ORGANISANT DES TRANSACTIONS (BOURSES, COURTIERS, ETC.) DANS LEUR MISSION DE SURVEILLANCE.....	18
1.5.ENREGISTREMENT DES ACTEURS DE MARCHE.....	19
1.6.L'OUVERTURE DE LA CRE AUX COMMUNAUTES OPEN DATA ET OPEN SOURCE	21
2. ENQUETES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT.....	21
2.1.ENQUETES CONDUITES PAR LA CRE.....	21
2.2.RESUME DES PRINCIPALES DECISIONS SANCTIONNANT DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT PRONONCEES PAR LES REGULATEURS DANS L'UNION EUROPEENNE.....	22
2.3.UNE PARTICIPATION ACTIVE DE LA CRE A LA COOPERATION INTER-AAI.....	24
3. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPEEN	24
3.1.EVOLUTION DES ORIENTATIONS NON CONTRAIGNANTES DE L'ACER.....	25
3.2.REDEVANCES DUES A L'ACER DANS LE CADRE DU REGLEMENT REMIT	26
3.3.LA QUALITE DES DONNEES : UN ENJEU PRIMORDIAL DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES.....	26
3.4.REMIT ET LA SORTIE DU ROYAUME-UNI DE L'UNION EUROPEENNE	27
SECTION 2 LE CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE.....	28
1. LES EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE SUR L'ECONOMIE MONDIALE	29
2. LES PRIX DES MATIERES PREMIERES : FORTE BAISSSE PENDANT LA CRISE SANITAIRE ET FORTE REPRISE EN FIN D'ANNEE.....	29
3. LE COURS DES QUOTAS D'EMISSION DE CO₂ FINIT SUR UNE FORTE HAUSSE	30
4. 2020, ANNEE LA PLUS CHAUDE EN FRANCE DEPUIS LE DEBUT DU XXEME SIECLE.....	31
SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE	33
1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2020.....	34
1.1.LES EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE SUR LA CONSOMMATION	35
1.2.LA DISPONIBILITE DU PARC NUCLEAIRE FORTEMENT PERTURBEE PAR LA CRISE SANITAIRE.....	36
1.3.EVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES : LES FILIERES EOLIENNE ET SOLAIRE POURSUIVENT LEUR PROGRESSION.....	40
1.4.LA PRODUCTION HYDRAULIQUE EN 2020 A BENEFICIE DES STOCKS IMPORTANTS DE FIN 2019 ET D'UNE PLUVIOMETRIE DANS LA NORMALE	43
1.5.LA PRODUCTION DE LA FILIERE GAZ A DIMINUE DANS LE CONTEXTE DE LA BAISSSE DE LA CONSOMMATION ET UN ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE PEU FAVORABLE.....	43
1.6.L'APPORT DES CENTRALES CHARBON AU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS DIMINUE, EN COHERENCE AVEC LA SORTIE PROGRESSIVE DE CETTE FILIERE DU MIX NATIONAL	45
1.7.MARGINALITE DES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION EN 2020.....	45

2. LES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE.....	48
2.1.LE PRIX SPOT S'EST EFFONDRE PENDANT LA CRISE SANITAIRE ET A BAISSSE DE 18 % EN MOYENNE EN 2020.....	48
2.2.ECART ENTRE PRIX SPOT ET COUTS MARGINAUX D'EDF EN 2020	50
2.3.CONVERGENCE DES PRIX SPOTS FRANÇAIS AVEC LES PAYS VOISINS	50
2.4.PRIX A TERME EN FRANCE ET EN EUROPE.....	52
3. EVOLUTION DES VOLUMES ECHANGES SUR LE MARCHÉ DE GROS.....	58
4. LES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET LEUR SURVEILLANCE PAR LA CRE.....	61
4.1.RAPPEL DES PRINCIPES GENERAUX DE FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET DES EVOLUTIONS A VENIR.....	61
4.2.BILAN DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE EN 2020.....	63
4.3.LA SURVEILLANCE DU MECANISME D'AJUSTEMENT PAR LA CRE	65
5. LE MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITE ET SA SURVEILLANCE PAR LA CRE.....	66
5.1.LA BAISSSE DE DISPONIBILITE DU NUCLEAIRE EN RAISON DE LA CRISE SANITAIRE A FORTEMENT ALTERE LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ DE CAPACITE.....	66
5.2.DES EVOLUTIONS STRUCTURELLES DU MECANISME DE CAPACITE FERONT SUITE AU RETOUR D'EXPERIENCE DE RTE.....	69
5.3.BILAN DU MECANISME DE CAPACITE.....	69
6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'ELECTRICITE EN 2020.....	70
SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL.....	71
1. EVOLUTION DE LA CONJONCTURE DES MARCHES DE GROS DU GAZ EN 2020.....	72
1.1.EQUILIBRE DU SYSTEME FRANÇAIS.....	72
1.2.UNE BAISSSE DE LA CONSOMMATION DUE A UNE ACTIVITE ECONOMIQUE AFFAIBLIE PAR LA CRISE SANITAIRE	73
1.3.DES NIVEAUX DE STOCKAGE SUPERIEURS AUX CINQ DERNIERES ANNEES SUR LA MAJEURE PARTIE DE L'ANNEE	75
1.4.LES IMPORTATIONS DE GNL SE SONT MAINTENUES A UN NIVEAU ELEVE	76
1.5.BAISSSE DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS PAR GAZODUC	79
1.6.UN FAIBLE NIVEAU DE CONGESTION EN 2020	80
2. 2020 A ETE UNE ANNEE EXCEPTIONNELLE POUR LES PRIX DU GAZ NATUREL	81
2.1.EFFONDREMENT DES PRIX DE COURT TERME AVEC LA CRISE SANITAIRE ET FORT REBOND EN FIN D'ANNEE	81
2.2.BAISSSE DES PRIX A TERME FACE A L'INCERTITUDE DE LA REPRISE ECONOMIQUE.....	83
2.3.POURSUITE DE LA FORTE DEMANDE D'INJECTION DANS LES STOCKAGES	84
3. POURSUITE DE LA HAUSSE DES VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES DE GROS EN FRANCE EN 2020... 84	84
4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2020	87
CHIFFRES CLES.....	88
1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE.....	88
2. MARCHÉ DU GAZ	91

MESSAGE DU PRÉSIDENT DE LA CRE

La mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie est un pilier essentiel de la confiance des opérateurs et plus largement des parties prenantes au secteur de l'énergie dans le bon fonctionnement de ces marchés. Cette mission a été confiée à la CRE par la loi depuis 2006 et elle s'exerce depuis 2011 dans le cadre du règlement européen REMIT, relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros. La surveillance des marchés de gros a atteint le stade de la maturité, notamment avec des décisions de sanction prises par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE concernant des manquements au règlement REMIT, en 2018 et 2019.

A ce titre, je ne peux pas omettre de mentionner un événement marquant un tournant dans la mise en œuvre pratique du règlement REMIT en France : le Conseil d'Etat vient de confirmer, en juin 2021, la légalité de la décision de sanction de 2018. Le juge a ainsi notamment confirmé la régularité de l'enquête menée par les services de la CRE en amont de la saisine du CoRDIS et a jugé que le CoRDIS avait à bon droit décidé que la société en cause avait procédé à des manipulations de marché, justifiant la sanction pécuniaire prononcée. Je me félicite de l'issue positive de ce contentieux qui confirme que la surveillance des marchés de gros et la procédure de sanction sont juridiquement robustes.

Au-delà de son caractère national, la surveillance des marchés de gros est aussi un enjeu européen. La CRE s'est fortement investie dans les travaux et projets européens menés avec l'ensemble des régulateurs de l'énergie et coordonnés par l'ACER, visant à établir des principes partagés pour la mise en œuvre opérationnelle et l'interprétation de REMIT, ainsi qu'à harmoniser les pratiques de surveillance et à les rendre plus efficaces.

Cette 14^{ème} édition du rapport annuel de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel de la CRE porte sur l'année 2020, marquée par des événements extraordinaires, avec la pandémie de COVID-19 et les mesures de confinement décidées en France et dans la plupart des pays. Ces mesures ont eu des effets importants sur les marchés de l'énergie, directement, au travers d'une baisse très prononcée de la consommation et des prix de gros, en particulier pendant le premier confinement, et indirectement, en perturbant la gestion du parc de production nucléaire, avec des conséquences importantes sur la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2020-2021.

Dans ce contexte exceptionnel, les marchés de gros de l'électricité et du gaz n'ont subi aucun dysfonctionnement notable et ont rempli leur fonction de fixation des prix de l'énergie par la rencontre efficace de l'offre et de la demande. La CRE a maintenu son activité de surveillance pendant cette période exceptionnelle, et elle a veillé en particulier à la qualité des informations publiées sur la disponibilité du parc de production d'électricité.

Au premier semestre 2020, la baisse de la demande liée à la crise sanitaire a conduit à une forte baisse des prix de l'électricité et du gaz. Rapidement, pour l'électricité, des inquiétudes sont cependant apparues concernant l'équilibre offre-demande pour l'hiver 2020-2021, contribuant à la hausse des prix à terme pour cette période. En fin d'année, la perspective de la fin de la pandémie et de la reprise économique a conduit à une hausse généralisée des prix des matières premières et de l'énergie.

Dans la prolongation de la tendance haussière amorcée fin 2020, le début de l'année 2021 a vu un mouvement de hausse spectaculaire des prix des matières premières, des quotas d'émission de CO₂ et en conséquence de l'électricité. Les observations de la CRE sur ces évolutions de prix ne sont pas développées dans le présent rapport, qui porte principalement sur l'année 2020. Cette hausse des prix va cependant avoir des conséquences directes et fortes sur les prix payés par les consommateurs ; ce contexte ne fait que renforcer l'enjeu de la surveillance des marchés de gros exercée par la CRE, qui vise à assurer que les mouvements des prix de l'énergie reflètent les fondamentaux. C'est une des conditions fondamentales de la confiance des parties prenantes dans l'efficacité du système énergétique, au bénéfice des consommateurs.

Jean-François CARENCO,
Président de la CRE

SYNTHESE

L'année 2020 a été marquée par la crise sanitaire liée à la pandémie de COVID-19, qui a donné lieu à des conditions exceptionnelles à plusieurs égards. La consommation a fortement été affectée par les mesures de confinement, tirant les prix à la baisse et perturbant notamment la gestion du parc de production nucléaire en France, à court terme mais aussi à plus long terme avec des effets en cascade sur les programmes de maintenance. Au niveau mondial, les prix des matières premières ont connu une période de forte baisse, avec une reprise amorcée en fin d'année dans un contexte plus optimiste relatif à la fin de l'épidémie et à une reprise économique mondiale.

Dans ce contexte perturbé, la surveillance des marchés de gros par la CRE prend toute son importance. La CRE a surveillé particulièrement la qualité des publications concernant la disponibilité du parc de production d'électricité français, compte tenu du fort impact de ces publications sur les prix de l'électricité en 2020.

Par ailleurs et malgré cette situation exceptionnelle, aucun dysfonctionnement n'a été observé quant au fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France en 2020, qui ont rempli sans discontinuer leur fonction d'établissement des prix de l'énergie.

La CRE renforce sa surveillance des marchés de gros, en étroite coopération avec l'ACER et les autres régulateurs européens

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du règlement REMIT, a représenté 5,2 millions de transactions effectuées en 2020 sur les marchés de gros de l'énergie, pour plus de 1 800 TWh échangés ou encore 52 Md€ de valeur. Une trentaine de cas sont en cours d'analyse approfondie.

A fin 2020, quatre enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE, dont deux ont été clôturées respectivement par un constat de non-manquement et pour prescription. Deux autres enquêtes, ayant précédemment fait l'objet d'une saisine du CoRDİS, étaient en cours d'instruction par ce dernier.

La CRE s'appuie sur des outils de détection interne pour identifier les possibles cas d'abus de marché, mais aussi sur les notifications de suspicions reçues par différentes sources, et notamment par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)¹ qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur.

En effet, les PPAT ont, en application de l'article 15 du règlement 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 règlement REMIT. La CRE considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT et entretient avec eux une collaboration active, qu'elle a renforcée et élargie en 2020.

En 2020, la CRE a analysé de manière approfondie les publications relatives aux indisponibilités du parc de production d'électricité, en particulier en ce qui concerne les délais dans lesquels les informations privilégiées ont été publiées par les acteurs du marché dans le cadre d'un fonctionnement normal et pendant la période affectée par la crise sanitaire. Les délais de certaines publications ont donné lieu à l'ouverture d'enquêtes début 2021.

Les services de la CRE ont par ailleurs réalisé en 2020 une étude sur la sensibilité du prix de marché de l'électricité français aux publications des indisponibilités des moyens de production en France. Cette étude apporte des éléments quantitatifs sur la sensibilité moyenne du prix intrajournalier de l'électricité en France à la publication d'une information privilégiée et sera publiée par la CRE au deuxième semestre 2021.

La coopération mise en place en 2019 avec d'autres autorités administratives indépendantes françaises s'est poursuivie en 2020, notamment sur la mise en œuvre des pouvoirs d'enquêtes généraux mais également « renforcés », impliquant des visites et saisies sur site. Ces échanges entre autorités administratives indépendantes permettent à la CRE de questionner ses pratiques et d'innover.

La CRE attache une importance majeure aux travaux et projets européens pour la mise en place de règles et de pratiques communes de surveillance au sein de l'Union européenne. Ainsi, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs à REMIT en étroite collaboration avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres États membres de l'Union européenne et les autorités financières et de la concurrence.

Ces travaux, coordonnés par l'ACER, ont donné lieu en 2020 à plusieurs publications. En particulier, la 5^{ème} édition des orientations générales de l'ACER sur l'application du règlement REMIT donne des orientations précises sur la qualification et la gestion de l'information privilégiée, ainsi que sur la pratique dite de rétention de capacité.

¹ En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

La qualité des données : un enjeu primordial de la surveillance des marchés ; les redevances dues à l'ACER dans le cadre de REMIT

La qualité des données transactionnelles et fondamentales est essentielle pour la conduite de la surveillance des marchés de gros. La CRE s'implique donc activement dans les travaux de l'ACER sur la qualité des données et a ainsi contribué à définir, avec les autres autorités européennes, les principaux éléments à améliorer en ce qui concerne l'harmonisation des déclarations de données ainsi que les tests de complétude et de qualité. Ces travaux ont donné lieu le 30 juin 2020 à une publication par l'ACER relative à la déclaration des données, et le 22 octobre 2020 à une nouvelle lettre ouverte concernant la qualité des données².

Les conditions de télétravail imposées par la crise sanitaire ont ralenti les travaux menés par l'ACER mais aussi par les autres régulateurs, en ce qui concerne l'amélioration de la collecte centralisée de données dans le cadre de l'article 8 du règlement REMIT et leur exploitation pour les activités de surveillance. Tant que ces travaux d'amélioration de qualité de données ne sont pas achevés, la CRE maintient le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'éviter toute discontinuité ou interruption dans la surveillance de la CRE.

Par ailleurs, à partir de 2021, des redevances sont dues à l'ACER pour la collecte, la gestion, le traitement et l'analyse des informations communiquées en vertu de l'article 8 du règlement REMIT. Leur mise en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2021 a été précisée par la décision de la Commission européenne 2020/2152 du 17 décembre 2020.

La redevance est prélevée auprès des acteurs du marché déclarant des informations auprès de l'ACER pour leur compte, ainsi que les entités déclarant des informations pour le compte de tiers (les *Registered Reporting Mechanism* ou *RRM*). L'ACER a publié également le 17 décembre 2020 un document de questions et réponses sur ces nouvelles redevances³.

La crise sanitaire, combinée avec la conjoncture géopolitique, a affecté les prix des matières premières pendant l'année 2020, qui est, par ailleurs, l'année la plus chaude enregistrée en France depuis le début du XX^{ème} siècle

L'épidémie de COVID-19 et les confinements décidés pour l'endiguer ont fortement affecté l'économie mondiale. En début d'année, la baisse de la demande mondiale a ainsi entraîné une chute des prix des matières premières et notamment du pétrole. Cette dernière a par ailleurs été amplifiée par des désaccords entre les pays producteurs de pétrole pour réduire la production. En avril, le pétrole américain a ainsi même enregistré brièvement des prix négatifs.

Les prix des matières premières ont ensuite connu une légère reprise, marquée cependant par les incertitudes concernant la fin de l'épidémie et la reprise de l'économie mondiale. En fin d'année, une forte hausse s'est amorcée notamment avec la perspective de l'arrivée de vaccins et de la reprise de l'économie mondiale.

Les prix des quotas d'émissions de CO₂, affectés également en mars par la crise sanitaire, ont clôturé l'année en forte augmentation atteignant 33,4 €/tCO₂. L'année 2020 a été marquée par la fin de la troisième phase du mécanisme européen d'échange de quotas d'émissions, et la quatrième phase entamée en 2021 confirme l'ambition européenne avec une accélération de la réduction annuelle des plafonds d'émissions. Ainsi, malgré le ralentissement économique en 2020 lié à la crise sanitaire, le marché du carbone demeure un outil majeur de décarbonation de l'Union européenne.

Enfin, l'année 2020 a à nouveau été marquée par des records de température, après ceux des années 2018 et 2019, et se positionne comme l'année la plus chaude observée en France depuis 1900. Ces températures particulièrement douces ont pesé à la baisse sur la consommation d'électricité et de gaz.

Les prix de l'électricité ont été en forte baisse pendant et après le premier confinement, mais la baisse de la disponibilité du parc de production nucléaire a créé des tensions au 2^{ème} semestre

Le premier confinement en France, du 17 mars au 11 mai 2020, a eu des effets importants sur la consommation d'électricité, atteignant jusqu'à 20 % de baisse par rapport à la normale. La baisse de la consommation, mais aussi les mesures de confinement elles-mêmes, ont perturbé le programme de maintenance du parc de production, notamment nucléaire, avec des conséquences à court terme mais aussi à plus long terme, faisant apparaître des craintes sur la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021.

² https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201022_Fourth-Open-Letter-on-REMIT-data-quality.pdf

³ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMIT_24th_edition_QA_v1.pdf

Face à une consommation en baisse, la production d'électricité a dû s'adapter. La faiblesse de la demande ainsi qu'une production éolienne et photovoltaïque élevée (7,7 TWh entre le 17 mars et le 11 mai au lieu de 6,5 TWh sur cette période en 2019) ont conduit à moins solliciter les moyens thermiques, dont la production a baissé de 53 % par rapport à la même période l'année précédente). La production nucléaire a diminué de 18 % pour atteindre son minimum historique pour la même période. Ce nouvel équilibre de l'offre et de la demande ainsi que la forte baisse des prix des matières premières ont entraîné une très forte baisse des prix de l'électricité sur les marchés *spot* : le prix moyen *day-ahead* en France sur cette période s'est établi à 15,3 €/MWh (37,8 €/MWh en 2019). Les prix à court terme de l'électricité et du gaz sont restés à des niveaux faibles tout le premier semestre, à 23,7 €/MWh en moyenne (41,1 €/MWh en 2019), du fait de la baisse des consommations et de la faiblesse des prix des matières premières.

Au deuxième semestre, une certaine tension est apparue, les prix à court terme étant tirés à la hausse par une faible disponibilité du parc nucléaire, des périodes anticycloniques réduisant la production éolienne en Europe et la hausse généralisée des prix des matières premières en fin d'année sur fond d'optimisme sur la fin de la pandémie et la reprise économique mondiale. Ainsi, le *spot* a été supérieur à 100 €/MWh pendant 6h et a atteint jusqu'à 200,0 €/MWh (niveau non atteint depuis novembre 2018). Le prix *spot* moyen en décembre 2020 s'est élevé à 48,4 €/MWh, le prix moyen mensuel le plus haut depuis janvier 2019 (à 61,2 €/MWh). La consommation a été moins affectée au deuxième semestre, restant inférieure à la normale de 2 à 4 %.

Les prix à terme de l'électricité ont dans un premier temps accusé une baisse, tirée principalement par la baisse des prix des matières premières. Le prix du produit annuel 2021, qui était de 45,7 €/MWh le 2 janvier 2020, chutait ainsi à 37,4 €/MWh le 18 mars. Les prix ont ensuite montré une sensibilité particulière aux annonces d'EDF concernant la disponibilité du parc de production nucléaire. Ainsi, les perturbations « en cascade » des maintenances programmées sur le parc nucléaire ont conduit à des inquiétudes sur l'équilibre offre-demande à l'hiver 2020-2021, se traduisant par une hausse des prix à terme pour cette échéance. Le 30 juin, le produit annuel 2021 atteignait 48,7 €/MWh. A partir de l'été, l'amélioration de la disponibilité prévisionnelle pour l'hiver a apaisé cette tension. En fin d'année, la hausse généralisée des prix des matières premières et des quotas de CO₂ a contribué à une nouvelle hausse des prix à terme. Ainsi, entre le 20 novembre et le 28 décembre 2020, le produit annuel 2021 a augmenté de 39 %, passant de 42,0 €/MWh à 53,2 €/MWh.

Les marchés de l'équilibrage du système électrique sont en pleine évolution

Les marchés de l'équilibrage du système électrique ont fait l'objet d'évolutions importantes en 2020. Après le passage de la réserve primaire à des appels d'offres journaliers en 2019, la granularité des produits a été augmentée avec l'introduction de produits de réserve primaire d'une durée de quatre heures au 1^{er} juillet 2020. Par ailleurs, depuis le 2 décembre 2020, RTE utilise la plateforme d'échange de RR (réserve complémentaire ou *replacement reserve*) en parallèle du mécanisme d'ajustement pour répondre à ses besoins d'équilibrage.

L'intégration européenne des marchés de l'équilibrage va se poursuivre en 2021 et 2022. La réserve secondaire va évoluer vers des mécanismes de marché, et la contractualisation de la réserve tertiaire sera plus proche du temps réel. Ces évolutions conduisent au développement de nouveaux marchés, qui devront faire l'objet d'une surveillance adaptée.

Le mécanisme de capacité soumis à la tension du système dans le contexte de la crise sanitaire ; une évolution structurelle de son architecture doit être envisagée

La crise sanitaire ayant affecté la disponibilité du parc de production d'électricité, les prix des enchères de capacité en 2020 ont atteint des niveaux très élevés : près de 48 k€/MW pour l'année de livraison 2021 et 54 k€/MWh pour l'année de livraison 2020. Les prix sont par la suite descendus en conséquence des annonces plus optimistes de RTE sur la sécurité d'approvisionnement. L'équilibre global du mécanisme pour l'année 2020 n'est cependant pas encore connu, le calcul final des obligations ayant lieu trois ans après l'année de livraison.

Pour l'hiver 2020-2021, RTE a par ailleurs proposé à titre exceptionnel d'assouplir certaines dispositions du mécanisme de capacité afin d'inciter les exploitants de capacité de production et d'effacement à maximiser leur disponibilité sur cette période, et ces propositions ont été approuvées par la CRE par une délibération du 10 septembre 2020.

En tout état de cause, la CRE mène une analyse approfondie sur la hausse des prix de 2020 afin de s'assurer qu'elle reflète bien les fondamentaux du marché.

La CRE est également satisfaite que RTE ait mené en 2020 une analyse du retour d'expérience sur le mécanisme, ayant pour objectif d'évaluer le dispositif et d'alimenter les réflexions sur son architecture et ses modalités pratiques de mise en œuvre.

Dans ce contexte, la CRE réitère les critiques formulées dans ses rapports de surveillance des marchés de gros en 2018 et en 2019, relatives à l'architecture actuelle du marché de capacité.

Sur les marchés du gaz, la baisse de la demande a entraîné un effondrement des prix de court terme, avec un maintien de la bonne convergence des prix européens et la poursuite de la hausse des volumes échangés en France

La crise sanitaire a entraîné à partir de mars 2020 un véritable effondrement des prix du gaz à court terme. Les produits *day ahead* et *month M+1* sont restés pendant plusieurs mois inférieurs à 6 €/MWh, avec des minima à 2,9 €/ MWh le 21 mai pour le *day ahead* et à 3,4 €/MWh le 28 mai pour le mois de juin 2020. Des prix aussi bas n'avait pas été observés en Europe depuis plus de 10 ans.

Malgré ces fortes perturbations, les prix *spot* au PEG et au TTF, tout comme dans une grande partie nord-ouest de l'Europe, ont affiché une très bonne convergence en 2020, avec un écart en baisse par rapport à 2019.

En fin d'année 2020, les prix du gaz ont entamé un retour à la normale, le *month ahead* a terminé l'année à 18,9 €/MWh.

Le produit à terme annuel a connu des variations similaires mais de moindres ampleurs. Il a commencé l'année à 16,3 €/MWh, a connu un plus bas de 11,8 €/MWh le 1^{er} juin, et a terminé l'année à 16,9 €/MWh.

La hausse des volumes échangés en France s'est poursuivie par rapport à 2019, traduisant le bon fonctionnement de la zone unique de marché.

Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2020. Le cas échéant, les faits marquants de l'activité de surveillance pendant les premiers mois de l'année 2021 sont également mentionnés.

La CRE et REMIT : la surveillance des marchés, 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 ainsi que, chaque trimestre, son Observatoire des marchés de gros.

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)⁴, 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 en effet 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.

La mise en œuvre du règlement REMIT se poursuit 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 autres Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de concurrence.

⁴ En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

Activité de la CRE en 2020 dans le cadre de sa mission de surveillance



5,2 millions de transactions surveillées

1 826 TWh échangés

Plus de 52 Md€ échangés en valeur



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

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

1 538 acteurs enregistrés auprès de la CRE



2 enquêtes en cours

2 enquêtes clôturées

2 enquêtes en cours d'instruction par le CoRDIS

Marché de gros en France en 2020

Prix de l'électricité



32,2 €/MWh en moyenne des prix spot, soit -18 % par rapport à 2019

44,9 €/MWh en moyenne des prix à terme annuels, soit -12 % par rapport à 2019

Prix du gaz naturel



9,3 €/MWh en moyenne des prix spot, soit -31 % par rapport à 2019

13,4 €/MWh en moyenne des prix à terme annuels, soit -27 % par rapport à 2019

SECTION 1
SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE

1. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE DANS LE CADRE DU RÈGLEMENT REMIT EN 2020

La CRE exerce sa mission de surveillance en suivant d'une part les évolutions générales des marchés de l'énergie, notamment lors d'événements particuliers, et d'autre part en analysant les actions individuelles des acteurs sur les marchés afin de détecter les comportements anormaux pouvant constituer des suspicions de manquement au règlement REMIT.

La compétence de surveillance des marchés de gros de l'énergie de la CRE est issue du code de l'énergie et du règlement REMIT. Le code de l'énergie prévoit que la CRE surveille notamment les opérations réalisées sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et des garanties de capacité. Dans ce cadre, elle détecte tout événement inhabituel ou tout comportement anormal qui pourrait constituer un manquement au règlement REMIT.

Pour atteindre cet objectif, la CRE a mis en place depuis plusieurs années des canaux de collecte de données de la part des bourses, courtiers, gestionnaires des réseaux, opérateurs de stockages, mais aussi auprès d'une partie des acteurs du marché. Les sources d'information de la CRE sont complétées par les données collectées par l'ACER au niveau européen depuis 2016.

En 2020, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre de REMIT représente 5,2 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie, soit l'équivalent de 1 826 TWh échangés ou plus de 52 Md€ en valeur.

Pendant l'année 2020, la CRE a reçu de la part de l'ACER 34 alertes concernant des comportements potentiellement suspects et au total 394 alertes de l'ACER reçues entre octobre 2017 et mars 2020. La CRE mène actuellement une trentaine d'analyses de cas de comportements suspects détectés via d'autres sources que les alertes de l'ACER.

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, mais aussi sur des outils visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché.

La détection externe repose sur les déclarations de suspicions reçues par différentes sources, dont en premier lieu les PPAT qui, en tant qu'organismes des opérations de négoce sur leurs plateformes⁵, représentent une source d'information de grande valeur pour la CRE. En application de l'article 15 du règlement 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.

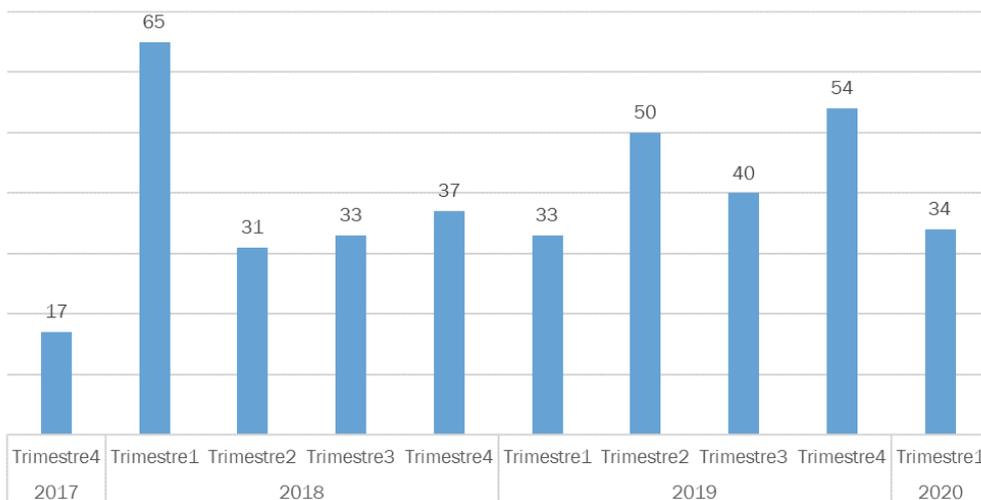
L'ACER transmet également des cas de suspicion qu'elle détecte, ainsi que les alertes issues de ses systèmes automatiques de sa détection interne. Sur ce dernier point, elle transmet aux régulateurs nationaux depuis la fin 2017, à un rythme mensuel, les alertes pointant des transactions qu'elle juge suspectes. Ces alertes permettent d'identifier des transactions inhabituelles dont l'analyse par les services de la CRE peut mener à l'ouverture d'une analyse approfondie, puis éventuellement d'une enquête. La transmission d'alertes de surveillance par l'ACER a cependant été stoppée à partir d'avril 2020, du fait de difficultés rencontrées par l'ACER en lien avec la généralisation du télétravail à la suite de la crise sanitaire, dans le contexte des mesures de sécurité informatique particulières qu'elle avait mises en place afin de préserver la confidentialité des données transactionnelles qu'elle reçoit et des analyses qu'elle mène⁶.

La plateforme de surveillance en cours de développement par l'ACER a généré 394 alertes de comportements potentiellement suspects, transmises à la CRE depuis octobre 2017 et jusqu'à mars 2020 (Graphique 1). Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE, d'autres concernent des produits transfrontaliers et donc également des autres régulateurs.

⁵ 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.

⁶ L'ACER a communiqué sur la continuité de ses activités de surveillance des marchés de gros dans le contexte de la crise sanitaire dans l'édition N°20 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2020 : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q1_2020_corr.pdf.

Graphique 1 : Evolution du nombre d'alertes reçues par la CRE en provenance de l'ACER



Source : CRE

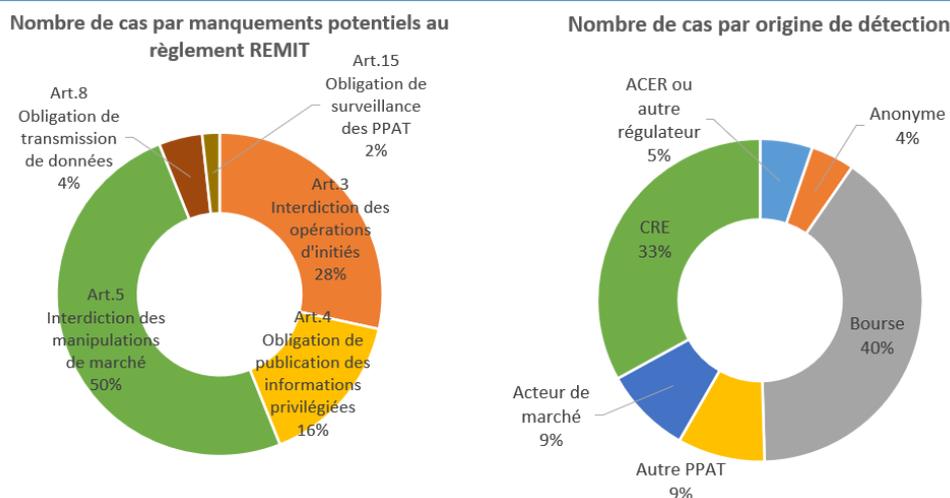
De même, les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements potentiellement suspects.

La CRE reçoit également des informations relatives à des comportements suspects de la part des acteurs du marché. La CRE encourage cette vigilance et souhaite rappeler 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 effet⁷.

Les comportements suspects détectés, en interne par la CRE, ou en externe, donnent d'abord lieu à une vérification du caractère raisonnable de la suspicion. Outre les cas suspects, la CRE analyse également les événements inhabituels des marchés ou les comportements spécifiques de certains acteurs. A la date de parution du présent rapport, et en complément à l'analyse des alertes de l'ACER, une trentaine d'analyses approfondies sont actuellement ouvertes par la CRE et en cours d'analyse. Certaines analyses menées en 2020 ont donné lieu à l'ouverture des enquêtes au premier semestre 2021, et huit analyses ont été clôturées en 2020 sans donner lieu à l'ouverture d'une enquête.

Les soupçons de manquement au règlement REMIT, ayant fait l'objet d'analyses, concernent le plus souvent une suspicion de manquement aux articles 3 et 5 du règlement (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché), respectivement dans 28 % et 50 % des cas.

Graphique 2 : Répartition des cas de surveillance analysés par la CRE (hors analyses des cas issus des alertes automatiques de l'ACER)



Source : CRE

⁷ <https://www.acer-remit.eu/np/home>.



1.2. Contexte particulier de la surveillance pendant la période COVID affectée par la crise sanitaire

L'année 2020 a été marquée par plusieurs périodes successives de confinement, imposant le télétravail pour la plupart des agents de la CRE. Du fait de la confidentialité des données de marché et des analyses menées sur le fondement du règlement REMIT, l'exercice de la mission de surveillance des marchés de la CRE a fait l'objet de mesures de sécurité informatique renforcées. Ces mesures ont limité le recours au télétravail pour les agents exerçant la surveillance des marchés.

Durant le premier confinement, le travail à distance des agents exerçant la surveillance des marchés a permis de poursuivre le suivi de la conjoncture des marchés mais pas les analyses s'appuyant sur les données de marché. Cette dernière activité a repris normalement avec le retour dans les locaux de la CRE des agents concernés.

Au cours de l'année 2020, puis lors du deuxième confinement, les mesures de sécurité ont été adaptées pour permettre intégralement le travail à distance pour les activités de surveillance des marchés.

1.3. Surveillance des pratiques liées à la gestion de l'information privilégiée

Le bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie nécessite que les informations concernant l'état du système soient rendues publiques par les acteurs du marché concernés. La CRE attache la plus grande importance à la qualité des publications relatives à ces informations ainsi qu'au respect des obligations qui s'imposent aux acteurs du marché à cet égard, notamment celles relatives à la disponibilité du parc de production d'électricité.

1.3.1. Deux règlements européens encadrent la publication des informations relatives à la disponibilité des installations de production d'électricité

Les indisponibilités des installations de production, qu'elles soient fortuites ou planifiées, constituent des informations qui doivent être publiées en application de deux règlements européens :

- le règlement (UE) No 543/2013⁸, dit règlement Transparence, qui prévoit la publication systématique des indisponibilités fortuites et programmées, d'un certain niveau ;
- le règlement REMIT, qui impose aux acteurs du marché, en application de son article 4(1), la publication des informations privilégiées. Les informations concernant la disponibilité des installations de production constituent des informations au sens de l'article 2(1)(b) de REMIT.

Les critères de publication de ces informations en application du règlement Transparence sont synthétisés au Tableau 1 ci-après. Les publications doivent être effectuées dans un délai maximal d'une heure après le début de l'indisponibilité fortuite ou après la décision de l'arrêt planifié de la centrale.

Contrairement au règlement Transparence, REMIT ne prévoit pas de critères quantitatifs pour la publication des informations relatives à chaque indisponibilité. L'information est considérée comme privilégiée lorsque quatre critères cumulatifs définis à l'article 2(1) de REMIT sont remplis : l'information doit (1) être une information de nature précise, (2) ne pas avoir été rendue publique, (3) concerner, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et (4) si elle était rendue publique, être capable d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros.

Si le règlement REMIT exige que cette publication soit effectuée « en temps utile », les orientations⁹ de l'ACER sur REMIT recommandent que la publication soit effectuée dans un délai maximal d'une heure et, en tout cas, avant d'effectuer toute opération de négoce se rapportant à cette information (article 3 de REMIT relatif à l'interdiction des opérations d'initiés).

⁸ RÈGLEMENT (UE) No 543/2013 DE LA COMMISSION du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil

⁹ Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency 5th Edition, section 7.3

Tableau 1 : Critères¹⁰ de publication d'une indisponibilité en application du règlement Transparence

Règlement Transparence			
	Générateur ¹¹	Unité de production ¹²	Délai de publication
Indisponibilité programmée	Volume indisponible \geq 100 MW Variations de l'indisponibilité \geq 100 MW Durée \geq une unité de temps du marché	Volume indisponible \geq 200 MW Variations de la disponibilité \geq 100 MW Durée \geq une unité de temps du marché	Dans les plus brefs délais, au plus tard 1h après la décision d'indisponibilité programmée
Indisponibilité fortuite	Variations de la disponibilité \geq 100 MW Durée \geq une unité de temps du marché	Variations de la disponibilité \geq 100 MW Capacité installée \geq 200 MW Durée \geq une unité de temps du marché	Dans les plus brefs délais, au plus tard 1h après le changement de l'état de disponibilité réel

1.3.2. Centralisation des publications d'informations privilégiées

Conformément à l'article 4(1) de REMIT, les acteurs du marché doivent divulguer publiquement, effectivement et en temps utile les informations privilégiées qu'ils détiennent. La transparence des marchés de gros de l'énergie exige la publication des informations privilégiées d'une manière permettant la diffusion de l'information à un public aussi large que possible. L'ACER, dans ses orientations sur REMIT (5^{ème} édition mise à jour le 11 mai 2021), estime qu'afin de parvenir à une publication efficace conformément à l'article 4 du REMIT, les informations doivent être publiées en utilisant une plateforme de divulgation d'informations privilégiées (« *Inside Information Platform* » ou IIP).

En 2020, l'Agence a entamé un processus d'enregistrement des plateformes d'information privilégiée sur la base d'exigences minimales telles que définies dans la section 7.2.2 de la version 5 mise à jour des orientations générales de l'ACER.

L'objectif final est de fournir une liste d'IIP conformes aux exigences et pouvant donc être utilisées par les acteurs du marché pour la publication efficace d'informations privilégiées.

Par ailleurs, en application de l'article 4(4) de REMIT, la publication d'informations privilégiées conformément au règlement Transparence constitue une divulgation simultanée, intégrale et efficace. C'est notamment le cas des informations publiées par l'ENTSO-E, ENTSO-G et les gestionnaires de réseau dans le cadre du règlement Transparence.

L'ACER a donc invité ENTSO-E, ENTSO-G et les gestionnaires de réseau qui opèrent des plateformes centrales liées au règlement Transparence à vérifier que leurs plateformes sont conformes aux exigences minimales de qualité prévues par la section 7.2.2 des orientations de l'ACER.

En France, RTE a annoncé sa volonté que sa plateforme soit une IIP. Sa certification par l'ACER est en cours.

Le site internet de l'ACER¹³ retranscrit l'ensemble des demandes d'enregistrement reçues par l'Agence et l'état d'avancement de leur évaluation.

1.3.3. La CRE surveille la bonne application des règlements REMIT et Transparence, notamment en ce qui concerne les publications relatives aux indisponibilités

Compte tenu du fait qu'il est attendu que les acteurs de marché publient les indisponibilités de leurs moyens de production, que ce soit au titre de Transparence ou de REMIT, dans un délai maximal d'une heure, la CRE a mené

¹⁰ Définis dans l'article 15 du règlement Transparence

¹¹ L'article 2(17) du règlement Transparence définit « générateur », comme un générateur d'électricité individuel appartenant à une unité de production.

¹² L'article 2(24) du règlement Transparence définit « unité de production », comme une installation de production d'électricité composée d'un seul générateur ou d'un ensemble de générateurs.

¹³ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

une étude sur la période 2016-2020 afin d'évaluer le respect de cette obligation par les acteurs opérant des moyens de production d'électricité en France.

La CRE a analysé les publications déclarant le début d'une indisponibilité ainsi que celles relatives à sa prolongation et à sa fin. Les retards de publication identifiés concernent trois types principaux de séquences :

- Type 1 : la publication est effectuée plus d'une heure après le début de l'indisponibilité ;
- Type 2 : la publication est mise à jour pour prolonger l'indisponibilité. Cette mise à jour survient plus d'une heure après la fin de l'indisponibilité précédemment annoncée et l'indisponibilité est prolongée de plus de 30 minutes ;
- Type 3 : l'acteur publie le retour anticipé d'une centrale plus d'une heure après l'heure de fin annoncée dans la publication précédente.

Lorsqu'une information est publiée en retard, les achats et les ventes effectués par les acteurs qui l'ont détenue pendant la période dite d'initiés ou les tentatives des achats et des ventes portant sur les produits de gros concernés sont susceptibles de constituer des opérations d'initiés. Les analyses menées par la CRE ont donc également pointé les cas de retards pour lesquels un soupçon d'opération d'initiés existe, au regard notamment des transactions effectuées par l'acteur sur les marchés d'électricité.

L'étude s'est appuyée sur les données d'indisponibilités publiées sur le site internet de transparence de RTE. Il convient de noter qu'en application des dispositions du règlement de Transparence, l'information concernant les indisponibilités des centrales d'électricité françaises est collectée par RTE pour être par la suite communiquée à ENTSO-E. Pendant la période analysée, l'orientation de l'ACER d'utiliser les plateformes centralisées pour la divulgation de l'information privilégiée n'était pas applicable. Les acteurs ont donc pu effectuer des publications sur leurs propres sites internet, sur le site de RTE ou sur d'autres plateformes proposant un tel service. La CRE a ainsi également considéré, dans des cas particuliers, les autres sources d'informations publiques disponibles.

Pendant la période étudiée, les retards de publication observés ont suivi une tendance à la baisse, avec cependant une augmentation en 2020 notamment due à la gestion spécifique du parc nucléaire dans le contexte de la crise sanitaire. Plus spécifiquement sur 2019 et 2020, 1,2 % et 2,6 % respectivement de publications effectuées en retard ont été identifiées, en excluant certains cas spécifiques, concernant des pratiques de publication particulières notamment sur la filière hydraulique qui sont analysés séparément.

La CRE a par la suite échangé avec l'ensemble des acteurs ayant potentiellement commis des retards de publication. Ces échanges ont pu mettre en lumière des faux positifs du fait de problématiques techniques rencontrées.

Toutefois, la CRE a identifié certaines occurrences pour lesquelles la réponse des acteurs ne permettait pas d'écartier un soupçon de retard de publication. Ces occurrences sont étudiées de manière plus approfondie.

Cette étude a permis à la CRE de mieux calibrer ses outils de détection des retards de publication et des opérations d'initiés, ainsi que de rappeler aux producteurs leurs obligations réglementaires, ce qui contribue à une amélioration continue de la qualité d'informations des données à disposition des acteurs du marché.

En complément des études sur la publication des informations privilégiées passées, la CRE met en œuvre une surveillance ciblée à l'occasion d'événements exceptionnels. Cela a été notamment le cas lors du début de la crise sanitaire en 2020 et des fortes indisponibilités du parc nucléaire (voir section 3, § 1.2).

1.3.4. La CRE a étudié la sensibilité du prix de marché de l'électricité aux publications d'informations concernant les indisponibilités des moyens de production en France

La CRE a conduit courant 2020 une étude sur la sensibilité du prix de marché de l'électricité français aux publications des informations relatives aux indisponibilités des moyens de production en France. Cette étude apporte des éléments quantitatifs sur la sensibilité moyenne du prix intrajournalier de l'électricité en France à la publication d'une information privilégiée et sera publiée par la CRE au deuxième semestre 2021.

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

En application de l'article 15 du règlement 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 de REMIT.

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 2020 ses échanges avec les bourses, courtiers et GRT actifs 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.

Ainsi, la coopération déjà mise en place avec les bourses EPEX SPOT et Nord Pool (qui a débuté ses activités sur le marché intrajournalier français en juin 2018 et sur le marché journalier en août 2019) s'est poursuivie de manière régulière et a donné lieu à des échanges fructueux. De plus, au 1^{er} janvier 2020, les activités de la bourse gazière Powernext ont été intégrées au sein de son actionnaire EEX. C'est donc désormais le régulateur financier allemand, la BaFin¹⁴, qui a la charge de la surveillance des marchés à terme du gaz français pour les produits à support financier¹⁵, comme c'était déjà le cas pour les marchés à terme français de l'électricité. Cette nouvelle organisation donne lieu au développement de nouvelles relations entre la CRE, EEX, la BaFin et la BNetzA¹⁶.

Les relations de la CRE avec les courtiers basés en France et opérant sur les marchés énergétiques de gros se sont également renforcées en 2020. Les PPAT pouvant être actives dans plusieurs pays, une approche coordonnée au niveau européen (entre tous les régulateurs) a été mise en place afin d'assurer un suivi plus systématique des activités de surveillance. Ainsi, les courtiers actifs dans le périmètre des marchés surveillés par la CRE ont été rencontrés ou seront approchés par la CRE. En outre, avec la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, certains courtiers opérant des *Organised Trading Facilities* (OTF¹⁷) au Royaume-Uni ont décidé de déplacer leurs activités en France. Le suivi des relations avec les courtiers installés en France est organisé conjointement avec l'Autorité des Marchés Financiers en France (AMF).

Enfin, les relations avec RTE, seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France, ont également été nourries en 2020. Les opérateurs de réseau et de stockage de gaz en France GRT gaz, Téréga et Storengy ne sont pas qualifiés aujourd'hui de PPATs au sens de REMIT car ils ne remplissent pas à ce jour les critères de qualification. Des échanges ont eu lieu avec eux pour développer le partage de données et d'alertes à destination de la CRE.

1.5. Enregistrement des acteurs de marché

Les acteurs du marché sont tenus, en application de l'article 9(1) du règlement REMIT, de s'enregistrer « *auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis ou résidents ou, s'ils ne sont ni établis dans, ni résidents de l'Union, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité* ». **En avril 2021, 1 538 acteurs étaient enregistrés auprès de la CRE**, soit une augmentation de 126 acteurs par rapport au 1^{er} janvier 2020. Ces acteurs peuvent notamment être des producteurs, des fournisseurs, des consommateurs, des négociants ou encore des gestionnaires de réseau.

Il relève de la responsabilité de chaque acteur du marché d'assurer l'exactitude et la mise à jour des informations enregistrées. Tout changement concernant les informations fournies dans le formulaire d'enregistrement doit être communiqué rapidement à l'autorité de régulation nationale concernée. Les informations devenues erronées ou obsolètes doivent être corrigées dans les plus brefs délais.

Afin d'effectuer leur enregistrement ou la mise à jour de leurs données dans leur fiche acteur, les acteurs du marché sont invités à utiliser la plateforme du registre européen des acteurs du marché de l'énergie – CEREMP¹⁸. Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs peuvent consulter la page dédiée¹⁹ sur le site internet de la CRE ou contacter les services de la CRE à l'adresse enregistrement.remit@cre.fr.

La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est effective depuis le 31 janvier 2020 et une période transitoire s'est appliquée jusqu'au 31 décembre 2020. Pendant cette période les règles de l'Union européenne, y compris le règlement REMIT, ont continué de s'appliquer. En revanche, depuis le 1^{er} janvier 2021, les acteurs du marché enregistrés au Royaume-Uni auprès du régulateur britannique de l'OFGEM, émettant des ordres et effectuant des

¹⁴ BaFin - Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht - Autorité fédérale de surveillance financière en Allemagne

¹⁵ Auparavant, en application du règlement (UE) n° 596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché (MAR) qui prévoit que les compétences de surveillance entre les autorités financières des États membres soient établies en fonction de la localisation géographique de la plateforme de négociation, c'était l'Autorité des Marchés Financiers en France (AMF) qui a été responsable de leur surveillance.

¹⁶ BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen - Agence fédérale des réseaux en Allemagne

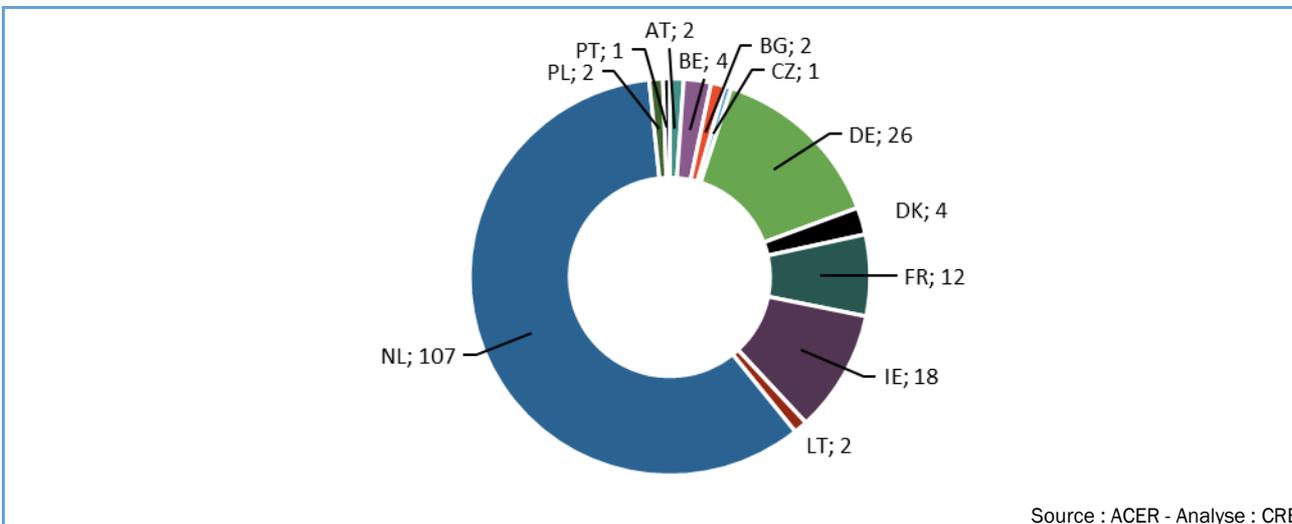
¹⁷ L'OTF, est un système multilatéral qui assure la rencontre en son sein et à la discrétion de son gestionnaire de multiples intérêts acheteurs et vendeurs de manière à conclure des transactions sur des obligations, des produits financiers structurés, des quotas d'émission ou des instruments dérivés. En France, l'exploitation d'un OTF est soumise à un agrément de l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) après avis de l'AMF lorsque son gestionnaire est un prestataire de services d'investissement ou à une autorisation de l'AMF lorsqu'il est géré par une entreprise de marché.

¹⁸ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=9&lang=fr_FR

¹⁹ <https://www.cre.fr/Electricite/REMIT/Enregistrement-et-FAQ>

transactions sur les produits énergétiques de gros dans l'Union européenne, ont dû se réenregistrer à nouveau auprès d'un régulateur d'un des 27 Etats membres restants. Au total 181 acteurs précédemment enregistrés au Royaume-Uni se sont réenregistrés auprès d'un autre régulateur européen, dont 12 auprès de la CRE en France.

Graphique 3 : Réenregistrement des acteurs préalablement enregistrés au Royaume-Uni auprès des régulateurs de l'Union européenne



Par ailleurs, dans ses lettres ouvertes du 30 mai 2018²⁰ et 20 novembre 2020²¹, et dans sa FAQ « Données fondamentales REMIT et collecte d'informations privilégiées » du 30 avril 2021²², l'ACER rappelle l'importance de publier de manière efficace les informations privilégiées détenues par les acteurs. En conséquence, il est essentiel que les acteurs qui publient des informations privilégiées en application de l'article 4(1) du règlement REMIT, renseignent correctement sur CEREMP (dans le champ « *publication inside* »²³) leur plateforme de publication choisie. Les orientations de l'ACER²⁴ indiquent que les informations privilégiées doivent être publiées sur des plateformes centralisées certifiées par l'ACER (voir également la section 1, § 1.3.2), dont la liste se trouve sur cette page : <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>.

D'autre part, l'ACER a indiqué dans sa 4^{ème} lettre ouverte sur la qualité des données REMIT, datée du 22 octobre 2020²⁵ ainsi que dans sa lettre du 20 novembre 2020²⁶, que des problèmes relatifs aux « *Energy Identification Codes* » (EIC) de type X, c'est-à-dire les codes utilisés pour identifier les acteurs du marché dans le CEREMP lorsqu'ils déclarent des données en application de l'article 8 du REMIT à l'ACER, ont été identifiés. Notamment, il a été observé que certains acteurs, déclarant des données, n'étaient pas enregistrés en tant qu'acteur du marché dans le CEREMP, que certains n'avaient pas renseigné leur code EIC X dans le CEREMP ou qu'ils utilisaient un code EIC X différent pour déclarer les données, ou encore que d'autres acteurs utilisaient un code EIC X non répertorié dans le registre tenu par ENTSO-E.

Ces acteurs ont été contactés par la CRE afin de régulariser leur situation. La CRE se joint à l'ACER pour rappeler que tout acteur du marché doit s'enregistrer sur le CEREMP afin de se conformer à l'article 9 du règlement REMIT et doit renseigner un unique code EIC X qui sera utilisé pour déclarer les données auprès de l'ACER.

A cet égard, en 2020²⁷, l'ACER a modifié les règles de validation²⁸ concernant les données déclarées par les acteurs du marché en application de l'article 8 du règlement REMIT : toute déclaration de données effectuée avec un code EIC X ne permettant pas l'identification de l'acteur dans le CEREMP sera rejetée. La CRE rappelle que le non-respect de règles de déclaration des données peut constituer un manquement au règlement REMIT, passible d'une sanction devant le CoRDIS.

²⁰ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20180531_Open-Letter_Inside-Information-disclosure-and-the-use-of-IIPs.pdf

²¹ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201120_Open-Letter-on-impact-of-Covid-19-on-compliance-deadlines-under-REMIT-1.pdf

²² https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/FAQs-on-REMIT-fundamental-data-and-inside-information_V7.pdf

²³ Si non applicable, indiquer « N/A »

²⁴ <https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/5th-Edition-ACER-Guidance-updated.pdf>, §7.2

²⁵ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201022_Fourth-Open-Letter-on-REMIT-data-quality.pdf

²⁶ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201120_Open-Letter-on-impact-of-Covid-19-on-compliance-deadlines-under-REMIT-1.pdf

²⁷ <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-updates-validation-rules-under-REMIT.aspx>

²⁸ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/ACER_REMIT_Information-System-Data-Validation_v4.6.pdf

1.6. L'ouverture de la CRE aux communautés Open Data et Open Source

La CRE a pour mission de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'énergie sur lesquels les acteurs exécutent leurs stratégies de négoce et ajustent leurs positions en fonction des anticipations du prix des matières premières, de l'offre et de la demande. Ces marchés tiennent une place centrale dans le fonctionnement du système énergétique européen.

Une surveillance efficace de ces marchés repose sur l'analyse de flux massifs de données d'origines et de contenus divers. Elle nécessite d'étudier l'activité de négoce de tous les acteurs sur l'ensemble des segments de marché au regard de l'évolution des fondamentaux notamment des stocks, de la disponibilité des actifs de production et de transport, des précipitations, du vent, de l'ensoleillement ou encore de la température dont l'impact sur la consommation est significatif.

Dans ce cadre, la CRE a développé plusieurs outils permettant d'illustrer ces données fondamentales grâce aux flux publiés par RTE, l'ENTSO-E et Météo-France. Ces outils génèrent différentes visualisations de la disponibilité du parc de production, des conditions météorologiques ou des prévisions de consommation en Europe. Ils sont mis à disposition sous une licence Open Source à l'adresse suivante : <https://github.com/cre-dev>.

Cette démarche de transparence vise à valoriser ces jeux de données publiques, contribuer à leur meilleure interprétation et à collaborer en adoptant une infrastructure moderne d'échange ouverte aux acteurs du marché européen, au monde académique ainsi qu'à tout développeur motivé par l'illustration de ces mécanismes du système énergétique européen.

Toutes les suggestions sont les bienvenues à l'adresse opensource@cre.fr.

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 le Président 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, le Président 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 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, le Président 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 2019, la CRE a ouvert 9 enquêtes au titre du règlement REMIT réparties de la manière suivante : 2 enquêtes en 2014, 3 en 2016, 2 en 2017, 1 en 2018, 1 en 2019. Aucune enquête n'a été ouverte en 2020.

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).

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 ;
- deux ont été clôturées par une décision de sanction du CoRDIS (Tableau 2) ;
- deux sont en cours d'instruction par le CoRDIS ;
- pour les deux enquêtes restantes à fin 2020, 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.

Dans le cadre d'une des enquêtes, clôturée en 2020, le Président de la CRE a engagé une procédure de mise en demeure en application de l'article L.134-29 du code de l'énergie.

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 récapitulatif²⁹ des principales décisions au niveau européen sanctionnant des manquements aux dispositions du règlement REMIT.

Tableau 2 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions du règlement REMIT

Date de la décision	Autorité, Etat membre	Acteur de marché	Type de violation REMIT	Montant de sanction	Statut de la décision
25/02/2021	CNMC, Espagne	Rock Trading World S.A.	Article 5	60 000 €	Appel possible
16/12/2020	OFGEM, Royaume-Uni	EDF Energy (Thermal Generation) Limited	Article 5	6 000 000 £ (env. 6,7 M €)*	Définitif
25/03/2020	OFGEM, Royaume-Uni	InterGen (UK) Ltd, Coryton Energy Company Ltd, Rocksavage Power Company Ltd, Spalding Energy Company Ltd	Article 5	37 291 000 £ (env. 42,5 M €)*	Définitif
03/01/2020	VERT, Lituanie	UAB Geros dujos	Article 5	28 583 €	Définitif
19/12/2019	CRE, France	BP Gas Marketing Limited	Article 5	1 000 000 €	En appel
Décembre 2019	MEKH, Hongrie	Valahia Gaz S.R.L.	Article 5	30 000 000 Ft (env. 90 000 €)	Définitif
Septembre 2019	MEKH, Hongrie	MAVIR ZRt.	Article 5	1 000 000 Ft (env. 3 000 €)	Définitif
05/09/2019	OFGEM, Royaume-Uni	Engie Global Markets	Article 5	2 128 236 £ (env. 2 393 427,80 €)	Définitif
20/02/2019	BNetzA, Allemagne	Uniper Global Commodities SE + Deux traders	Article 5	150 000 € et des amendes de 1 500 € et 2 000 € respectivement pour chaque trader.	Définitif
21/12/2018	Procureur/DUR, Danemark	Neas Energy A/S	Article 5	153,000 DKK (env. 20 400 €)*	Définitif
28/11/2018	CNMC, Espagne	Multienergía Verde, S.L.U.	Article 5	120 000 €	En appel
28/11/2018	CNMC, Espagne	Galp Gas Natural, S.A.	Article 5	80 000 €	Définitif
30/10/2018	Procureur/DUR, Danemark	Energi Danmark A/S	Article 5	1 104 000 DKK (env. 147 000 €)*	Définitif
05/10/2018	CRE, France	VITOL S.A.	Article 5	5 000 000 €	Définitif
24/11/2015	CNMC, Espagne	Iberdrola Generación S.A.U.	Article 5	25 000 000 €	En appel

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

²⁹ Publication ACER Enforcement decisions – Overview of the sanction : <https://extranet.acer.europa.eu/en/remit/REMITATACER/Pages/Enforcement-decisions.aspx>

Parmi ces décisions, la CRE souhaite présenter brièvement la seule prononcée en 2020 pour un montant supérieur à 1 M€ et n'ayant pas été déjà décrite dans le rapport de surveillance des marchés de gros 2019. Il s'agit de la récente décision de sanction pour 6 M£ prononcée en 2020 par l'Ofgem à l'encontre de la société EDF Energy (Thermal Generation) Limited. Il faut noter que la décision de sanction prononcée par l'Ofgem pour 37 M£ avait déjà fait l'objet d'une présentation de la CRE dans son rapport de surveillance des marchés de gros portant sur l'année 2019³⁰.

Le 16 décembre 2020, le « *Office of Gas and Electricity Market* » (Ofgem) a déclaré que EDF Energy (Thermal Generation) Limited (UK-FR) Ltd (ETG), société constituée et enregistrée en Grande-Bretagne, avait accepté de payer 6 M£ au fond de redressement volontaire de l'Ofgem, pour avoir commis une manipulation de marché interdite par l'article 5 du règlement REMIT sur le marché de l'électricité, ainsi que pour un manquement au « *Grid Code* » (Code de réseau britannique) concernant les obligations relatives à la licence de production électrique.

Pendant plus de deux ans, notamment sur la période allant de septembre 2017 à mars 2020, ETG a régulièrement envoyé des signaux trompeurs à l'opérateur du réseau « *National Grid Electricity System Operator* » (NG) concernant les capacités de sa centrale de production West Burton B (WBB), ces informations étant exigées pour le mécanisme d'équilibrage britannique.

En effet, l'Ofgem a constaté qu'ETG a fréquemment surévalué la capacité déclarée de production minimale d'énergie que WBB pouvait fournir. Ce comportement a été mis en œuvre à des moments où la centrale WBB n'avait pas prévu de produire de l'énergie. Dans de nombreux cas, le NG a dû, en raison de ce comportement, acheter plus d'énergie à la centrale que nécessaire, lorsque la centrale était utilisée pour équilibrer le système électrique. Ceci a conduit le NG à dépenser inutilement de l'argent pour essayer d'équilibrer le système électrique.

Selon l'Ofgem, ce comportement constitue un manquement aux obligations relatives à la licence de production électrique. En effet, ce comportement se caractérise par le non-respect des exigences prévues par le Code de Réseau britannique. Ce Code, prévoyant les exigences techniques auxquelles les producteurs doivent se conformer lorsqu'ils se connectent et utilisent le réseau national de transport d'électricité, dispose que les données techniques (« paramètres dynamiques »), soumises par les producteurs au NG, doivent raisonnablement refléter les véritables caractéristiques de fonctionnement attendues pour une unité de production. En surévaluant la capacité de production que WBB pouvait fournir, ETG ne s'est pas conformée à cette exigence.

En outre, l'Ofgem constate que, la surévaluation de la capacité minimale d'énergie que WBB pouvait fournir, a donné un signal trompeur au NG, qui a dû rémunérer ETG pour de l'énergie, qui ne correspondait pas à la quantité réellement disponible sur le marché en augmentant ainsi le coût global des ajustements du NG. Ainsi, ETG, en donnant un signal trompeur sur l'offre et la demande, a également enfreint l'article 5 du Règlement REMIT interdisant les manipulations de marché.

La société ETG n'avait pas considéré que son comportement pouvait augmenter le coût global des ajustements du NG. La société avait plutôt considéré qu'en tentant de couvrir ses coûts fixes, en proposant une capacité surévaluée, elle aurait pu diminuer le prix proposé au NG pour les offres d'ajustement. L'Ofgem indique qu'à présent, la société ETG reconnaît que son comportement, impliquant la contractualisation d'un plus grand volume d'énergie de la part du NG, l'a conduit parfois à dépenser inutilement de l'argent pour essayer d'équilibrer le système électrique.

La société ETG a admis avoir enfreint l'article 5 de REMIT, ainsi que les obligations du Code de Réseau britannique par inadvertance. La société a rapidement mis en œuvre des mesures afin de se conformer avec les obligations du règlement REMIT et du Code de Réseau, pour éviter toute récidive de ce type de manquement.

Compte tenu de la coopération d'ETG lors de l'examen du cas, l'Ofgem n'a pas jugé nécessaire d'ouvrir une enquête, la société ETG ayant accepté de payer 6 M£ (environ 6,7 M€) dans le « *voluntary redress fund* » de l'Ofgem³¹.

³⁰ <https://www.cre.fr/Actualites/le-rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2019>

³¹ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/authority-guidance-allocation-redress-funds>

2.3. Une participation active de la CRE à la coopération inter-AAI

Les échanges menés au sein du groupe de travail inter-AAI constituent l'un des leviers d'innovation et permettent à la CRE de questionner en permanence ses méthodes de surveillance et d'enquête, et, le cas échéant, de mutualiser les moyens relatifs aux pouvoirs d'enquêtes (par exemple les outils informatiques spécifiques aux besoins d'enquêtes), notamment les pouvoirs « renforcés » pas encore mis en œuvre par la CRE à ce jour.

La coopération avec des autorités administratives indépendantes (AAI) françaises, impulsée en 2019, continue de constituer un moyen privilégié d'échanges avec les groupes de travail des autres autorités administratives indépendantes françaises (ACPR, ADLC, AMF, ART, ARCEP, CNIL, HATVP)³². La CRE a participé activement en 2020 à ces groupes qui ont travaillé notamment sur la mise en œuvre des pouvoirs d'enquêtes, en lien avec :

- d'une part la mise en œuvre des pouvoirs généraux tels que les actes suspensifs ou interruptifs de prescription, la constitution des équipes et des dossiers d'enquêtes, les fouilles téléphoniques, les visites domiciliaires, la gestion du secret avocat-client et des autres secrets (affaires, vie privée) ;
- d'autre part avec la poursuite des missions d'enquête et de contrôle pendant et après la crise sanitaire, et en particulier les mesures d'adaptation au contexte sanitaire, l'impact de la crise sanitaire sur les délais de procédure, les opérations de visites et saisies, l'obstruction et l'entrave, et la sécurité informatique.

A cet égard, il convient de rappeler que la CRE et l'AMF ont signé en 2010 un protocole d'accord 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 des articles 28 et 29 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000. Dans ce cadre, plusieurs réunions entre la CRE et l'AMF ont eu lieu en 2020.

3. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPEEN

Un certain nombre des groupes de travail et de « *task-force* » associées existent au sein de l'ACER et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER). Ces groupes et « *task-force* » contribuent notamment à la mise en œuvre du règlement REMIT sur le plan opérationnel en s'assurant que les autorités nationales de régulation de l'énergie s'acquittent de leurs tâches au titre du règlement REMIT de manière coordonnée et cohérente. Ils participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») sur REMIT publiées par l'ACER.

Cet environnement collaboratif au sein de l'ACER a évolué en 2020. Une nouvelle structure centralisée sous un seul groupe de pilotage *ACER REMIT Committee* et comportant un moindre nombre de sous-groupes et des *task-force* a été créée, pour une meilleure coordination des travaux sur les différents aspects sous-jacents au règlement REMIT. La nouvelle structure plus simple et plus transparente vise également à permettre aux régulateurs de mieux cibler les groupes pertinents pour traiter les différents sujets et d'y mandater les experts appropriés.

La CRE attache une importance majeure à la progression rigoureuse des travaux REMIT dans le cadre d'une collaboration européenne constructive et reste un membre très actif en assurant tant la co-présidence de certains groupes qu'une simple participation. Le mandat de la CRE pour la présidence du *REMIT Policy Task Force* a été renouvelé pour 2 ans. Enfin, au premier semestre 2021, la CRE a obtenu le mandat de vice-président de l'*ACER REMIT Committee*. La CRE se réjouit de la confiance et de la reconnaissance de son engagement reflété par ces nominations.

La construction d'une approche commune et cohérente pour l'implémentation de REMIT ne repose pas sur l'expertise des seules autorités compétentes, mais aussi sur les contributions des différents acteurs du marché. Notamment, outre l'organisation régulière de forums et de tables rondes, l'ACER peut mettre en place des groupes d'experts, qui visent à partager leur expertise et leurs conseils sur des sujets liés au REMIT et à certains aspects du fonctionnement des marchés des produits énergétiques de gros en général. La composition de ces groupes est établie afin d'assurer une représentation équilibrée des acteurs du marché, des marchés organisés et d'autres personnes organisant professionnellement des transactions, des utilisateurs et des distributeurs d'informations sur le marché de gros de l'énergie (par exemple, les fournisseurs d'informations, les analystes) et les REGRT.

Le mandat du groupe d'experts précédent étant arrivé à son échéance, un appel à la création d'un nouveau groupe d'experts REMIT a été lancé le 1^{er} octobre 2020. Parmi les nombreux candidats 12 experts ont été choisis par l'ACER pour une période de 2,5 ans³³.

³² 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

³³ https://extranet.acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Expert_Groups/REMIT/Pages/Members-of-the-REMIT-Expert-group.aspx

3.1. 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, et
- trois orientations thématiques portant sur des pratiques susceptibles de constituer une manipulation de marché au titre de l'article 5 du règlement REMIT :
 - une orientation concernant la pratique manipulative 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 2017³⁴ ;
 - une orientation concernant la pratique manipulative 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 2018³⁵ ;
 - une orientation concernant la pratique manipulative 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 2019³⁶.

Les orientations générales de l'ACER ont fait l'objet des mises à jour successives courant 2020 et au début 2021.

Le 8 avril 2020, l'ACER a publié la cinquième³⁷ édition de ses orientations générales. Dans cette nouvelle version, le chapitre 5 a évolué afin de donner des orientations plus détaillées concernant la qualification des notions de l'*information* et de l'*information privilégiée* au sens du REMIT. Il fournit notamment des précisions et des exemples pratiques s'agissant des quatre critères cumulatifs mentionnés à l'article 2(1) de REMIT, qui doivent être remplis pour qualifier une information comme privilégiée.

Le 18 novembre 2020, l'ACER a publié une première mise à jour³⁸ de la cinquième édition de ses orientations générales. Cette mise à jour actualise des références au nouveau cadre juridique envisagé pour les marchés financiers (MAR, MiFIR, MiFID II) ainsi qu'au règlement concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité³⁹.

Le 11 mai 2021, l'ACER a publié une nouvelle mise à jour⁴⁰ de la cinquième édition de ses orientations générales. Cette mise à jour apporte des compléments concernant la pratique de rétention de capacité, pouvant être qualifiée, dans certaines circonstances, de manipulation de marché au titre de l'article 5 de REMIT.

L'ACER publie par ailleurs une liste de questions et de réponses (« Q&A ») concernant la mise en œuvre de REMIT⁴¹. Elle a publié en 2020 deux mises à jour de ce document, le 30 juin et le 16 décembre.

Les orientations de l'ACER sur REMIT peuvent être complétées en tant que de besoin par des orientations données par l'ACER dans les newsletters trimestrielles sur REMIT, dans le document en forme de questions-réponses ou dans des lettres ouvertes précisant la position de l'agence sur des sujets liés à l'interprétation de REMIT ou à sa mise en œuvre opérationnelle⁴². L'ACER a notamment publié en 2020, sous ces formes, des orientations visant à adapter les délais de mise en œuvre de certaines évolutions, afin de prendre en compte les difficultés particulières rencontrées par les acteurs du marché dans le contexte de la crise sanitaire⁴³. En particulier, la recommandation de l'ACER d'utiliser des plateformes centralisées pour la publication des informations privilégiées a été décalée au 1^{er} janvier 2021, avec la possibilité d'utiliser le propre site internet de l'acteur jusqu'au 31 décembre 2021 comme solution de repli en cas d'indisponibilité de la plateforme choisie.

³⁴ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yg>

³⁵ 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>

³⁶ 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>

³⁷ 5th Edition ACER Guidance : <https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/5th-Edition-ACER-Guidance.pdf>

³⁸ Pour plus d'informations : <https://documents.acer-remit.eu/category/guidance-on-remit/>

³⁹ Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (Text with EEA relevance.)

⁴⁰ 5th Edition ACER Guidance : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/202105_5th-Edition-ACER-Guidance-Update2.pdf

⁴¹ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse : <https://documents.acer-remit.eu/questions-answers-on-remit/>

⁴² L'historique des différents documents et communications de l'ACER relatifs à l'implémentation du REMIT peut être consultée sur le REMIT portal du site internet de l'ACER dédié au REMIT : <https://documents.acer-remit.eu/>

⁴³ <https://documents.acer-remit.eu/acer-staff-letters/open-letter-on-the-impact-of-covid-19-on-certain-compliance-deadlines-under-remit/>

La CRE continue à contribuer 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. Elle a été un contributeur actif lors de préparation des différentes modifications des orientations générales.

3.2. Redevances dues à l'ACER dans le cadre du règlement REMIT

A partir de 2021, des redevances sont dues à l'ACER pour la collecte, la gestion, le traitement et l'analyse des informations communiquées en vertu de l'article 8 du règlement REMIT. Ces redevances (appelées communément *REMIT fees*) et leurs modalités de paiement sont fixées par la Commission européenne dans sa décision (UE) 2020/2152 du 17 décembre 2020 applicable à partir du 1^{er} janvier 2021⁴⁴.

Cette décision de la Commission européenne met en œuvre l'article 32 du règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant l'ACER. L'article 32, paragraphe 1, de ce règlement dispose que des redevances sont dues à l'ACER pour les tâches qui lui incombent en application du règlement REMIT et pour les services qu'elle fournit aux acteurs du marché ou aux entités agissant en leur nom.

La redevance est prélevée auprès des mécanismes de déclaration enregistrés (*Registered Reporting Mechanism - RRM*s) qui est une dénomination utilisée dans le corpus réglementaire du REMIT pour désigner les acteurs du marché déclarant des informations auprès de l'ACER pour leur compte, ainsi que les entités déclarant des informations pour le compte de tiers.

L'ACER a accompagné l'adoption de la décision de la Commission de la première version des questions et réponses sur les redevances REMIT publiée le 17 décembre 2020, en fournissant de plus amples détails sur la méthodologie sous-jacente au calcul des redevances⁴⁵.

3.3. La qualité des données : un enjeu primordial de la surveillance des marchés

La collecte centralisée de données par l'ACER a démarré en octobre 2015 pour les données standard et en avril 2016 pour les données non standard. L'ACER communique les données aux régulateurs concernés, sous réserve que leurs systèmes informatiques répondent aux critères de sécurité qu'elle a mis en place. La CRE reçoit ces données 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. Elle a ainsi contribué à définir, avec les autres autorités européennes, les principaux éléments à améliorer en ce qui concerne l'harmonisation des déclarations de données ainsi que les tests de complétude et de qualité.

Les échanges entre l'ACER, les parties déclarantes, les régulateurs ainsi que les autres parties prenantes ont notamment porté sur les mises à jour et les clarifications à introduire dans les orientations non contraignantes de l'ACER, au travers d'évolutions du manuel de l'utilisateur pour la déclaration des données transactionnelles (*Transaction Reporting User Manual - TRUM*⁴⁶) et du document de questions et réponses (*Frequently Asked Question - FAQ*)⁴⁷. Les nouvelles versions de ces documents ont été publiées le 30 juin 2020. Enfin, l'ACER a publié le 22 octobre 2020 sa quatrième lettre ouverte⁴⁸ sur la qualité des données collectées, listant les problèmes identifiés et appelant les acteurs concernés à mettre en place des mesures correctives.

Cependant, les conditions de télétravail imposées à la suite de la crise sanitaire ont fortement ralenti 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. Les contraintes de sécurités informatiques décidées par l'ACER pour assurer la confidentialité des données qu'elle collecte ne lui permettent pas d'accéder aux données REMIT en travaillant à distance. Par ailleurs, le système d'information de l'ACER a connu en 2020 des difficultés opérationnelles et des périodes d'indisponibilité, affectant ainsi les délais de traitement des données déclarées.

Tant que ces travaux d'amélioration de qualité de données ne sont pas achevés, la CRE maintient le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'éviter toute discontinuité ou interruption dans le périmètre de surveillance de la CRE.

⁴⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D2152&from=EN>

⁴⁵ <https://documents.acer-remit.eu/category/remit-fees/>

⁴⁶ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse suivante : <https://documents.acer-remit.eu/category/remit-reporting-user-package/transaction-reporting-user-manual-trum/>

⁴⁷ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse suivante : <https://documents.acer-remit.eu/category/qas-and-faq-on-remit/>

⁴⁸ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse suivante : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201022_Fourth-Open-Letter-on-REMIT-data-quality.pdf

3.4. REMIT et la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne

Le Royaume-Uni a quitté l'Union européenne à la fin du 31 janvier 2020. Pendant la période de transition, de février à décembre 2020, le Royaume-Uni est resté soumis au droit européen, et notamment au règlement REMIT.

Afin d'informer les acteurs du marché et le marché au sens large concernant certaines répercussions du Brexit sur la mise en œuvre de REMIT après le 31 décembre 2020, l'ACER a publié le 18 décembre 2020⁴⁹ une mise à jour de sa lettre ouverte en date du 9 janvier 2019⁵⁰.

En particulier, l'ACER a apporté des précisions s'agissant des entités britanniques qui seraient considérées comme des acteurs du marché ainsi que sur l'étendue de la notion de produits énergétiques de gros au sens du REMIT après la fin de la période de transition. Cela a des conséquences directes notamment sur la collecte de données en application de l'article 8 de REMIT et sur l'enregistrement des acteurs britanniques en application de l'article 9 du REMIT (voir la section 1, § 1.5).

Références utiles

S'agissant des suspicions d'un 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 de REMIT

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

⁴⁹ <https://documents.acer-remit.eu/acer-staff-letters/updated-open-letter-on-the-withdrawal-of-uk-from-eu/>

⁵⁰ <https://documents.acer-remit.eu/acer-staff-letters/open-letter-on-the-withdrawal-of-uk-from-eu/>

SECTION 2
LE CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE

1. LES EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE SUR L'ECONOMIE MONDIALE

Tandis que l'épidémie de COVID-19 semblait essentiellement circonscrite à la Chine au début de l'année, celle-ci s'est par la suite propagée sur l'ensemble des continents. En répercussion des mesures de confinement appliquées par les gouvernements pour endiguer l'épidémie, l'économie a été frappée à l'échelle du globe par un ralentissement d'une ampleur sans précédent depuis la Seconde Guerre mondiale. La croissance a en effet été impactée par une baisse de l'offre et de la demande conséquente. En janvier 2020, la Banque mondiale prévoyait dans ses projections une hausse de la croissance économique mondiale de 2,5 % en 2020. Après plusieurs mois de pandémie, celle-ci révisait ce chiffre en décembre 2020 en estimant une chute de l'activité mondiale de 4,3 % en 2020.

L'économie des pays européens a été sévèrement frappée par cette crise sanitaire. Selon l'OCDE⁵¹, la France a fait partie des pays dont l'économie a été la plus touchée en 2020 avec une baisse annuelle du PIB de -8,3 %, baisse comparable à celle du voisin italien (-8,9 %) mais toutefois inférieure à celle du Royaume-Uni estimée à -9,8 %. L'économie allemande a été impactée dans une moindre mesure avec une baisse de -4,8 % de son PIB par rapport à 2019.

La chute du PIB de la zone euro a été en moyenne de (-6,1 %) et celle des Etats-Unis de -3,5 %. Le seul des pays comptant parmi les grandes économies mondiales à avoir connu une année 2020 de croissance a été la Chine (+2,3 %).

Les mesures exceptionnelles prises en France mais aussi dans la plupart des autres pays pour faire face à la pandémie de COVID-19 ont conduit à des nouveaux équilibres de l'offre et de la demande en énergie engendrés par le fonctionnement très perturbé de l'économie à court terme et par ses conséquences à long terme.

2. LES PRIX DES MATIERES PREMIERES : FORTE BAISSSE PENDANT LA CRISE SANITAIRE ET FORTE REPRISE EN FIN D'ANNEE

Graphique 4 : Evolution des prix des matières premières depuis le 1^{er} janvier 2020



L'année 2020 a démarré dans un contexte de tension sur le prix du pétrole, avec notamment la crainte d'une nouvelle montée des tensions au Moyen-Orient à la suite de l'attaque américaine en Irak. A cette cause s'ajoutaient également les rumeurs d'un accord entre la Chine et les Etats-Unis sur le commerce et les réductions de productions décidées par l'OPEP+. Le prix du Brent au début de l'année s'élevait à 52,4 €/baril.

⁵¹ Organisation de coopération et de développement économiques.

Durant les premiers mois de l'année, le marché du pétrole a majoritairement été influencé à la baisse par l'apparition de l'épidémie de COVID-19 en Chine faisant planer la menace d'une baisse de la demande. Cette baisse a été amplifiée par le refus de la Russie de réduire sa production malgré la demande de l'OPEP+. Le mois d'avril a été marqué par une situation inédite : une demande mondiale réduite d'un tiers en raison des plus de trois milliards de personnes confinées sur la planète. Les stocks terrestres affichant des niveaux maximaux, le stockage en mer à bord des navires a été employé, bien que plus onéreux. Le pétrole américain (WTI) a même enregistré des prix négatifs fin avril. Début mai, les déconfinements progressifs ont contribué à relancer le marché. Les prix ont connu une certaine stabilité entre juillet et octobre 2020 dans un contexte d'incertitude liée à une potentielle deuxième vague de la pandémie.

Enfin, les deux derniers mois de l'année ont été marqués par une hausse des marchés pétroliers due en grande majorité aux espoirs suscités par l'arrivée de vaccins efficaces pour enrayer la pandémie.

Sur l'ensemble de l'année, 2020 aura été marquée par une forte baisse du pétrole brut avec un cours moyen établi à 41,80 USD/baril, soit une chute de 35 % par rapport à 2019.

D'après l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la demande mondiale de pétrole ne devrait pas revenir à son niveau antérieur, du fait de l'action des gouvernements en faveur de politiques climatiques actives et des changements de mode de vie avec par exemple le développement du télétravail diminuant la demande pour les trajets professionnels quotidiens.

L'année 2020 a également été une année exceptionnelle sur les marchés du charbon. La demande mondiale de charbon s'est établie en 2020 à -5 % par rapport à 2019, enregistrant la plus forte chute depuis la Seconde Guerre mondiale. La demande de charbon pour la production d'électricité a été affectée par la baisse exceptionnelle de la demande en électricité, en particulier pendant les périodes de confinement. Il en va de même pour son utilisation dans le cadre de la production industrielle, elle aussi fortement affectée à la baisse par la pandémie à l'exception de la Chine. En effet, la robustesse de l'économie de la première puissance asiatique a limité la chute de la demande compte-tenu de sa part supérieure à la moitié de la consommation mondiale de charbon.

3. LE COURS DES QUOTAS D'ÉMISSION DE CO₂ FINIT SUR UNE FORTE HAUSSE

Le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO₂ (ou *Emissions Trading System* – ETS) est un mécanisme visant 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 peuvent ensuite être échangés librement par les acteurs sur les marchés afin d'ajuster la couverture des 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 2020 marque la fin de la 3^{ème} phase (2013-2020). Cette 3^{ème} phase a été caractérisée par d'importantes réformes et ajustements du mécanisme, corrigeant ses défauts de conception (excédent de quotas conduisant à des prix trop faibles). La principale réforme a porté sur la mise en place, en 2019, d'une réserve de stabilité (*Market Stability Reserve* – MSR). Cette réserve permet d'ajuster la quantité de permis en circulation pour restaurer une contrainte réelle dans l'ETS (résorber les surplus de permis, absorber les chocs éventuels et *in fine* augmenter le prix du CO₂ via l'annulation de permis non écoulés). Cette réserve a permis le retrait de 378 millions de quotas (EUA) en 2020, pour un total de 1578 millions de quotas en circulation (24 % placés en réserve pour 12 mois), permettant ainsi de résorber le surplus occasionné par la baisse de la demande induite par la crise sanitaire et la baisse de l'activité économique.

Avec un prix moyen annuel de 24,8 €/tCO₂ en 2020 proche de celui de 2019 (24,9 €/tCO₂), le prix du CO₂ a évolué en 2020 dans une fourchette comprise entre 15,3 et 33,4 €/tCO₂. Le prix moyen du CO₂ en 2020 a été supérieur au niveau permettant la substitution du charbon par le gaz pour la production d'électricité. Par ailleurs, les volumes de transactions de quotas CO₂ ont augmenté de 22 % (8,1 milliards de quotas échangés) par rapport à 2019 alors même que les émissions (et donc la demande) ont diminué sur l'année. Les volumes échangés ont atteint 2,74 milliards au 4^{ème} trimestre de 2020, valeur la plus élevée depuis 2011.

L'année 2020 débute avec un prix de 24,4 €/tCO₂ qui baisse progressivement pendant le mois de février alors que le Brexit est acté et que les volumes de CO₂ des enchères britanniques sont prévus pour être remis sur le marché en mars⁵². Le mois de mars est fortement impacté à la fois par l'approvisionnement de ces quotas supplémentaires (enchères britanniques du 4 mars) et les craintes liées à la pandémie de COVID-19 (ralentissement de l'activité économique impactant le fonctionnement de l'industrie). Le prix du quota diminue jusqu'à 15,3 €/tCO₂ le 18 mars,

⁵² En effet, les allocations de quotas gratuits des entreprises britanniques avaient été suspendues en novembre 2018 par la Commission européenne en attente d'un accord de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

soit une baisse de 35 % par rapport au début du mois. Les cours retrouvent finalement rapidement leur niveau d'avant crise au cours du mois d'avril pour remonter autour des 20 €/tCO₂.

La fin du mois de mai est marquée par le déconfinement et la reprise économique avec l'annonce d'un plan de relance de Bruxelles de 750 milliards d'euros. Dans ce sillage, une remontée remarquable du cours du CO₂ tout au long du mois de juin et début juillet est observée. Le prix atteint des sommets le 6 juillet à 29,7 €/tCO₂, proche du pic historique de l'année passée.

Le troisième trimestre et le mois d'octobre s'achèvent sur une baisse du prix jusqu'à 23 €/tCO₂ le 28 octobre, alors que les pays européens font face à la deuxième vague du COVID-19 et multiplient les mesures sanitaires.

Finalement, le mois de novembre marque la fin du déclin du prix des quotas CO₂ relancé par l'amélioration de la situation sanitaire et par les perspectives de la vaccination. La hausse se poursuit tout au long du mois de décembre pour atteindre un nouveau record à 33,4 €/tCO₂ le 28 décembre, dans le contexte de l'accord du 11 décembre 2020 portant l'augmentation de la réduction des émissions des pays de l'Union européenne à 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990 (contre 43 % précédemment).

Graphique 5 : Evolution du prix du quota de CO₂



L'entrée en 2021 dans la phase 4, allant jusqu'en 2030, marque de nouvelles perspectives pour le marché du carbone pour s'adapter à l'objectif de neutralité carbone en 2050.

4. 2020, ANNEE LA PLUS CHAUDE EN FRANCE DEPUIS LE DEBUT DU XXEME SIECLE

Suivant la tendance des dernières années et notamment de 2019 (3^e rang des années les plus chaudes), 2020 s'est à nouveau caractérisée par des températures records, la plaçant au 1^{er} rang des années les plus chaudes que la France ait connues depuis 1900.

En effet, dans son bilan climatique de l'année, Météo France⁵³, indique une mesure de température moyenne de 14,1 °C en France, dépassant de 1,5 °C la normale* et dépassant ainsi le précédent record de température moyenne de 13,9 °C constaté en 2018.

⁵³ <http://www.meteofrance.fr/climat-passe-et-futur/bilans-climatiques/843/bilan-climatique-de-l-annee-2020>

* Moyenne de référence 1981-2010

** Moyenne de référence 1991-2010

Hiver 2019-2020 :

La France n'a pas connu de pic de froid durant cet hiver. En outre, l'hiver a été particulièrement doux (notamment le mois de février) avec une température moyenne de 8,2 °C, soit 2,7 °C de plus que la normale* de saison et des températures maximales dépassant souvent les 20 °C dans le sud du pays. De plus, l'ensoleillement a été excédentaire** de 10 à 30 % sur une grande partie du pays.

Printemps 2020 :

Après un commencement très agité (4 tempêtes la première semaine de mars), le printemps 2020 a été dominé par un temps sec et exceptionnellement ensoleillé. Une grande douceur a marqué l'ensemble du territoire, avec une température moyenne de 13,3 °C, soit 2 °C au-dessus de la normale* de saison.

Été 2020 :

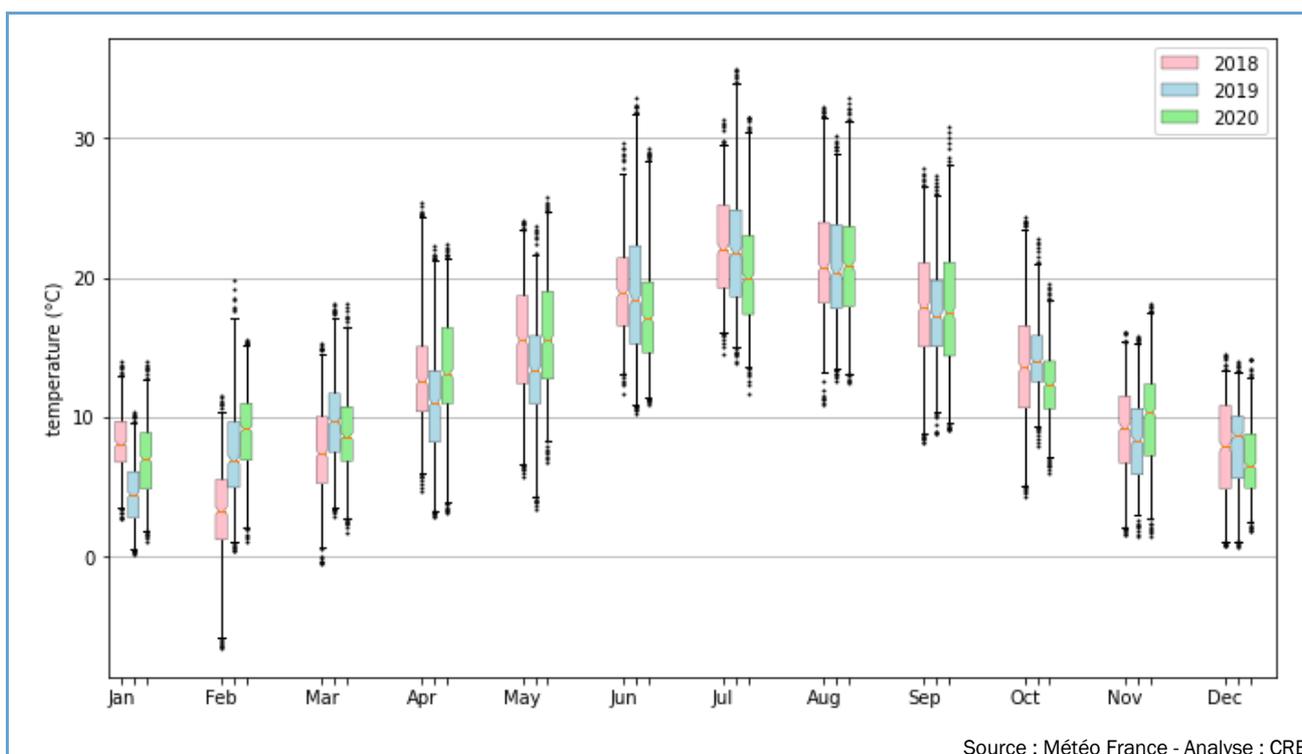
L'été 2020 a été exceptionnellement sec sur l'ensemble du territoire, surtout au mois de juillet, avec des précipitations en baisse de 15 % par rapport aux moyennes saisonnières*. Les températures ont d'abord été plutôt fraîches avant de fortement se réchauffer au mois d'août. Avec deux vagues de chaleur successives du 30 juillet au 13 août et un pic de chaleur les 20 et 21 août, l'été 2020 a fait partie des plus chauds depuis le début du XX^{ème} siècle. Lors des épisodes caniculaires, les maximales ont souvent atteint 6 à 12 °C de plus que les valeurs de saison sur une grande partie du pays. La température moyenne de 21 °C sur la France et sur la saison a été supérieure à la normale* de 1,1 °C. L'ensoleillement a été proche de la normale ou légèrement excédentaire** sur la quasi-totalité du pays.

Automne 2020 :

L'automne a été très doux (température moyenne de 14,2 °C supérieure à la normale* de 1,1 °C) malgré une période de fraîcheur remarquable de fin septembre à mi-octobre. Un épisode de chaleur tardif exceptionnel a marqué la mi-septembre avec des températures maximales supérieures à 30 °C sur tout le pays. Le mois d'octobre a été très agité avec deux tempêtes et un épisode méditerranéen historique. L'ensoleillement a été en moyenne supérieur à la normale** sur la majeure partie du pays mais a été très contrasté durant la saison.

Décembre 2020 :

Les températures sur le mois de décembre 2020 ont été très contrastées avec des épisodes très froids en début et fin de mois, marqués par des chutes de neige en plaine, et des températures très douces, bien supérieures aux normales de saison entre le 10 et le 22 décembre. La température moyenne de 6,9 °C sur la France et sur le mois a été supérieure à la normale de 1,3 °C.

Graphique 6 : Courbe des températures en France

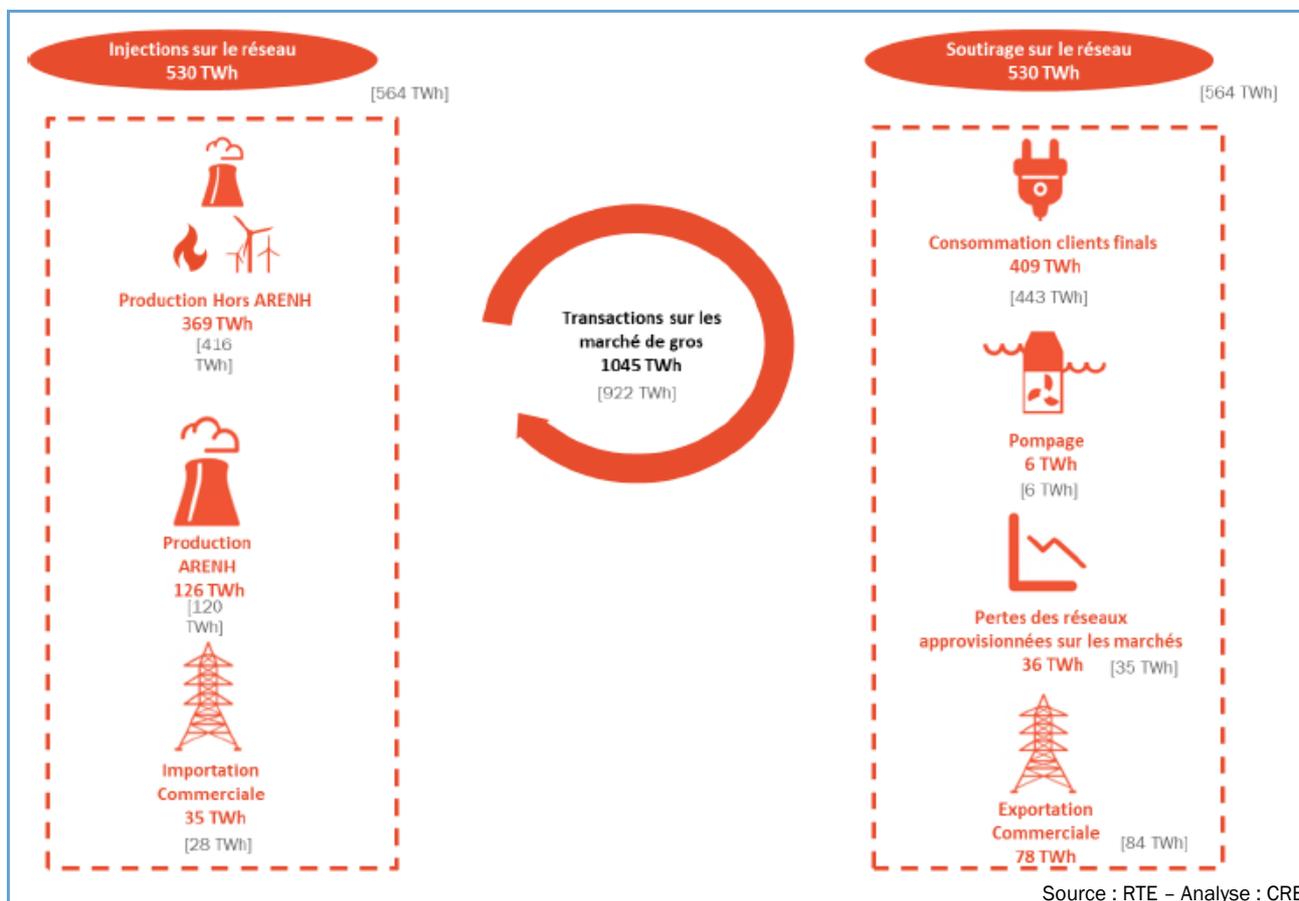
**SECTION 3
LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE**

1. ÉVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2020

En 2020, les marchés de gros de l'électricité ont fortement été affectés par la pandémie du COVID-19. Les mesures sanitaires et la baisse de l'activité économique ont eu des impacts importants sur la consommation et la production d'électricité, entraînant des conséquences notables sur les prix de gros.

Le Graphique 7 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2020 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2019 (entre crochets).

Graphique 7 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2020 [2019]



Les injections sur le réseau ont significativement baissé, avec un recul de 6,1 %, de 564 TWh à 530 TWh. Cette diminution s'explique très largement par la réduction de la consommation des clients finals.

Les souscriptions ARENH⁵⁴ pour livraison en 2020 passent de 121 à 126 TWh (dont 26 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux) du fait de la compétitivité du produit ARENH et de l'atteinte du plafond de 100 TWh pour les fournisseurs de clients finals hors pertes.

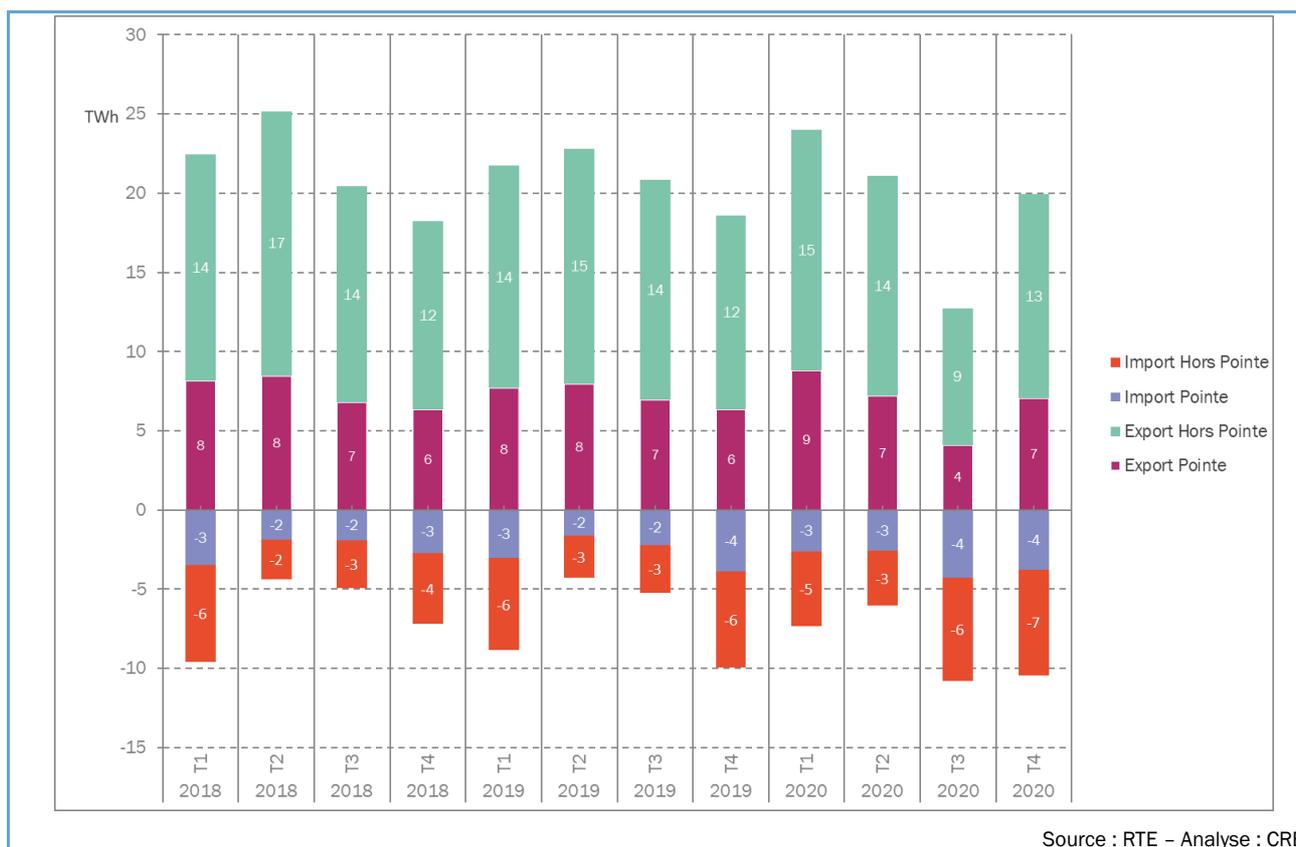
Toutes filières confondues, la production totale d'électricité en France a également diminué pour s'établir à 495,1 TWh⁵⁵ (-7,6 %). Il s'agit du niveau de production observé le plus faible en France depuis 20 ans. Ce constat reflète essentiellement la moindre disponibilité du nucléaire (voir section 3, § 1.2) mais aussi la baisse de la consommation.

La France conserve toutefois un solde commercial d'exportation positif en 2020 de 43,2 TWh, en forte diminution par rapport à 2019 (55,7 TWh) et 2018 (60,2 TWh).

⁵⁴ 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 2020.

⁵⁵ Bilan électrique 2020, RTE

Graphique 8 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières



1.1. Les effets de la crise sanitaire sur la consommation

Les mesures sanitaires, et en particulier le confinement de la population, conduisant à la baisse, voire à l'arrêt, d'une partie de l'activité économique ont eu des effets importants sur la consommation électrique française.

La consommation totale brute en France en 2020 a connu une forte baisse par rapport aux niveaux de 2019, s'établissant à environ 449⁵⁶ TWh (473 TWh en 2019), soit une baisse de 5,1 %. (Graphique 9). Cette baisse s'explique par les effets de la crise sanitaire et par les températures qui ont été globalement plus chaudes qu'en 2019, qui était déjà une année plus douce que la normale (voir section 2, § 4).

Pour faciliter la comparaison structurelle d'une année sur l'autre RTE corrige la consommation en tenant compte des aléas climatiques⁵⁷ et des effets calendaires⁵⁸. Ainsi, la consommation corrigée par RTE pour 2020 est de 460 TWh ce qui est 3,5 % plus bas que la consommation corrigée pour 2019 et témoigne de l'impact direct de la crise sanitaire.

En particulier, la consommation a été très marquée par le premier confinement et a brutalement chuté en mars. RTE a constaté une baisse moyenne en une journée supérieure à 15 % de la consommation par rapport à celle habituellement observée (toutes choses égales par ailleurs, après correction de l'aléa météorologique) et allant jusqu'à 20 % au plus fort de la crise. La consommation s'est ensuite progressivement rétablie, à mesure que les activités économiques reprenaient. C'est à partir de juin que la consommation d'électricité est finalement revenue à un niveau proche de la normale, du fait du déconfinement et de l'approche des vacances estivales.

A la mi-octobre, la situation sanitaire se dégradant, la consommation d'électricité restait inférieure de 2 à 3 % par rapport à la normale. Puis, à partir de fin octobre, le renforcement des mesures sanitaires (couvre-feux et second confinement) a entraîné une nouvelle diminution de la consommation, mais beaucoup plus modérée qu'au printemps, portant la diminution à environ 3-4 % en dessous de la normale. Le second déconfinement et la fin d'année ont vu la consommation électrique remonter légèrement jusqu'à des niveaux proches de 2019.

⁵⁶ Voir bilan électrique RTE 2020.

⁵⁷ 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).

⁵⁸ 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.

Graphique 9 : Consommation en France



1.2. La disponibilité du parc nucléaire fortement perturbée par la crise sanitaire

1.2.1. Les mesures de confinement ont fortement perturbé le calendrier des maintenances du parc nucléaire : des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2020-2021

Les mesures de confinement de la population mises en place afin de lutter contre la pandémie du COVID-19, ont affecté la disponibilité du parc nucléaire français. À court terme, les maintenances de centrales déjà débutées ont dû être rallongées car moins de personnel était disponible sur place pour les mener à bien et le fonctionnement du tissu industriel a été perturbé. Le début de maintenances périodiques a, pour les mêmes raisons, dû être reporté.

Ces perturbations ont eu des effets « en cascade » sur les arrêts programmés à plus long terme : afin d'éviter que trop de centrales soient arrêtées simultanément, les arrêts ont dû être reprogrammés, tout en respectant les contraintes opérationnelles de gestion des combustibles et en garantissant la sécurité d'approvisionnement, en particulier pour l'hiver 2020-2021. De fait, la société EDF est entrée, à partir de la fin mars, dans un exercice de reconfiguration totale des arrêts planifiés de ses centrales nucléaires pour les années 2020 à 2022.

Le 11 juin 2020, lors d'une conférence de presse sur la sécurité d'approvisionnement en électricité donnée par la ministre de la Transition écologique et solidaire, Elisabeth Borne⁵⁹, et le président du Directoire de RTE, François Brottes⁶⁰, la tension sur l'équilibre entre l'offre et la demande du fait de répercussions de la crise sanitaire a été confirmée, mais il a notamment été souligné que les aménagements du planning des maintenances nucléaires avaient constitué un levier important et nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement pendant l'hiver. Des leviers supplémentaires, parmi lesquels figurent les effacements, ont été également évoqués.

Les mises à jour des plannings de maintenance du parc nucléaire ont également impliqué des modifications de l'utilisation des centrales. EDF a ainsi mis en œuvre les pratiques suivantes pendant la crise sanitaire :

- des arrêts pour modulation⁶¹ : ces arrêts ont lieu notamment pour économiser du combustible afin de retarder les arrêts de tranche pour rechargement,

⁵⁹ <https://www.vie-publique.fr/discours/275274-elisabeth-borne-11062020-approvisionnement-electricite-hiver-2020-2021>

⁶⁰ En lien avec les pouvoirs publics, RTE a publié le 11 juin 2020 une première analyse des répercussions de la crise sanitaire sur l'approvisionnement électrique : <https://www.rte-france.com/actualites/point-sur-la-securite-dapprovisionnement-en-electricite-des-francais>. Le 8 avril 2020, RTE avait déjà publié une analyse des conséquences du confinement sur le fonctionnement du système électrique : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-09/Impacts-crise-sanitaire-COVID-19-systeme-electrique.pdf>.

⁶¹ On parle de modulation nucléaire lorsqu'une tranche fonctionne à puissance réduite ou est à l'arrêt pour une raison autre que technique.

- des périodes de fonctionnement contraint : ces périodes consistent à faire fonctionner en priorité certaines tranches afin qu'elles atteignent un niveau de combustible suffisamment bas pour pouvoir effectuer les opérations de maintenances nécessaires plus tôt.

Les arrêts pour modulation reviennent à retirer du marché certaines capacités et ont donc un effet à la hausse sur les prix. A l'inverse, les périodes de fonctionnement contraint reviennent à abaisser le coût variable économique des tranches concernées, offertes à des prix plus faibles sur le marché, avec donc un effet baissier sur les prix.

1.2.2. EDF a davantage exploité la flexibilité de ses tranches nucléaires pour optimiser leur disponibilité pour l'hiver 2020-2021

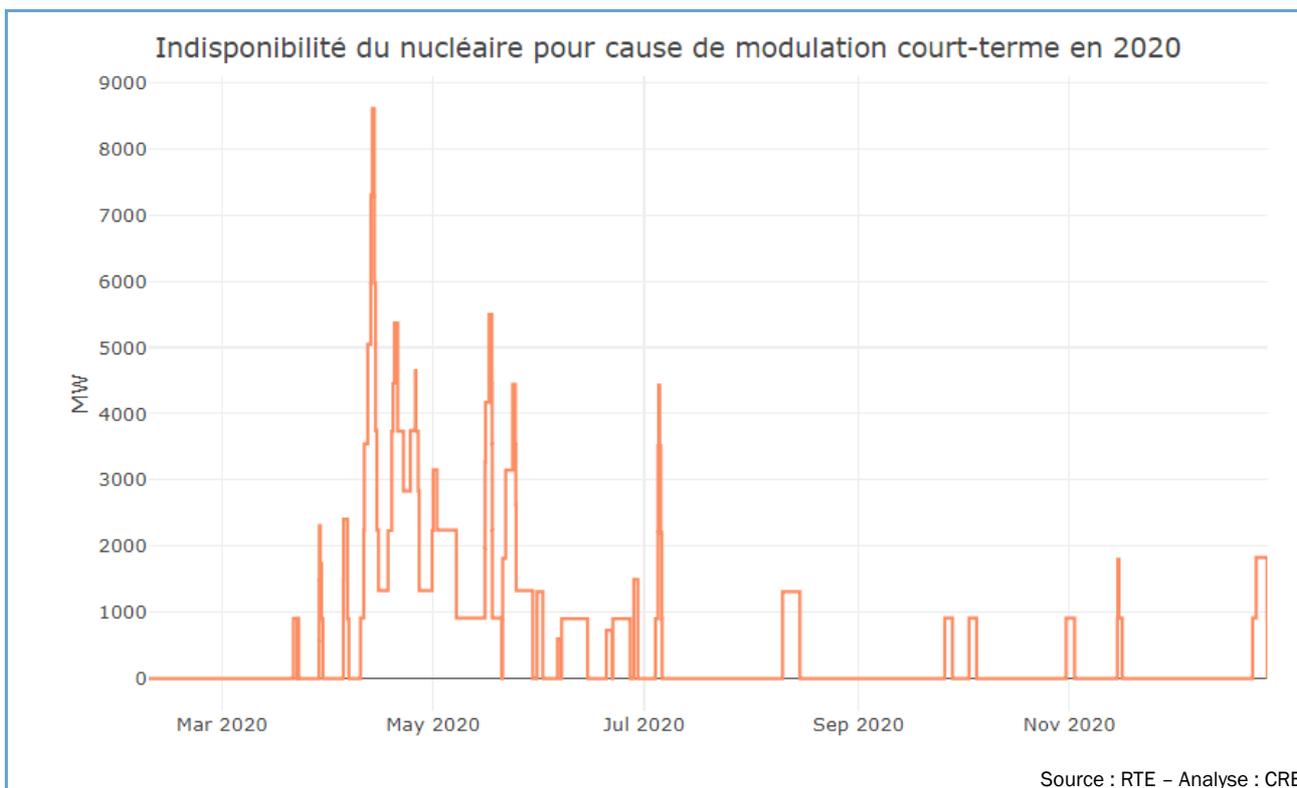
Comme indiqué *supra*, l'année 2020 a été marquée par une forte modulation de puissance des tranches nucléaires. EDF a indiqué avoir réalisé deux types de modulation :

- des modulations de la production à cause d'un manque de débouchés physiques à court terme. Ce type de modulation est par exemple utilisé en cas de prix très bas dus à une demande faible ou une production renouvelable importante. Ci-après, « modulation sur le court terme »,
- des modulations pour économie de combustible. Il s'agit alors de l'optimisation d'un stock contraint de combustible sur une période. Ci-après, « modulation sur le long terme ».

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 prévues le justifient (forte production renouvelable, faible demande...). Il y a eu une hausse de ce type d'arrêt ou de réduction de puissance pendant le premier confinement, avec jusqu'à 8,6 GW indisponibles le 13 avril 2020. Environ 30 tranches différentes ont été arrêtées ou limitées pour cause de modulation.

Graphique 10 : Puissance nucléaire indisponible pour cause de modulation court terme⁶², vu du 31/12/2020



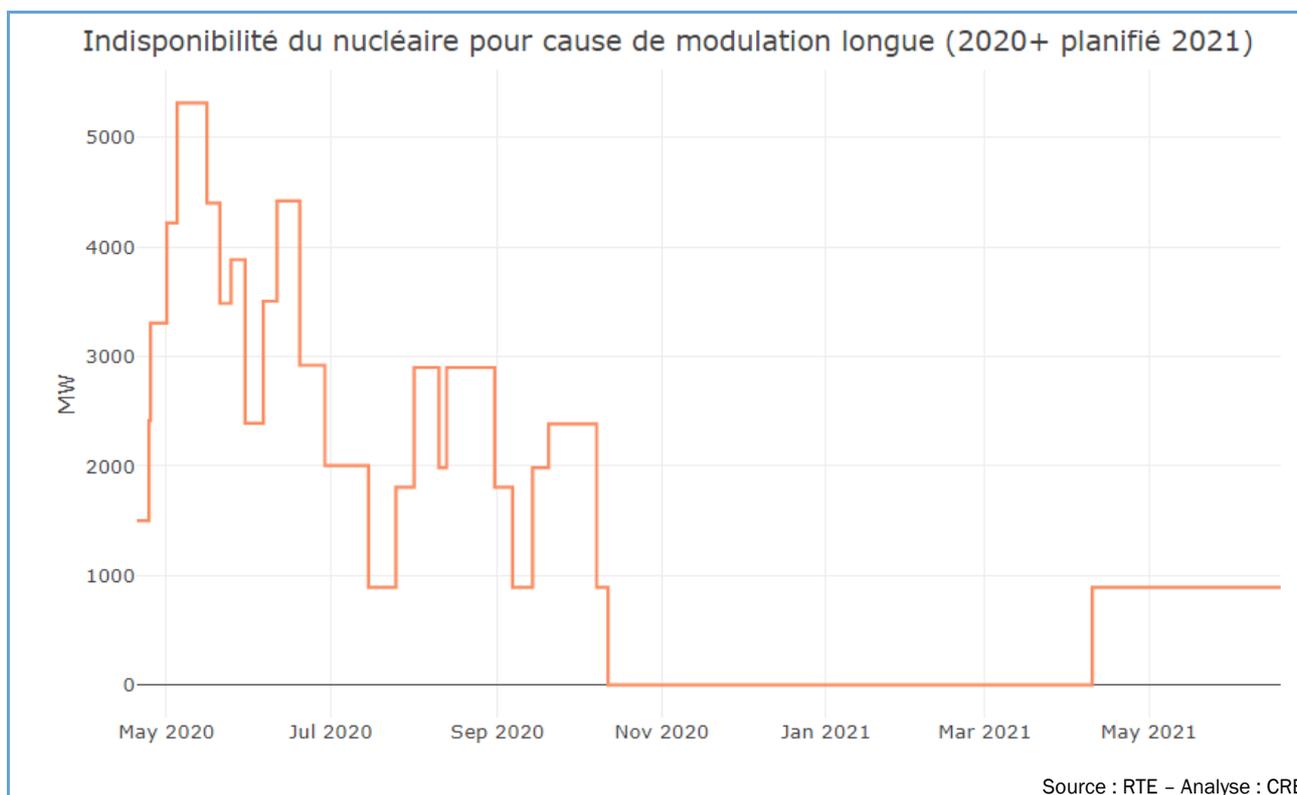
Pour ce type de modulation, la décision d'arrêter une tranche est prise sur le très court terme, et le délai de prévenance avant le début des arrêts pour modulation est donc très majoritairement inférieur à 24h. Ainsi, sur 216 mises à jour publiées avant le début des indisponibilités concernées, 98 étaient actualisées après l'enchère *day-ahead* et pour des arrêts débutant pendant la journée de livraison concernée par cette même enchère.

⁶² Ce calcul s'appuie sur l'analyse des indisponibilités publiées par EDF sur le site de transparence <https://www.services-rte.com/> et notamment des motifs d'indisponibilité renseignés.

Modulation sur des périodes plus longues

EDF a eu recours à des arrêts de tranches pour modulation sur plusieurs jours / semaines pour certaines tranches. En effet, afin de maintenir la disponibilité du parc la plus élevée possible pendant l'hiver, EDF a renoncé à certaines maintenances, notamment pour rechargement de combustible. De fait, les tranches concernées ont un stock de combustible contraint qui doit être préservé pour être utilisé pendant l'hiver. EDF a donc arrêté les centrales pour modulation pendant une certaine durée en anticipation afin qu'elles ne soient pas sollicitées. Le Graphique 11 ci-après retrace la capacité nucléaire indisponible pour cause de modulation longue (valeurs réalisées pour 2020 et valeurs prévisionnelles pour 2021, construites à partir des publications au 31/12/2020).

Graphique 11 : Puissance nucléaire indisponible pour cause de modulation long-terme, vu du 31/12/2020⁶³



Ces arrêts pour modulation sur le long terme ont été annoncés par EDF au marché par une première communication le 23 avril 2020, via un message dans la rubrique « informations complémentaires », qui ciblait Dampierre 1, Cruas 1, Chooz 2 et Civaux 2. Le 24 avril 2020, EDF a de nouveau communiqué en informations complémentaires pour préciser le nombre de semaines pendant lesquelles ces tranches, ainsi que Saint-Laurent 2, seraient arrêtées. EDF a ensuite retranscrit ces messages en indisponibilités et a décompté, au fur et à mesure, le nombre de semaines restantes en régime de modulation et a annoncé la fin de ces gestions particulières le cas échéant. Par ailleurs, le 27 juillet 2020, EDF a annoncé que la tranche Cruas 2 serait également arrêtée.

Les communications effectuées par EDF via les messages d'informations complémentaires portant sur les arrêts pour modulation long-terme ont été globalement cohérentes avec les indisponibilités retranscrites tranche par tranche par la suite, notamment en ce qui concerne les estimations relatives au nombre de semaines d'arrêts. EDF a par ailleurs publié un décompte régulier par tranche du nombre de semaines restantes.

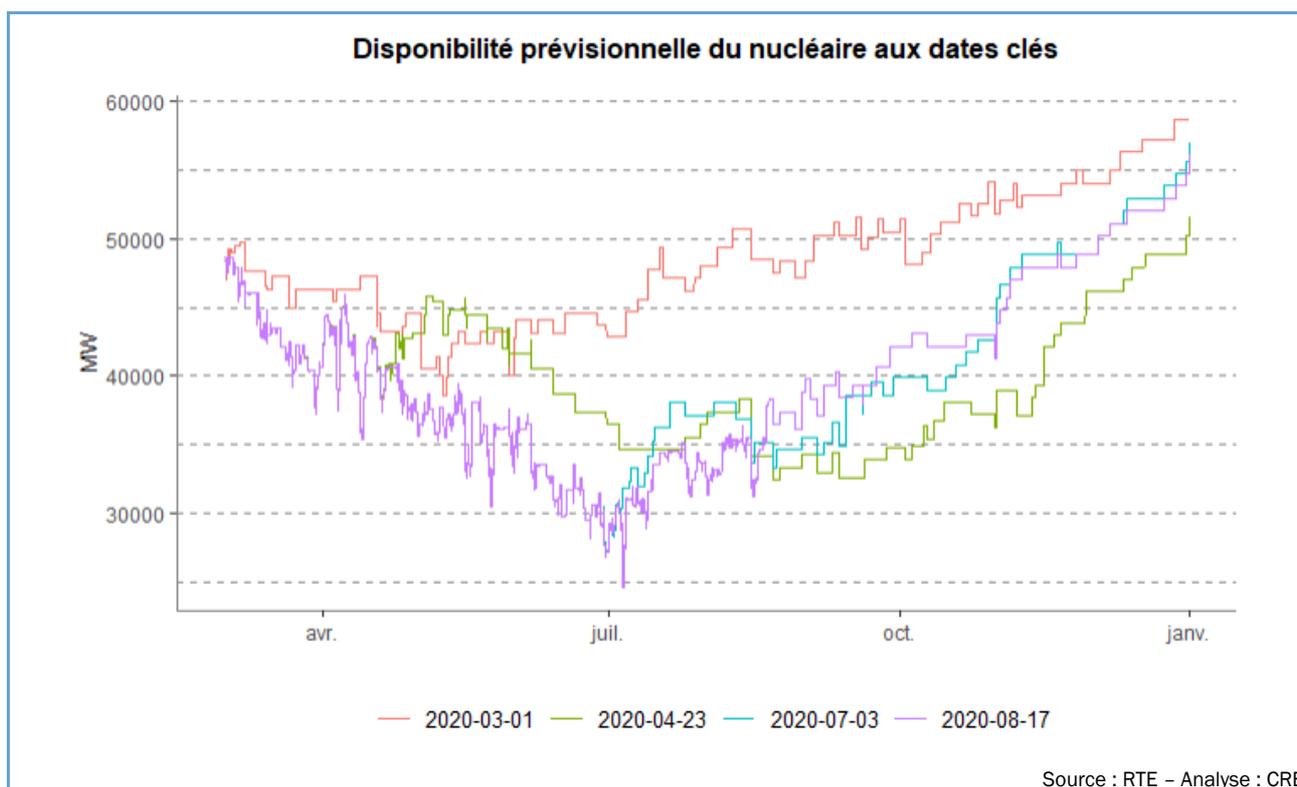
1.2.1. La qualité des publications concernant la disponibilité prévisionnelle du parc de production a revêtu une importance majeure en 2020

Le Graphique 12 ci-après illustre les variations de prévision de disponibilité du parc nucléaire observées au 1^{er} mars 2020 jusqu'au 17 août 2020 pour la période 2020-2021.

La disponibilité du parc nucléaire pour le second semestre de 2020 a été très affectée et EDF, avant de figer son planning, a pu annoncer des prévisions plus pessimistes de l'ordre de 5 GW sur cette même période.

⁶³ Ce calcul s'appuie sur l'analyse des indisponibilités publiées par EDF sur le site de transparence <https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/indisponibilites-des-moyens-de-production.html> et notamment des motifs d'indisponibilité renseignés.

Graphique 12 : Disponibilité prévisionnelle du nucléaire en 2020 vue à différentes dates (et disponibilité effective pour la partie de la courbe antérieure à la date visée)



Ces variations de disponibilité conséquentes ont eu une forte influence sur les prix de marché en 2020 (voir section 3, § 2.4). Il était donc primordial que les acteurs du marché disposent de l'information la plus précise possible, dès lors que ces informations sont disponibles.

En application de l'article 4(1) du règlement REMIT, les informations privilégiées doivent être divulguées « *publiquement, effectivement, et en temps utile* ». D'après l'article 2(1) de REMIT, une information est considérée comme privilégiée s'il s'agit d'une information « *de nature précise qui n'a pas été rendue publique, qui concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros* ». Ainsi, les informations concernant la disponibilité du parc de production sont susceptibles de constituer des informations privilégiées lorsque ces quatre critères cumulatifs sont remplis.

Concernant la disponibilité du parc nucléaire à court terme et à plus long terme, EDF a publié de nombreuses informations tout au long de l'année 2020 sur les plateformes de transparence de RTE et d'EDF. Le tableau ci-après présente une sélection des principales publications d'EDF concernant la disponibilité du parc nucléaire affectée par la crise sanitaire. Ces publications ont été faites sous trois formes : des communiqués de presse pour des informations à portée globale, des indisponibilités publiées tranche par tranche reflétant les évolutions du programme d'arrêts, et des informations complémentaires.

Tableau 3 : Principales publications d'EDF concernant les impacts de la crise sanitaire sur la production nucléaire

Date	Moyen de communication	Information principale
23/03/2020	Communiqué de presse	Remise à plat du programme d'arrêts des tranches Abandon de l'objectif de production nucléaire pour 2020 voire 2021
09/04/2020	Indisponibilités déclarées sur la plateforme transparence	Modification du message des indisponibilités de 17 tranches (environ 40 messages) pour annoncer leur fonctionnement contraint
14/04/2020	Communiqué de presse	Objectif de production nucléaire en cours de réestimation à un niveau significativement inférieur Abandon des objectifs financiers
16/04/2020	Communiqué de presse	Annonce de la modulation potentielle de réacteurs pendant l'été et l'automne. Objectif nucléaire de 300 TWh en 2020 et de 330-360 TWh pour 2021 et 2022.

22/04/2020	Communiqué de presse	Publication du message « <i>Les perturbations engendrées par la crise sanitaire conduisent EDF à réviser la durée et revoir le planning des arrêts pour maintenance de ses installations. Des leviers sont à l'étude pour sécuriser la capacité de production du parc nucléaire au cours de l'hiver 20-21. Ils pourront se traduire par le report de certains arrêts prévus en 2020 qu'EDF communiquera dès que les décisions pourront être prises (cf. communiqué de presse du 16 avril 2020).</i> »
22/04/2020	Indisponibilités déclarées sur la plateforme transparence	Modification des indisponibilités de 41 tranches nucléaires (environ 47 publications) pour prendre en compte les retards dans le planning des maintenances. Les indisponibilités ne sont pas déplacées mais allongées. Par ailleurs, 3 arrêts ont été annulés et 4 autres ont été décalés (principalement à 2021)
23/04/2020	Informations complémentaires sur la plateforme transparence	Annnonce de l'arrêt potentiel des centrales Dampierre 1, Cruas 1, Chooz 2 et Civaux 2 à partir du 24/04/2020 selon les conditions économiques
24/04/2020	Informations complémentaires sur la plateforme transparence	Le détail du nombre de semaines d'arrêts pour modulation de Dampierre 1, Cruas 1, Chooz 2, Civaux 2 et Saint-Laurent 2 est publié
02/07/2020	Informations complémentaires sur la plateforme transparence	L'objectif de production nucléaire pour 2020 est revu à la hausse (315-325 TWh contre 300 TWh)
02/07/2020	Informations complémentaires sur la plateforme transparence	Modification des indisponibilités de 22 tranches pour prendre en compte de moindres retards dans les maintenances de l'année 2020

La CRE a mené des analyses approfondies sur la publication de ces informations privilégiées en application de l'article 4(1) du règlement REMIT. Dans des périodes d'incertitude importante, comme la période affectée par la crise sanitaire, il convient en effet d'apporter une attention particulière à l'équilibre entre le degré de précision de l'information et le délai dans lequel l'information est publiée.

1.3. Evolution des capacités installées : les filières éolienne et solaire poursuivent leur progression

L'année 2020 a été marquée par la fermeture des deux tranches nucléaires de Fessenheim, en février pour la première et en juin pour la seconde. Le parc installé nucléaire décroît donc pour la première fois en France (-1,8 GW) pour s'établir à 61,3 GW au total.

La capacité installée des moyens thermiques à flamme reste stable (19 GW) mais devrait sensiblement décroître dès l'année 2022 en raison de la volonté du gouvernement de fermer les tranches au charbon restantes (~ 3 GW),⁶⁴ inscrite dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et confirmée par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

La capacité installée hydraulique est stable.

Seules les filières solaire et éolienne voient leur capacité installée augmenter sensiblement en 2020. Le parc solaire s'établit à 10,4 GW (+ 8,5 %) et le parc éolien à 17,6 GW (+ 6,7 %). Ces taux de croissance sont toutefois inférieurs aux taux de croissance moyens observés depuis 2014 (voir Tableau 4).

Pour rappel, l'objectif de la PPE⁶⁵ en matière de production d'électricité renouvelable est de 24,1 GW en éolien terrestre d'ici 2023 et 33 GW pour 2028. Ces objectifs pour le solaire sont respectivement de 20 GW et 35 GW.

La production des filières renouvelables (hors hydraulique) progresse de 11 % par rapport à 2019, s'établissant à 61,5 TWh. La production éolienne croît de + 16 % soit 39,2 TWh, ce qui s'explique par la croissance du parc mais aussi par des conditions climatiques favorables. Cette filière a été peu touchée par la crise du COVID-19. Le volume de production des unités éoliennes dépasse dorénavant celui des unités au gaz.

La filière solaire est également en hausse de 4,5 % par rapport 2019 avec 12,6 TWh de production en 2020.

⁶⁴ Il ne reste plus que 4 sites de production d'électricité au charbon en France en 2020 : Le Havre, Cordemais, Saint-Avold et Gardanne

⁶⁵ Programmes pluriannuels de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/programmes-pluriannuels-lenergie-ppe>

Tableau 4 Evolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TCAM ⁶⁶ 2014/2020
Eolien (GW)	9,3	10,3	11,8	13,5	15,1	16,5	17,6	+ 11 %
Solaire (GW)	5,3	6,2	6,8	7,7	8,5	9,6	10,4	+ 12 %

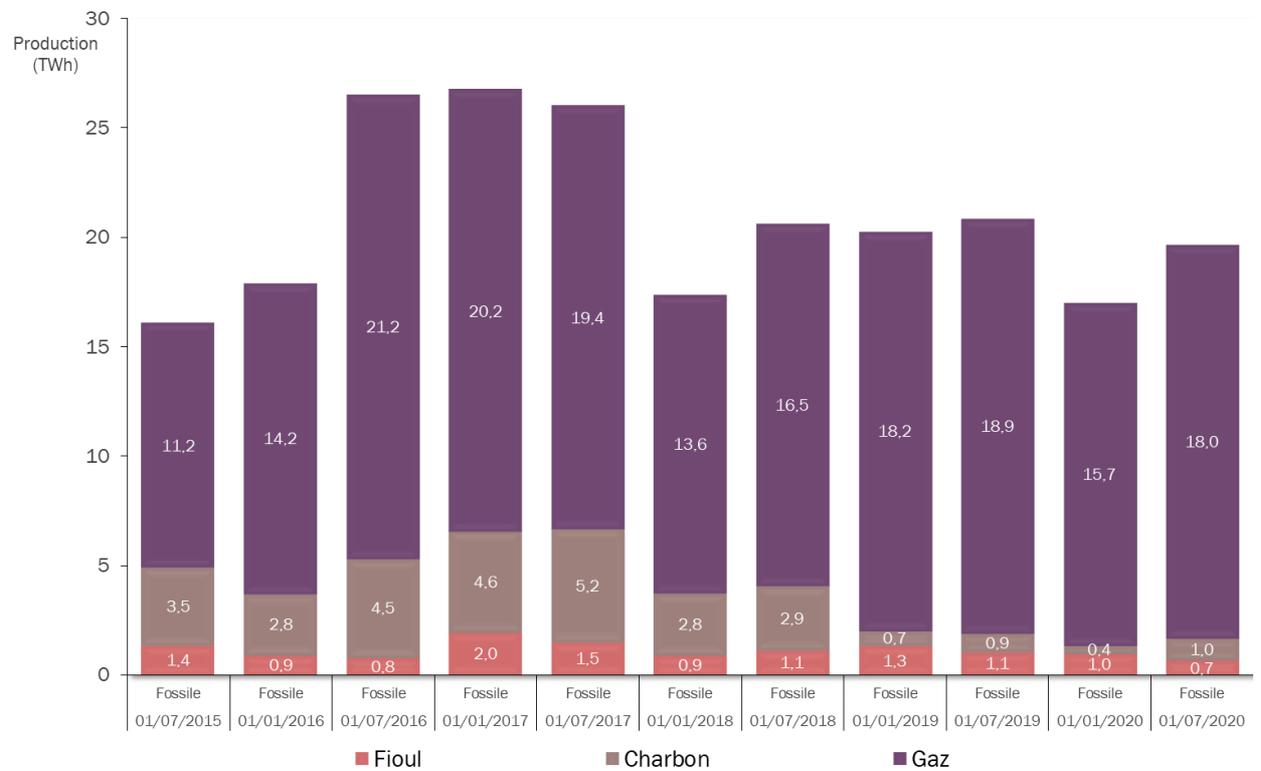
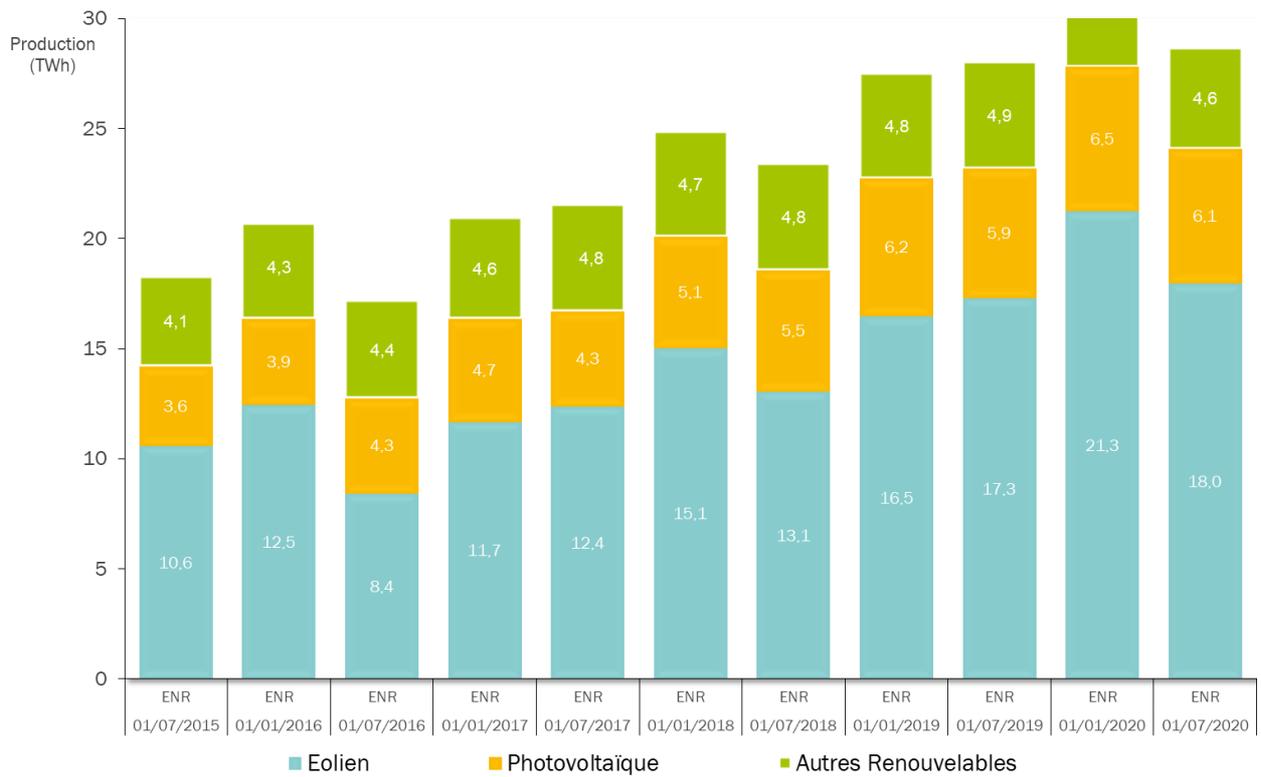
Graphique 13 : Evolution comparée des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)



⁶⁶ Taux de croissance annuels moyens.



Graphique 14 : Comparaison des productions semestrielles des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)



Source : RTE – Analyse : CRE

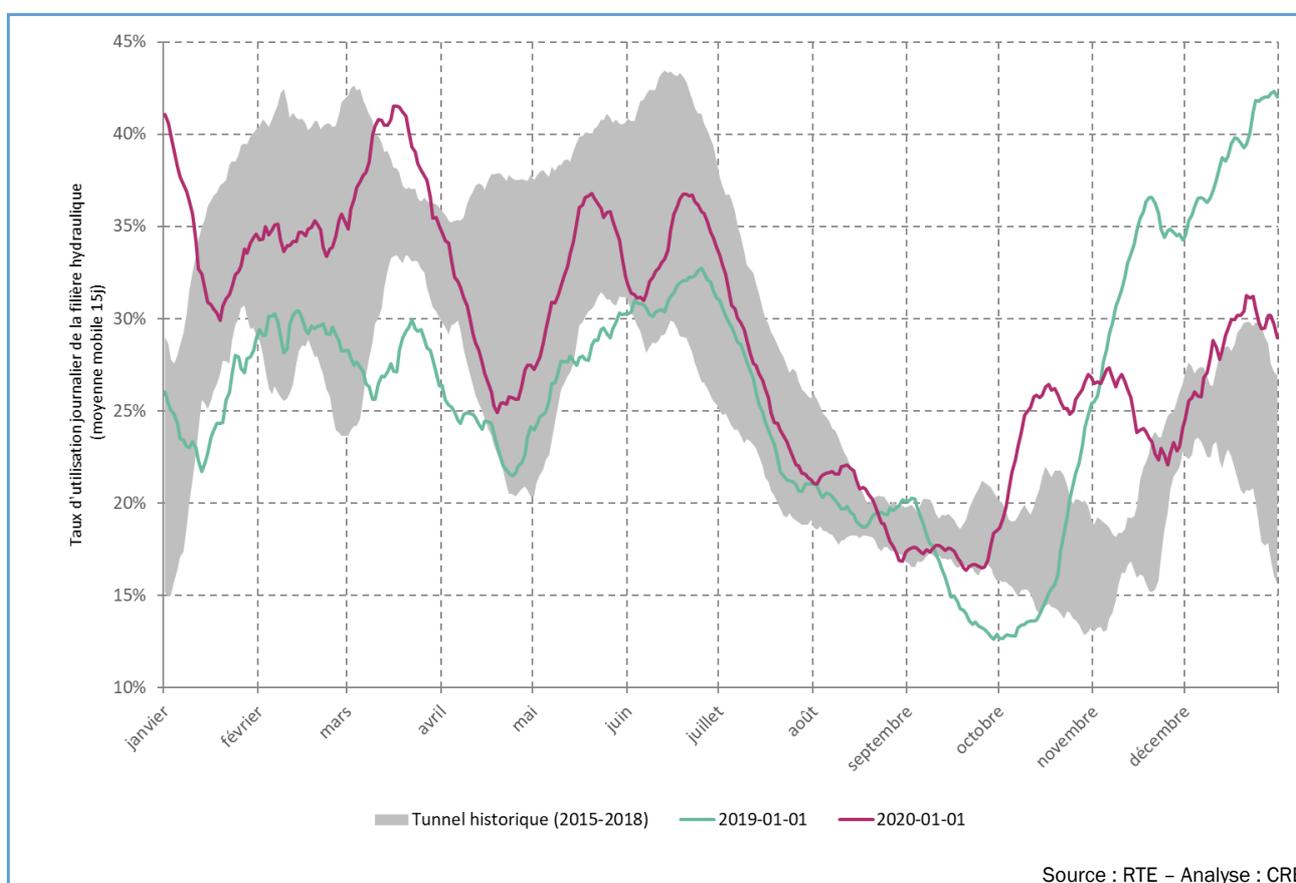
1.4. La production hydraulique en 2020 a bénéficié des stocks importants de fin 2019 et d'une pluviométrie dans la normale

L'année 2019 s'est achevée avec un stock hydraulique particulièrement élevé. Ainsi, la production hydraulique en début d'année 2020 est nettement supérieure aux historiques observés ces dernières années. La filière a été par la suite relativement peu sollicitée, notamment en raison de la baisse de la demande d'énergie en France. Toutefois, la production annuelle de la filière s'élève pour finir à plus de 64,4 TWh, soit une augmentation de 8,2 % par rapport à 2019.

En parallèle, la pluviométrie en 2020 a été particulièrement contrastée. Les précipitations ont été significativement déficitaires en juillet, un record sur la période 1959-2020, avec moins de 20 mm en moyenne sur la France, et l'un des mois de novembre les plus secs de ces dernières années⁶⁷. A contrario, les mois de décembre et d'octobre ont été particulièrement pluvieux. En moyenne, la pluviométrie a été proche de la normale en 2020.

Les stocks hydrauliques sont donc restés importants en fin d'année permettant à la filière d'assurer une production supplémentaire en prévision de l'hiver tendu 2020-2021.

Graphique 15 : Taux de production de la filière hydraulique



1.5. La production de la filière gaz a diminué dans le contexte de la baisse de la consommation et un environnement économique peu favorable

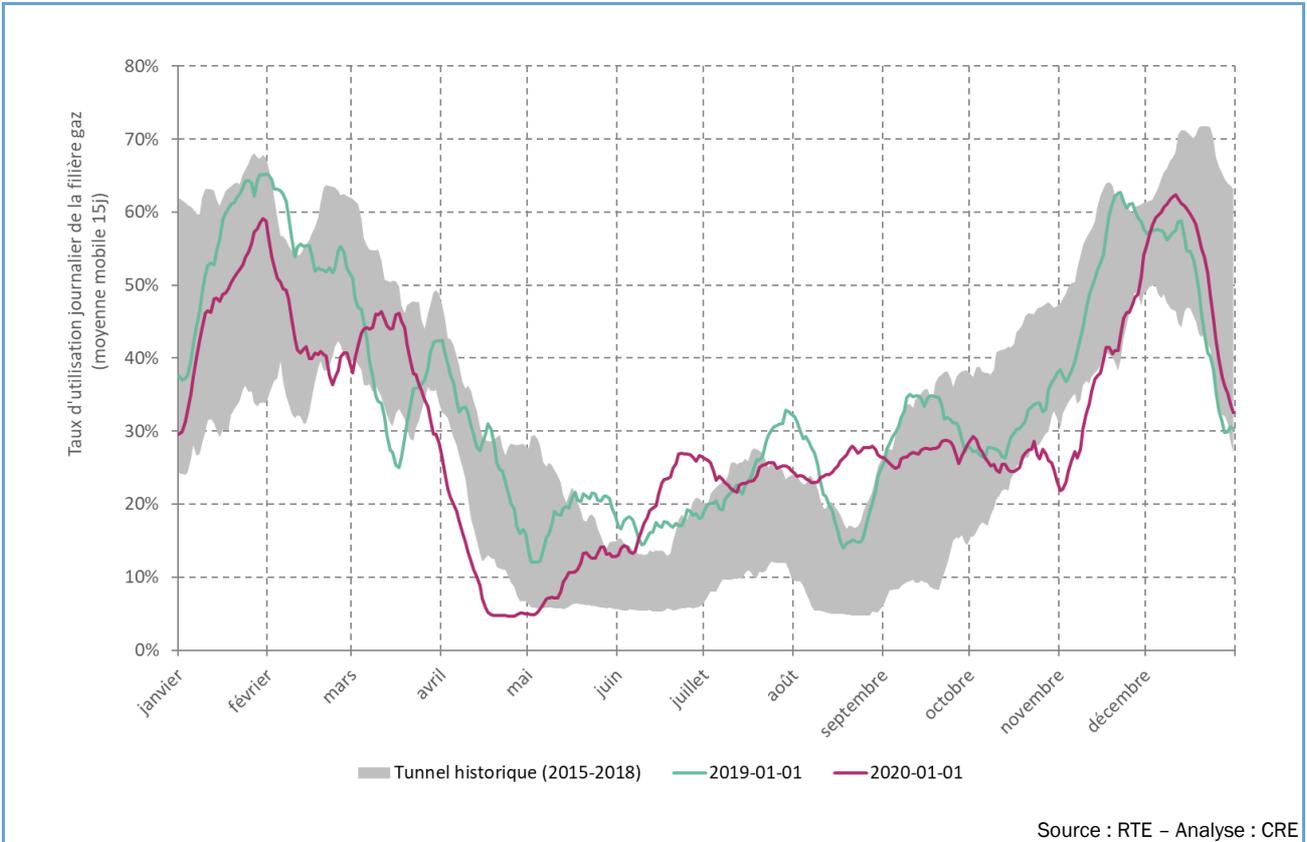
La filière gaz, qui représente dorénavant la quasi-totalité de la production thermique à flamme, affiche une baisse de production de 9,4 % en 2020 par rapport à 2019 et s'élève à 33,6 TWh. Cette chute de la production s'inscrit dans un contexte global de baisse de la consommation. Il est également à noter une hausse des indisponibilités des centrales à gaz, à 1 500 MW en moyenne sur l'année (+ 500 MW par rapport à 2019).

La production thermique à partir du gaz se concentre principalement l'hiver où la capacité installée a été en fonctionnement à 70 % en moyenne. La hausse des prix spot de septembre n'a pas profité à la filière. En effet, le niveau d'indisponibilité des centrales à gaz était élevé en fin d'été (plus de 3,5 GW d'indisponibilités recensées) et les cogénérations ne fonctionnaient généralement pas encore.

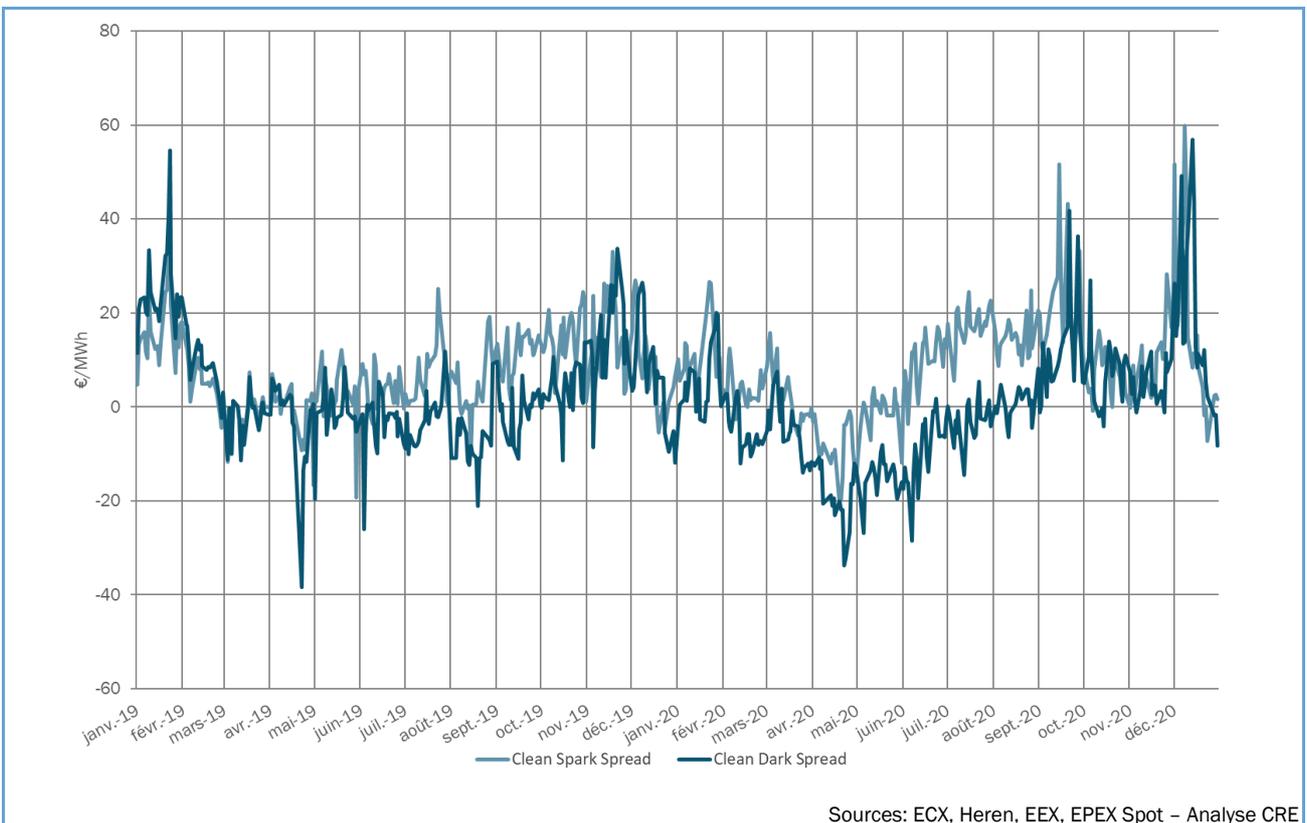
⁶⁷ Bilan climatique 2020, Météo France

Le profil de production des centrales à gaz illustre la contribution de cette filière à la sécurité d'approvisionnement en hiver et sa nécessité dans le cadre de la transition énergétique.

Graphique 16 : Taux de production de la filière gaz



Graphique 17 : Clean dark et spark spreads spot pointe



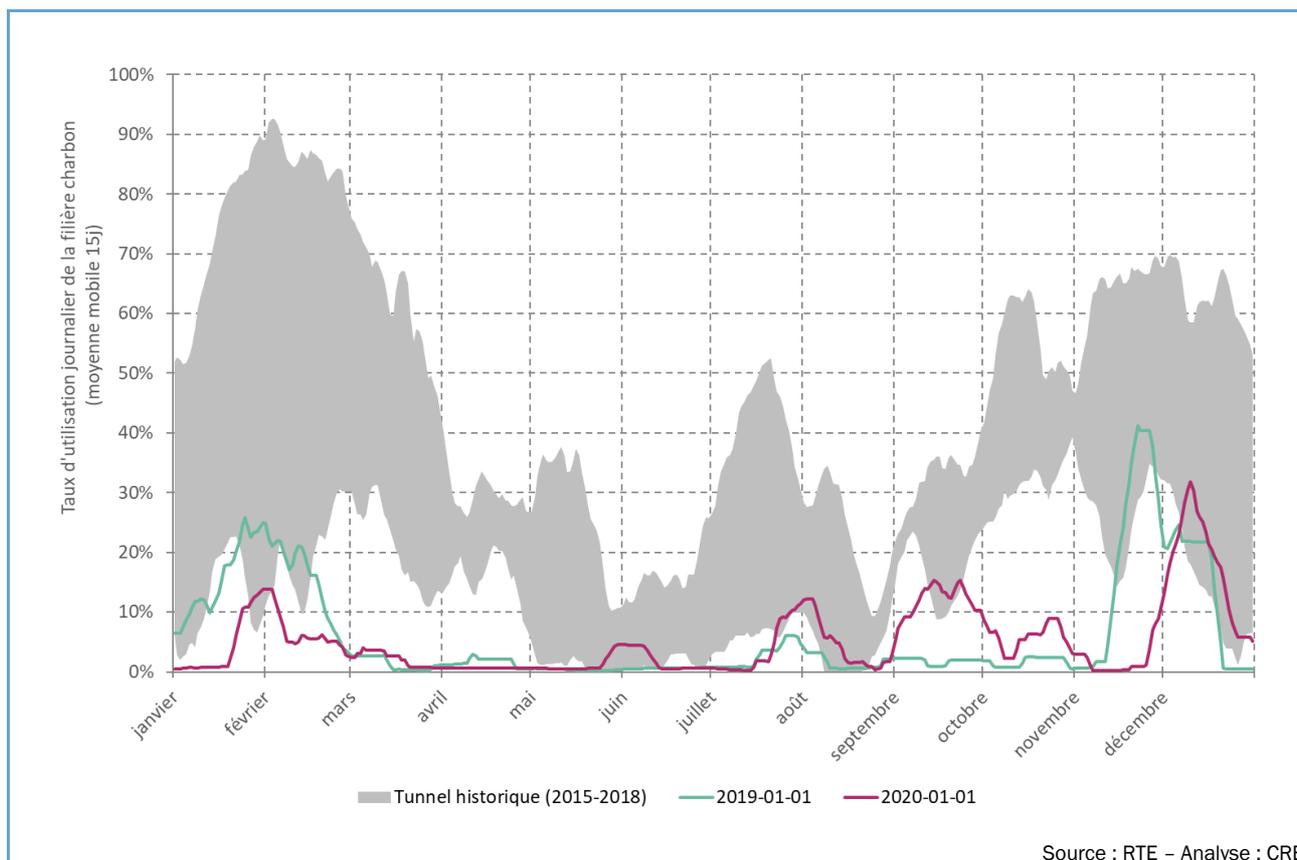
1.6. L'apport des centrales charbon au mix énergétique français diminue, en cohérence avec la sortie progressive de cette filière du mix national

La production d'électricité à partir du charbon continue sa chute (- 13 % entre 2019 et 2020) et apparaît de plus en plus marginale (1,4 TWh en 2020, soit moins de 0,3 % de la production nationale). Un prix du CO₂ élevé et une indisponibilité technique forte (près de 40 % du parc installé en moyenne) expliquent en grande partie ce résultat. La volonté des pouvoirs publics de fermer les tranches au charbon restantes (~ 3 GW) en 2022 devrait accentuer l'exclusion de cette filière du mix énergétique français.

Toutefois, la production au charbon a repris sporadiquement lors des épisodes de canicule de juillet et septembre pour pallier la baisse de la production nucléaire dans cette période de forte température et de sécheresse.

En fin d'année la production à partir du charbon a légèrement augmenté en raison de la hausse de consommation hivernale, mais également d'un prix du gaz à la hausse et d'un prix du CO₂ à la baisse jusqu'en novembre⁶⁸.

Graphique 18 : Taux de production de la filière charbon



1.7. Marginalité des différentes filières de production en 2020

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 du marché sur l'enchère *day-ahead*. La marginalité d'une filière peut être très différente de sa part dans la production annuelle.

Cependant, comme la CRE l'a précisé dans sa délibération du 6 mai 2021⁶⁹, 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 exemple, les valeurs d'usage de l'eau peuvent être très proches des coûts marginaux des centrales au gaz.

⁶⁸ Le *clean spark et dark spread* sont calculés sur la base des hypothèses suivantes : Gaz (efficacité – 49 %, taux d'émission - 0,46 tCO₂/MWh) et Charbon (efficacité – 35 % ; taux d'émission – 0,96 tCO₂/MWh)

⁶⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mai 2021 portant approbation du rapport de RTE sur le facteur d'émission associé au marché de l'électricité français

Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir sur l'enchère *day-ahead* une offre à leur coût variable : ils peuvent vouloir inclure leurs coûts de démarrage ou accepter de vendre à perte sur une heure pour éviter des coûts de redémarrage ou pour participer au marché de la réserve.

Enfin, 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 infinitésimale, de la demande. En effet, cela peut être le cas : (i) du fait du couplage des marchés et de la fixation des prix fondée sur les flux qui font que le prix d'une zone n'est pas nécessairement déterminé par un unique moyen de production et (ii) lorsque la gestion, même infinitésimale, d'un moyen impacte d'autres. Par exemple, les offres « blocs » sur le marché qui couvrent plusieurs pas de temps et sont acceptées ou rejetées simultanément.

Ainsi, la détermination des taux de marginalité des différentes filières présente un caractère normatif.

Afin de mieux refléter ce constat, la CRE a modifié sa méthode de détermination des filières marginales. Cette nouvelle méthode permet de considérer plusieurs technologies comme marginales à une même heure.

Les calculs de la CRE sont fondés sur la base de données de coûts marginaux directement transmises par les producteurs.

La description de la méthode pour chaque heure de l'année est indiquée ci-dessous :

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 production⁷⁰ 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 marginal ;
3. Si la France n'est pas couplée à au moins un pays, et s'il n'y a aucun moyen avec un coût marginal proche du prix *spot*, alors la marginalité est définie à « autre ».

Le résultat pour 2019 de cette nouvelle méthode est présenté pour comparaison (Graphique 19).

En premier lieu, on observe une grande stabilité des durées de marginalité des principales filières entre 2019 et 2020.

Si le nucléaire représente près de 70 % de la production d'électricité en France, la filière n'est marginale que 28 % du temps. Ce résultat illustre bien le fonctionnement en base de cette technologie. La marginalité du nucléaire est toutefois en hausse par rapport à 2019, du fait de la baisse de la consommation et des prix observée en 2020. Cette hausse de la marginalité a eu pour corollaire un besoin plus important de flexibilité du parc nucléaire, ce qui est cohérent avec les arrêts pour modulations mis en place par EDF (voir section 3, § 1.2).

Plus de la moitié du temps, les prix *spot* sont proches de la valeur d'usage d'un moyen hydraulique ou sont égaux à ceux d'un autre marché couplé avec le marché français. Cette tendance se confirme en 2020, mais avec une inversion du *merit order*⁷¹ entre l'hydraulique et les frontières, ce qui pourrait s'expliquer par un stock hydraulique plus important.

Les cycles combinés gaz apparaissent toujours comme un moyen de semi-base en France, avec une part de la filière relativement faible dans la production d'électricité, mais une marginalité assez importante (> 11,5 %).

Le charbon se trouve de plus en plus écarté du *merit order* et apparaît désormais comme une capacité de pointe. Ce résultat s'explique par la hausse du prix du CO₂ qui pèse sur ses coûts de fonctionnement comparativement aux autres technologies, notamment aux turbines à combustion gaz qui sont dorénavant moins onéreuses.

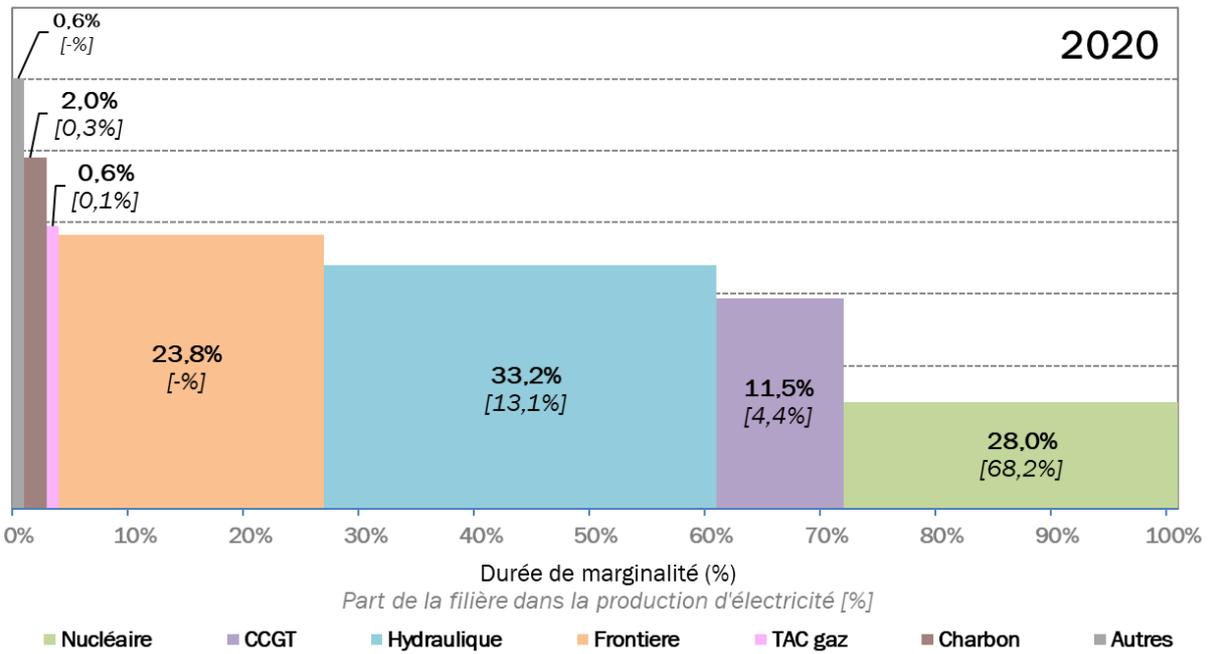
Toutes choses égales par ailleurs, le prix moyen de toutes les technologies décroît en 2020, ce phénomène illustre la sensibilité des coûts marginaux de toutes les technologies, y compris non thermiques, au prix des commodités et du CO₂, notamment du fait de leur gestion en coût d'opportunité.

⁷⁰ Prévus au programme d'appel

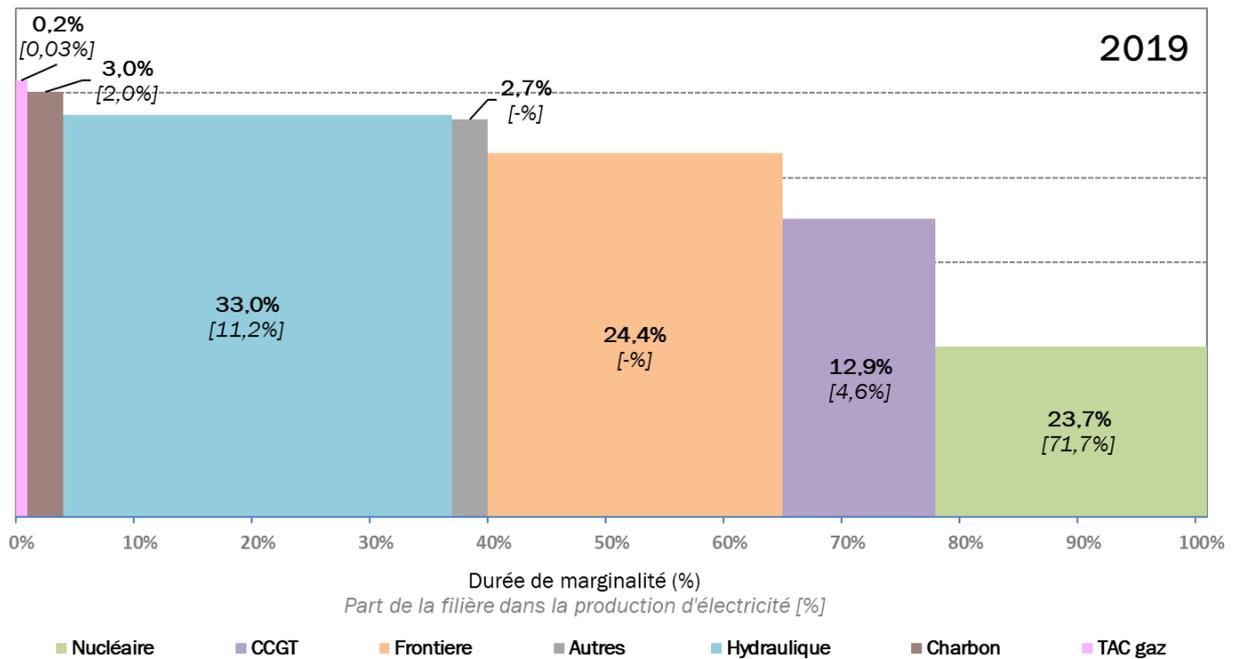
⁷¹ Ordre de préséance économique

Graphique 19 : Marginalité des différentes filières de production en 2019 et 2020

Prix moyen



Prix moyen



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

2. LES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1. Le prix spot s'est effondré pendant la crise sanitaire et a baissé de 18 % en moyenne en 2020

Le prix *spot* base moyen pour l'année 2020 a connu une forte baisse pour s'établir à 32,2 €/MWh en moyenne, soit une diminution de 18 % par rapport à 2019 (39,45 €/MWh) (Graphique 20). Un niveau aussi bas n'avait pas été atteint depuis 2004 et s'explique par la baisse de la consommation d'électricité due à la crise sanitaire du COVID-19 (voir section 3, § 1.1) et à des températures plus chaudes que les normales de saisons, notamment pendant l'hiver en début d'année (voir section 2, § 4). Cette baisse des prix *spot* s'observe dans toute l'Europe en 2020.

La crise sanitaire a fortement impacté le prix *spot* de l'électricité, surtout pendant le premier confinement, où la consommation d'électricité a le plus baissé. En effet, face à une consommation en baisse, la production d'électricité a dû s'adapter. Les moyens de production d'électricité sont appelés par ordre de coût marginal croissant. Ainsi, les premiers moyens appelés sont les énergies renouvelables (éolien, solaire, hydraulique au fil de l'eau) dont la production ne peut pas être pilotée et dont le coût variable est faible ou nul, puis les centrales nucléaires et enfin les moyens de semi-base et de pointe, tels que les centrales à gaz et à charbon et les barrages hydrauliques.

La faiblesse de la demande ainsi qu'une production éolienne et photovoltaïque élevée (7,7 TWh au lieu de 6,5 TWh sur cette période en 2019) ont conduit à moins solliciter les moyens thermiques (la production à partir de gaz et de charbon a baissé de 53 % par rapport à la même période l'année passée) et ont contraint la production d'électricité « pilotable » à s'adapter. La production nucléaire a baissé de 18 % entre le 17 mars et le 11 mai pour atteindre 49,5 TWh, minimum historique absolu pour cette période (voir section 3, § 1.2). Ce nouvel équilibre de l'offre et de la demande ainsi que la forte baisse des prix des matières premières (voir section 2, § 2), notamment du gaz naturel, ont entraîné une très forte baisse des prix sur les marchés *spot* : le prix moyen en France sur cette période s'est ainsi établi à 15,3 €/MWh (37,8 €/MWh en 2019). Le premier confinement est également marqué par un grand nombre d'heures négatives. Le prix français descend même jusqu'à -75,8 €/MWh le lundi 13 avril, alors que la consommation était particulièrement faible (lundi de Pâques) et les productions éolienne et solaire étaient importantes en Europe. En définitive, des prix négatifs⁷² ont été observés pendant 102 heures en 2020 (contre 27 heures en 2019).

Le déconfinement et la reprise de la consommation ont permis la remontée progressive des prix *spot* à partir de juin et pendant l'été.

Le mois de septembre a été marqué par des épisodes de tension sur l'équilibre offre-demande, la maintenance prolongée de plusieurs réacteurs nucléaires du fait de la pandémie et des contraintes environnementales (débit des rivières trop faible) réduisant la disponibilité du parc de production (voir section 3, § 1.2). Ces tensions ont entraîné des niveaux de prix *spot* élevés. Par ailleurs, des périodes anticycloniques ont fortement réduit la production éolienne en Europe certains jours, entraînant l'apparition de pics de prix. Le prix français a été supérieur à 100 €/MWh pendant 6h et atteint jusqu'à 200,04 €/MWh le lundi 21 septembre à 19h. Ce pic est le plus élevé depuis novembre 2018. Il reste toutefois limité par rapport à certains épisodes antérieurs où le prix français a pu aller au-delà de 1000 €/MWh.

Des niveaux de prix *spot* élevés ont également été observés au mois de décembre (prix supérieur à 100 €/MWh pendant un total de 19 heures), qui a été caractérisé par des températures très fraîches et en dessous des normales de saisons jusqu'au 10 décembre et pendant les fêtes de fin d'année (voir section 2, § 4), entraînant une hausse de la consommation avec, comme en septembre, des périodes anticycloniques réduisant la production éolienne en Europe.

Les prix intrajournaliers ont suivi la même tendance que les prix *spot* base et se sont établis à 32,92 €/MWh en moyenne pour les produits horaires, ce qui correspond à une diminution de 17 % par rapport à 2019 (Tableau 5).

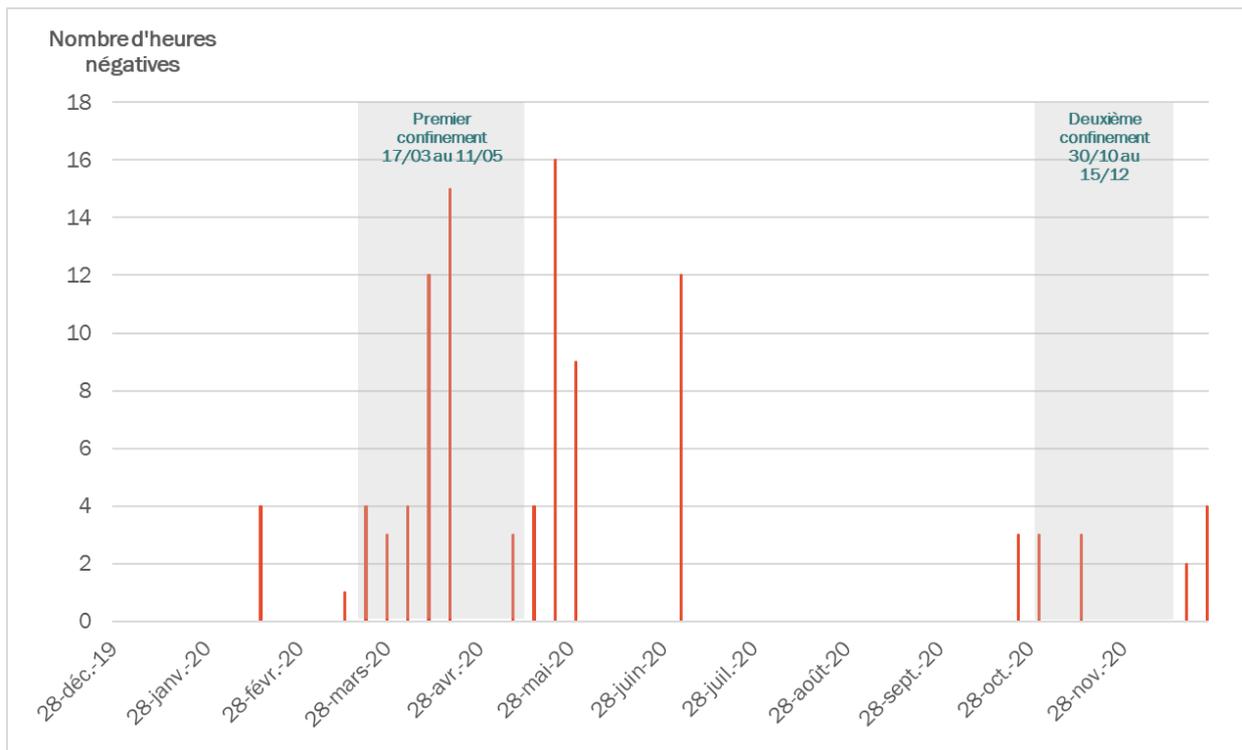
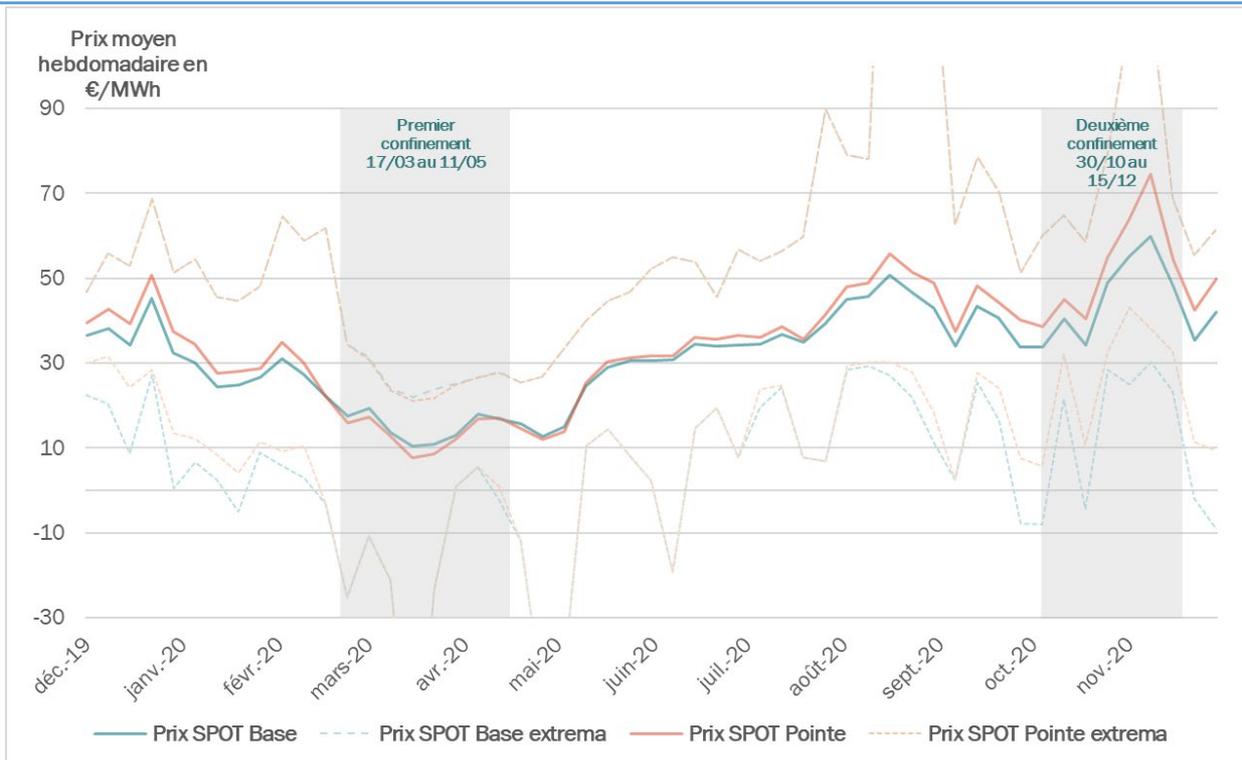
Tableau 5 : Prix moyen *day-ahead* et intrajournalier

Période	Prix <i>day-ahead</i> moyen	Prix intrajournalier moyen
2018	50,20 €/MWh	51,19 €/MWh
2019	39,45 €/MWh	39,4 €/MWh
2020	32,29 €/MWh	32,92 €/MWh

Source: EPEX SPOT

⁷² Les prix négatifs sont des épisodes rares, mais de plus en plus fréquents, qui surviennent notamment lorsque l'offre dépasse la demande (creux de consommation, surproduction des moyens de production fatales comme l'éolien ou le solaire) et que les moyens de production en fonctionnement sont peu flexibles pour moduler leur production de manière rapide et rentable. Le prix de marché peut alors fortement diminuer, voire devenir négatif, signalant au marché le besoin de réduire la production ou d'augmenter la consommation. Le prix ne reflète alors plus le coût variable des moyens de production sur une période donnée, mais l'arbitrage des producteurs entre leurs coûts d'arrêt et de redémarrage avec les coûts de vente de leur énergie à un prix négatif sur cette période.

Graphique 20 : Evolution des prix day-ahead en France (moyenne hebdomadaire des prix)



Source : EPEX SPOT

2.2. Écart entre prix spot et coûts marginaux d'EDF en 2020

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 marginal⁷³ 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 2020 a été de 1,5 %, c'est-à-dire un niveau équivalent à celui observé en 2019 mais à un niveau inférieur à celui de 2018 qui était de 3,5% (cf. rapports de surveillance 2019 et 2018).

Les différents écarts rendus publics dans les rapports de surveillance successifs⁷⁴ sont repris dans le tableau suivant.

Tableau 6 : 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%

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.

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2020 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir de marché par EDF.

2.3. Convergence des prix spots français avec les pays voisins

Le couplage des marchés *spots* européens permet d'améliorer la gestion des interconnexions et la liquidité des marchés, au moyen d'une allocation dite « implicite » qui permet d'allouer dans un seul processus l'énergie demandée ou offerte par les acteurs des marchés et la capacité aux interconnecteurs. Les acteurs de marché peuvent acheter et vendre de l'électricité la veille pour le lendemain au travers des bourses de l'électricité⁷⁵. Ainsi les prix du marché journalier sont identiques tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées par les échanges. 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 2021⁷⁶.

⁷³ 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.

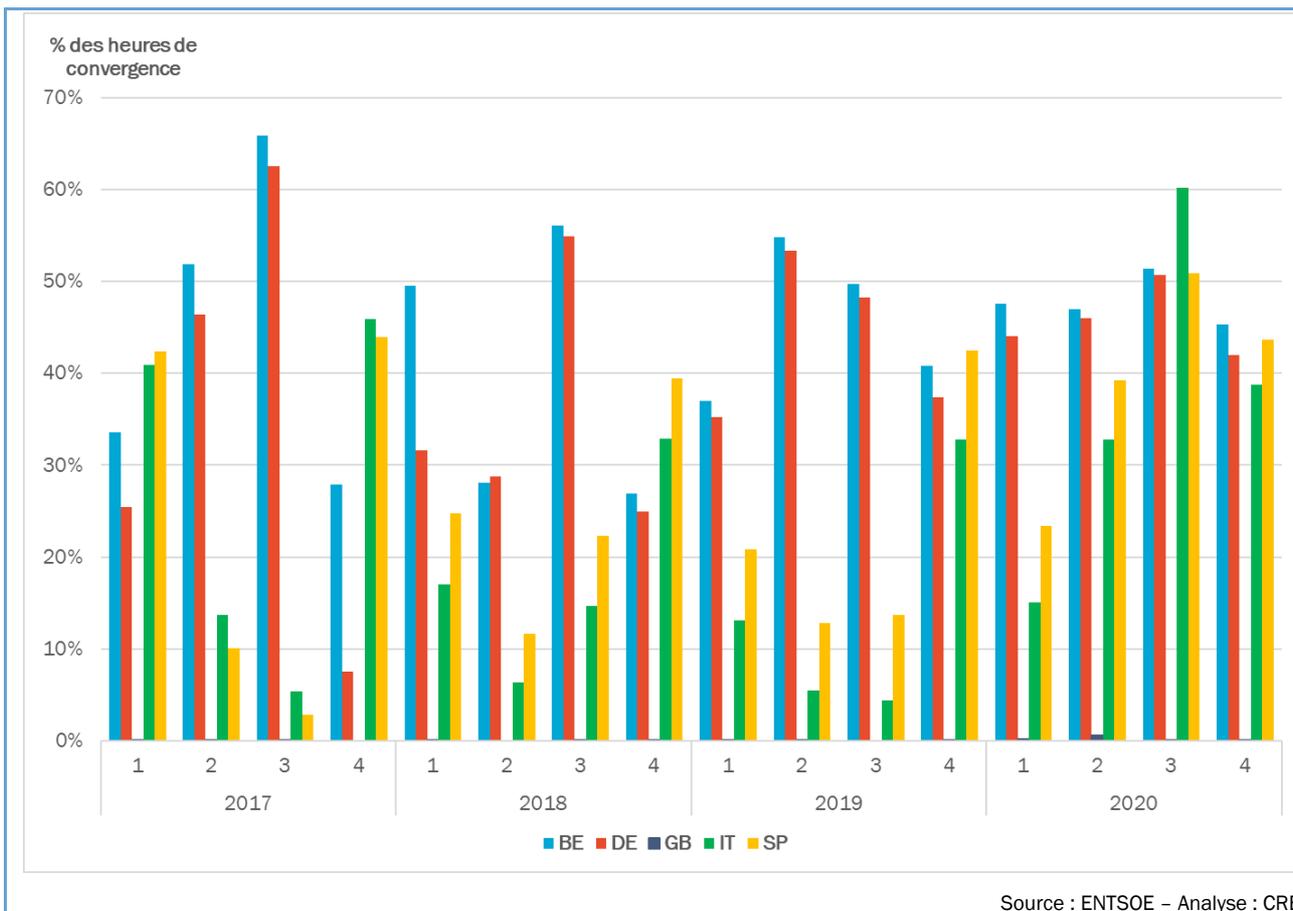
⁷⁴ La méthode de calcul de l'écart moyen a évolué en 2017.

⁷⁵ 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 ».

⁷⁶ Il peut être noté le cas particulier de la Suisse dont les marchés journaliers et infrajournaliers ne sont pas couplés. Il existe, en revanche, des contrats de long terme, qui disposent d'un accès prioritaire et gratuit à la capacité d'interconnexion.

Graphique 21 : Taux de convergence (+/- 0,01 €/MWh) trimestriel des prix spots avec les pays couplés



En 2020, les taux de convergence ont nettement augmenté par rapport à 2019, notamment pour l'Italie (augmentation moyenne de 163 %) et l'Espagne (augmentation moyenne de 75 %). Les taux de convergence sont également en hausse pour la Belgique et l'Allemagne mais dans une plus faible mesure (environ 5 %). Cette augmentation peut s'expliquer par des conditions de marché plus homogènes entre les différents pays de la région ainsi que par une augmentation des capacités d'interconnexion mises à disposition du marché (en particulier grâce à une amélioration de la coordination des GRT pour le calcul « flow-based »). De plus, la baisse de la consommation en Europe liée à la pandémie de COVID-19 est également un élément explicatif important de cette augmentation de la convergence des prix spots européens. En effet, avec la baisse de la consommation, certaines interconnexions sont moins sollicitées, facilitant la convergence des prix spots.

Le détail des taux de convergence et des écarts de prix pour les différents pays en 2020 est donné dans le Graphique 22.

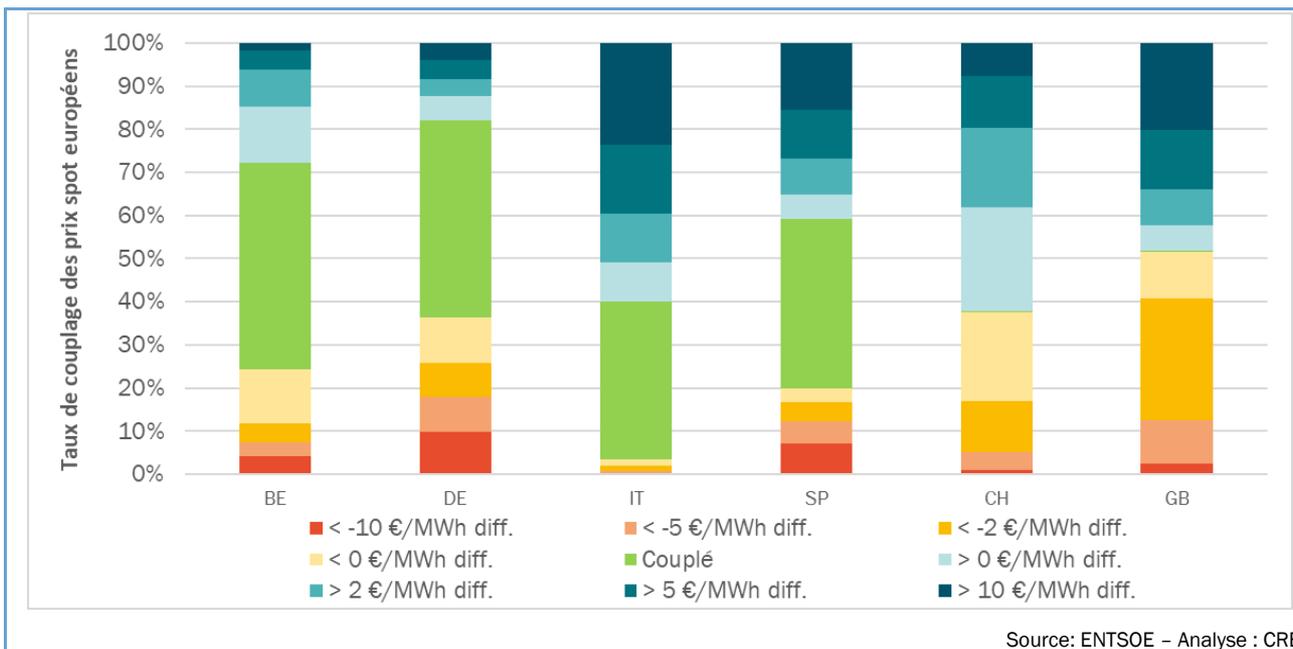
Tableau 7 : Taux moyen de convergence avec le prix français par pays en 2019 et 2020

Année / Pays	Belgique	Allemagne	Grande-Bretagne ⁷⁷	Italie	Espagne
2019	46 %	44 %	0 %	14 %	22 %
2020	48 %	46 %	0 %	37 %	39 %

Source: ENTSO-E

⁷⁷ Avec la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, le Royaume-Uni ne fait plus partie depuis le 1^{er} janvier 2021 des mécanismes européens de couplage des marchés journalier et intrajournalier.

Graphique 22 : Ecart des prix spots européens avec le prix français en 2020



En moyenne les prix spots de l'Italie, l'Espagne, la Suisse et la Grande-Bretagne ont été supérieurs en 2020 au prix spot français comme c'était déjà le cas depuis 2017. En revanche le prix allemand reste toujours inférieur. Néanmoins ces écarts de prix sont réduits par rapport à 2019, reflétant la détente du marché liée à la crise du COVID-19.

Tableau 8 Moyenne des prix spots européens comparés avec le prix spot français depuis 2017 (les prix en rouge sont supérieurs aux prix français et les prix en vert sont inférieurs)

Pays	BE	CH	DE	FR	GB	IT	SP
2017	44,6	45,9	34,2	45,0	45,3	54,4	52,2
2018	55,2	52,2	44,4	50,1	57,4	60,7	57,2
2019	39,4	40,9	37,7	39,5	42,9	51,3	47,7
2020	31,8	34,0	30,4	32,2	35,2	37,8	33,9

2.4. Prix à terme en France et en Europe

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.

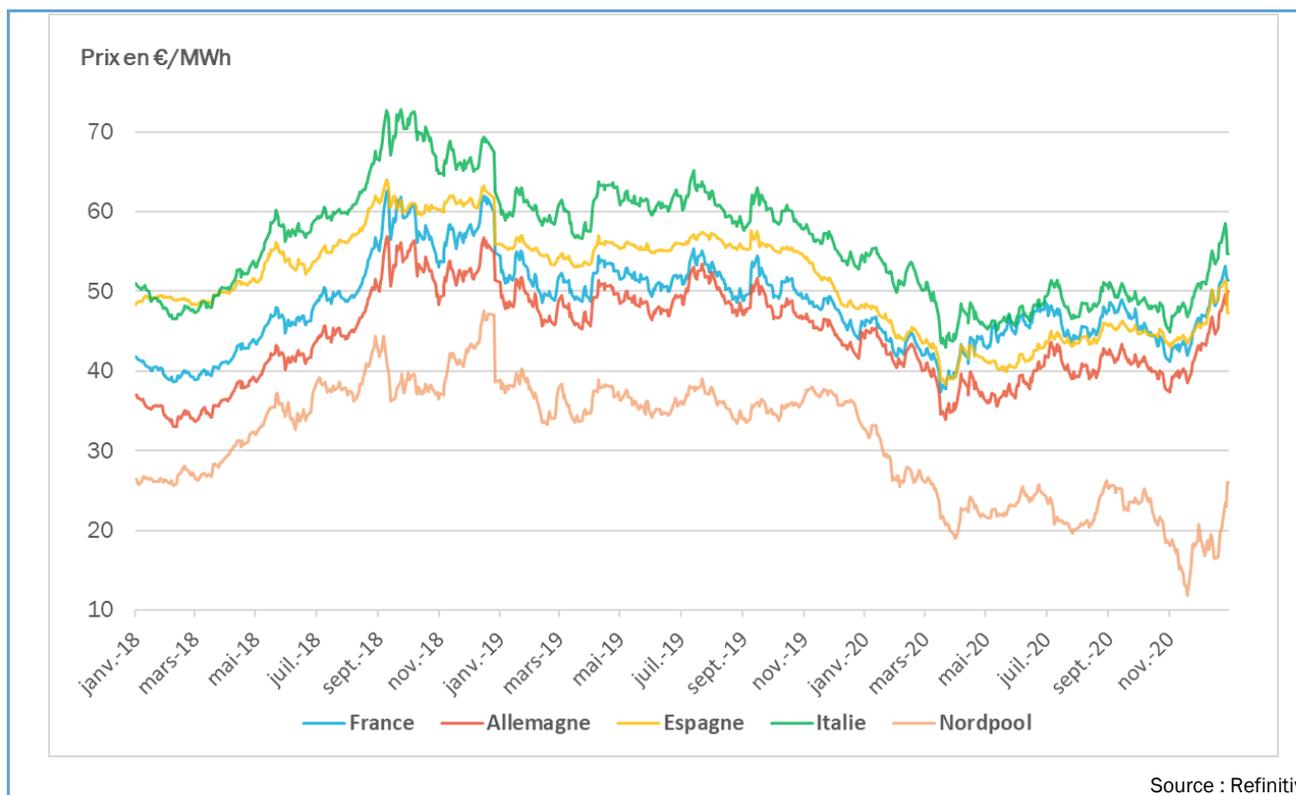
Les marchés à terme permettent d'échanger de l'électricité à l'avance sur des périodes de livraison données dans le futur. Ils regroupent des produits pour différents horizons de temps allant de quelques jours à plusieurs années en avance. Pour les produits à livraison financière, les prix de règlement 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 échanger les risques de variation des prix, par exemple, pour un producteur, pour « sécuriser » un volume et un prix avant la livraison, ou encore, pour un fournisseur, pour 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, eux aussi, été fortement affectés par la crise sanitaire. Au début de la crise, le ralentissement de l'économie mondiale et la baisse des prix des matières premières ont provoqué un recul généralisé des prix en Europe (Graphique 23).

Le produit calendaire français en Y+1 base⁷⁸ s'est négocié en 2020 en moyenne à 44,9 €/MWh soit une baisse de 11,6 % par rapport au prix moyen de 2019 (50,8 €/MWh). Le prix allemand s'est négocié en moyenne à 40,5 €/MWh en 2020, soit une baisse d'environ 16 % par rapport au prix de 2019 (48,1 €/MWh).

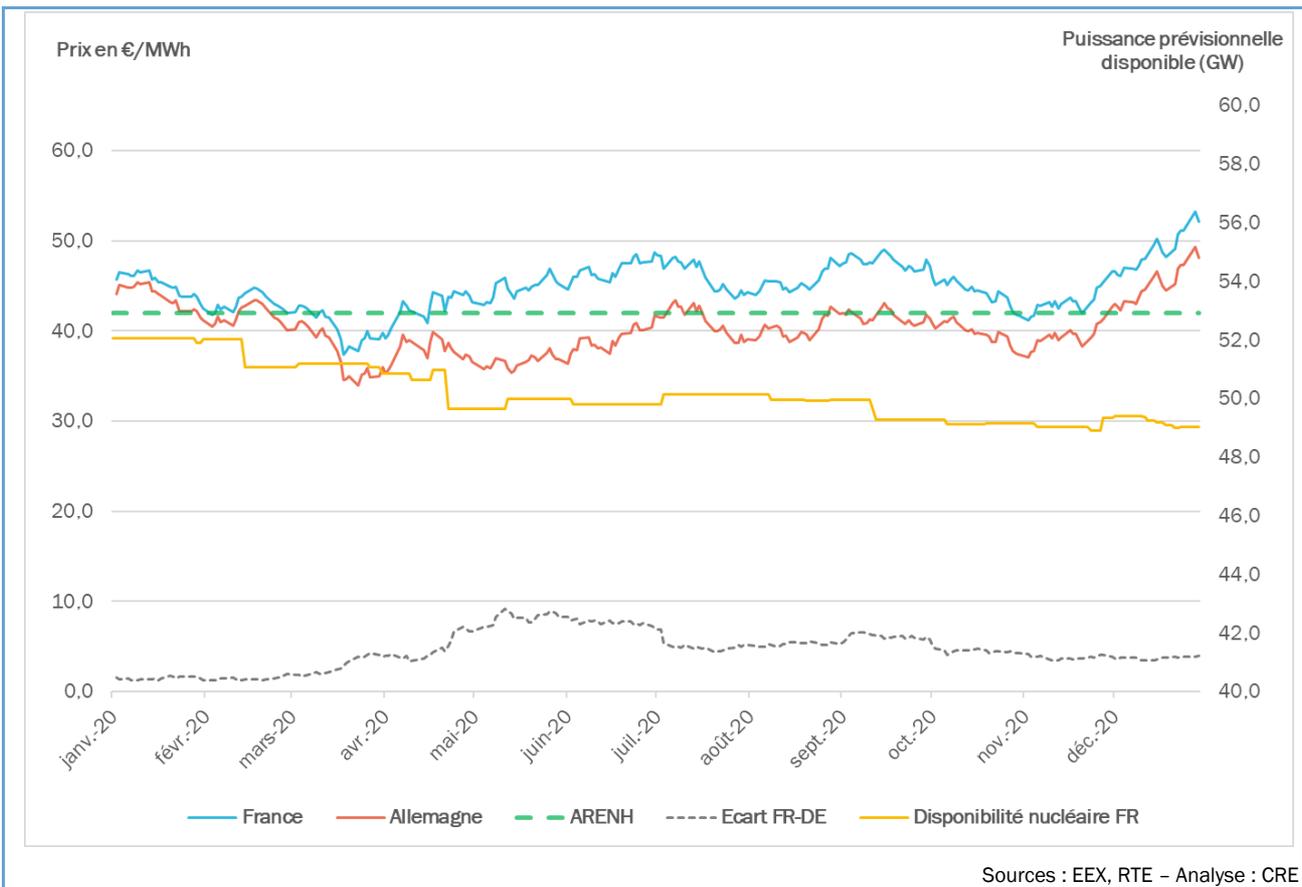
En France, le prix du produit annuel 2021, qui était de 45,7 €/MWh le 2 janvier 2020, chutait à 37,4 €/MWh le 18 mars. Les prix à terme sont ensuite repartis à la hausse en raison notamment d'inquiétudes sur la disponibilité, pour l'hiver 2020-2021, du parc nucléaire (voir section 3, § 1.2). Le 30 juin, le produit annuel 2021 atteignait 48,7 €/MWh. En juillet, les prévisions de disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver se sont améliorées, entraînant une baisse des prix à terme. Puis en octobre, la perspective d'un vaccin et d'une reprise économique ont conduit à un rebond des prix des matières premières (notamment du prix du CO₂, voir section 2, § 3), provoquant une nouvelle hausse des prix à terme. Ainsi, entre le 20 novembre et le 28 décembre, le produit annuel 2021 a augmenté de 27 %, passant de 42,0 €/MWh à 53,2 €/MWh.

Graphique 23 : Prix des produits Y+1 base en Europe



⁷⁸ Un indice particulièrement intéressant à analyser est le produit calendaire pour livraison à l'année suivante (noté Y+1 pour « Year + 1 »). Ainsi en 2020, le produit Y+1 correspond au contrat de livraison d'électricité pour tous les jours de l'année 2021.

Graphique 24 : Ecart des prix entre les produits calendaires Y+1 base français et allemand mis en perspective avec la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour la période

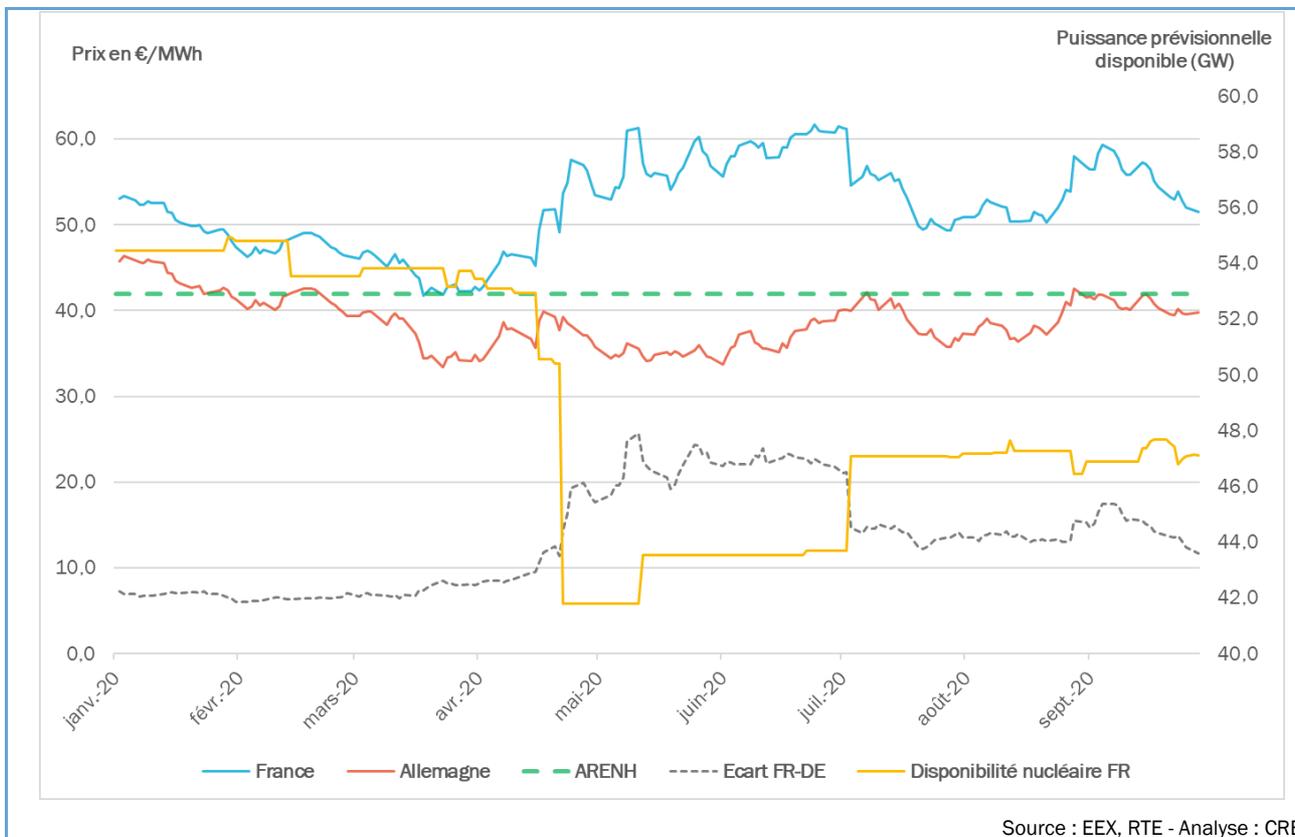


Le différentiel des prix du produit à terme Y+1 entre l'Allemagne et la France a augmenté avec une moyenne de 4,4 €/MWh en 2020, contre 2,7 €/MWh en moyenne en 2019 (Graphique 24). En effet, les prix français et allemand n'ont pas été touchés de la même manière par la crise sanitaire. A la différence du prix allemand, le prix français n'est pas sensible uniquement au prix des commodités (gaz, charbon, CO₂) mais également, dans une plus grande mesure, à la disponibilité prévisionnelle de son parc nucléaire pour l'année à venir.

Le 22 avril, la disponibilité prévisionnelle moyenne du parc nucléaire pour l'année 2021 est passée de 50,97 GW à 49,65 GW. Ainsi, entre le 21 et le 24 avril, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne s'est creusé de près de 33 % (passant de 4,45 à 6,66 €/MWh), alors que le prix allemand semblait suivre la tendance baissière du charbon et du CO₂ entre mi-avril et mi-mai. L'écart de prix est resté assez haut tout au long du mois de juin avant de se réduire le 3 juillet avec une légère amélioration des perspectives de production du parc nucléaire français pour l'hiver et notamment pour le début d'année 2021.

Bien que le produit Y+1 ait été notablement influencé par ces effets de la crise sanitaire, c'est le produit trimestriel de la fin d'année 2020 (T4 2020) qui a connu les variations les plus exceptionnelles.

Graphique 25 : Ecart des prix entre les produits trimestriels T4 2020 base français et allemand mis en perspective avec la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour la période



L'écart de prix entre la France et l'Allemagne pour le produit T4 2020 s'est considérablement creusé de mi-avril jusqu'au 3 juillet. Cet écart est directement lié aux publications d'EDF concernant la production nucléaire prévisionnelle :

- le **14 avril**, EDF annonce qu'un objectif de production "significativement inférieur" est en cours d'estimation,
- le **16 avril**, EDF révisé son objectif de production annuelle à 300 TWh au lieu de 375-390 TWh,
- le **22 avril**, EDF annonce des révisions d'indisponibilités (environ 47 messages d'indisponibilité), la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire pour le 4^{ème} trimestre 2020 décroît fortement passant de 50,4 à 41,8 GW (baisse de 17 %). L'écart de prix se creuse encore davantage passant de 11,42 à 14,39 €/MWh, soit une hausse de 26 %.
- le **24 avril**, EDF annonce des indisponibilités de plusieurs semaines,
- le **11 mai**, EDF modifie les indisponibilités d'environ 42 tranches nucléaires, pour les années 2020 à 2023. La disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire pour le T4 2020 remonte à 43,6 GW. L'écart monte à son plus haut niveau pour atteindre 25,67 €/MWh.
- le **3 juillet** : Les prévisions de disponibilité du parc nucléaire d'EDF s'améliorent finalement pour remonter de 43,7 à 47,1 GW, entraînant une réduction de près de 30,5 % de l'écart entre le prix français et allemand (qui repasse de 21,13 à 14,69 €/MWh).

Les annonces sur la disponibilité du parc nucléaire ont une influence majeure sur le prix de gros français, mais une influence beaucoup plus limitée sur le prix allemand. La bonne publication des informations privilégiées, et notamment le caractère précis et efficace des publications, et l'absence d'intervention sur les marchés avant publication, sont des donc des enjeux majeurs pour la surveillance des marchés de gros en 2020 et font l'objet d'analyses spécifiques.

Des écarts de prix entre les contrats physiques et financiers sont apparus sur le produit T4 2020 base.

Un acteur du marché ayant besoin d'une livraison physique⁷⁹ 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.

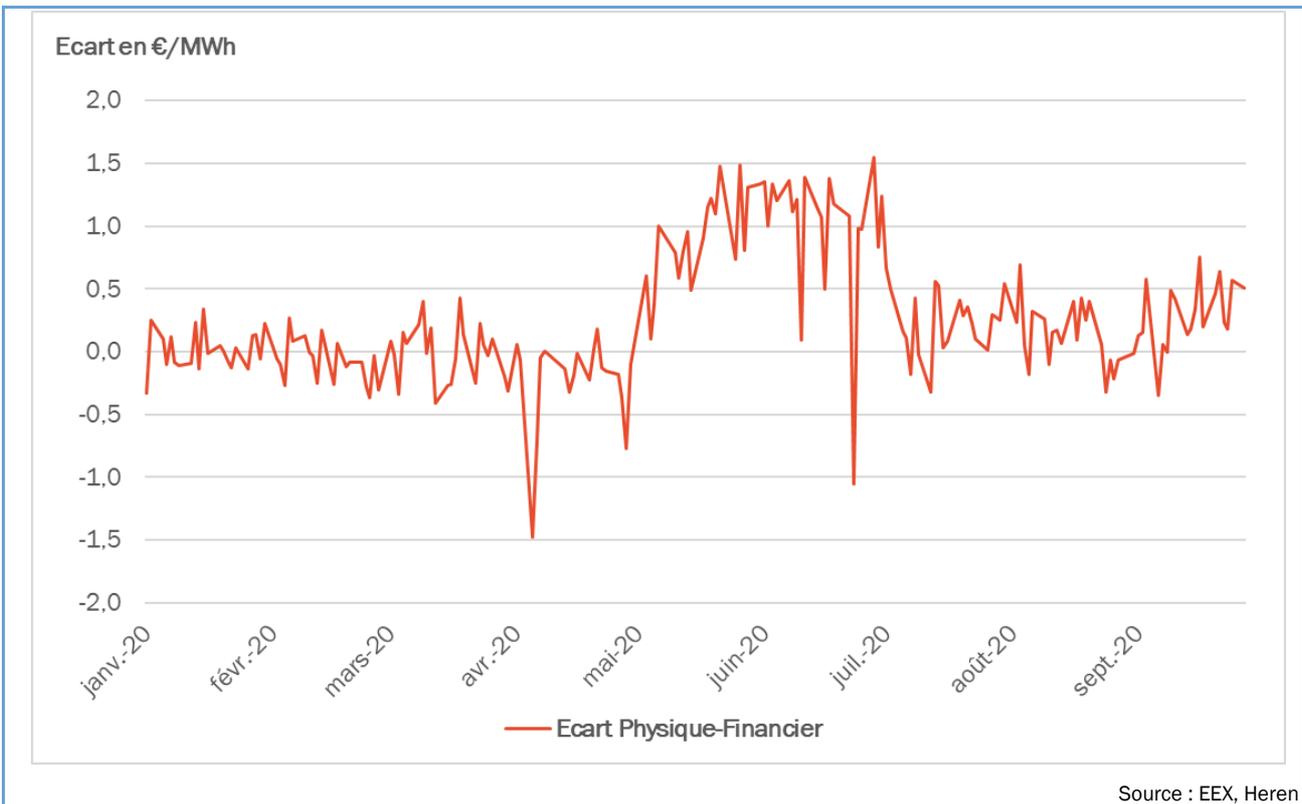
Néanmoins, en cas de tension extrême, tous les acheteurs peuvent ne pas être servis sur le marché *spot*, générant ainsi un déséquilibre ou « *curtailment* ». Dans ce cas théorique, le prix de l'enchère du marché *spot* atteint alors le plafond de 3 000 €/MWh.

Dans ce cas, les acteurs qui s'approvisionnent pour tout le volume via le marché *spot* en se couvrant avec des produits financiers peuvent se retrouver en déficit d'énergie, alors que les acteurs qui achètent des produits physiques à terme sont effectivement livrés (sauf défaut de leur contrepartie).

Les acteurs qui se couvrent avec des produits financiers sont donc potentiellement exposés au prix du marché intrajournalier puis au prix de règlement des écarts, qui peuvent atteindre 10 000 €/MWh, pour les volumes qui leur manquent, et ne sont couverts qu'à hauteur de 3 000 €/MW sur ces volumes.

Ainsi, lorsqu'une tension extrême est anticipée, les acteurs de marché peuvent donc avoir une préférence pour les produits à terme à livraison physique, du fait de la différence de plafond entre le marché journalier d'une part et le marché intrajournalier et le prix de règlement des écarts d'autre part. On observe alors une augmentation de prix des produits physiques par rapport aux produits financiers.

Graphique 26 : Ecart de prix entre les produits à terme à livraison physique (indice Heren) et à règlement financier (EEX) pour le produit T4 2020 base



A partir du début du mois de mai, les acteurs du marché ont commencé à craindre une situation très tendue pour l'hiver 2020, ce qui s'est traduit par une certaine divergence du prix physique par rapport au prix financier du produit T4 2020 base. Cet écart s'est creusé jusqu'à environ 1,5 €/MWh du 22 mai au 29 juin avant de finalement se résorber à partir du 3 juillet avec l'amélioration de la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire pour l'hiver.

⁷⁹ 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 RE 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.

L'écart entre les prix des produits à livraison physique et des produits réglés financièrement résulte selon toute vraisemblance d'un comportement économiquement rationnel des acteurs du marché au regard de l'existence de plafonds de prix différents pour les enchères journalières d'une part et le marché intrajournalier et le prix de règlement des écarts d'autre part, qui induisent des risques différents sur ces deux types de produits lorsque des situations de grande tension sont anticipées.

Il s'agit néanmoins d'une situation qui doit rester exceptionnelle et qui appelle des analyses supplémentaires.

Graphique 27 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1



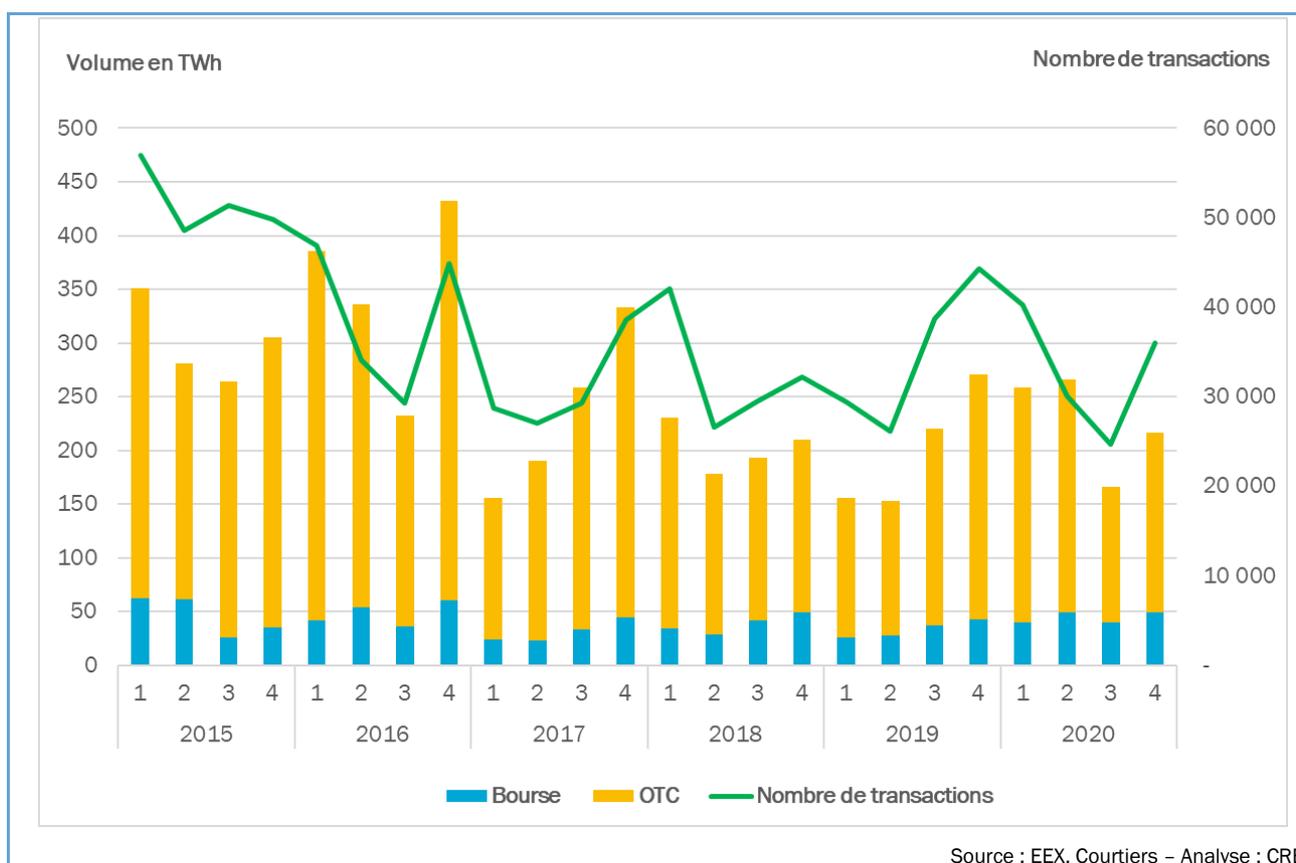
Afin de mettre en perspective les prix de l'année 2020, un historique des prix des produits calendaires français et allemand base en maturité Y+1 depuis fin 2011 est présenté sur le Graphique 27. Le prix moyen de l'électricité sur la période 2012-2020 est d'environ 43,4 €/MWh (44,9 €/MWh en 2020) avec un maximum sur la période de 62,6 €/MWh atteint en 2018 (53,2 €/MWh en 2020) et un minimum de 25,5 €/MWh atteint en 2016 (37,4 €/MWh en 2020). L'année 2016 a été marquée par des prix bas (en moyenne 33,4 €/MWh), qui contrastent avec les niveaux de prix plus anciens ou récents. Les prix à terme en 2020, année pourtant marquée par des conditions de marché exceptionnelles, restent donc cependant dans les bornes de variations historiques connues ces dernières années.

3. ÉVOLUTION DES VOLUMES ÉCHANGES SUR LE MARCHÉ DE GROS

Les volumes échangés sur les marchés de gros sont en hausse de 13 % par rapport à 2019. Au total ce sont près de 1045 TWh qui se sont échangés en 2020 sur tous les différents marchés et pour les différentes maturités (contre 922 TWh en 2019).

Sur les marchés à terme, les volumes sont en hausse avec un total d'environ 906 TWh échangés en 2020. Les volumes échangés sur la bourse du marché à terme sont en hausse de 34 % et atteignent 178 TWh (133 TWh en 2019). Les volumes échangés sur le marché à terme intermédiaire, qui reste la place privilégiée des échanges à terme, sont également en hausse d'environ 10 % avec un total de 729 TWh échangés (665 TWh en 2019) (Graphique 28). En revanche, le nombre de transactions réalisé sur les marchés à terme est en baisse d'environ 5 %. Cette diminution du nombre de transactions dans un contexte de volumes échangés plus importants traduit soit des volumes unitaires de transactions plus élevés, soit un changement dans les produits échangés, avec une préférence pour des produits à maturité plus longue (Graphique 29).

Graphique 28 : Volumes échangés sur la bourse et les courtiers des marchés à terme



La typologie des produits échangés sur les marchés à terme a évolué par rapport à 2019 (Graphique 29).

La proportion des produits **annuels** par rapport aux autres produits échangés sur les marchés à terme n'a pas évolué et reste autour de 35 %, comme en 2019.

En revanche, la quantité des produits **trimestriels** a augmenté de + 25 % par rapport à 2019, atteignant ainsi une part de 33 %. Cette hausse vient au détriment des produits mensuels et hebdomadaires qui ont été proportionnellement moins échangés. En effet, la proportion des produits mensuels baisse à 24 %, soit de 5 % de moins qu'en 2019, malgré une hausse en volume de 8,6 % (214 TWh contre 197 TWh). Les produits **hebdomadaires** ne représentent en 2020 que 6 % des produits échangés, en baisse de 40 % par rapport à 2019.

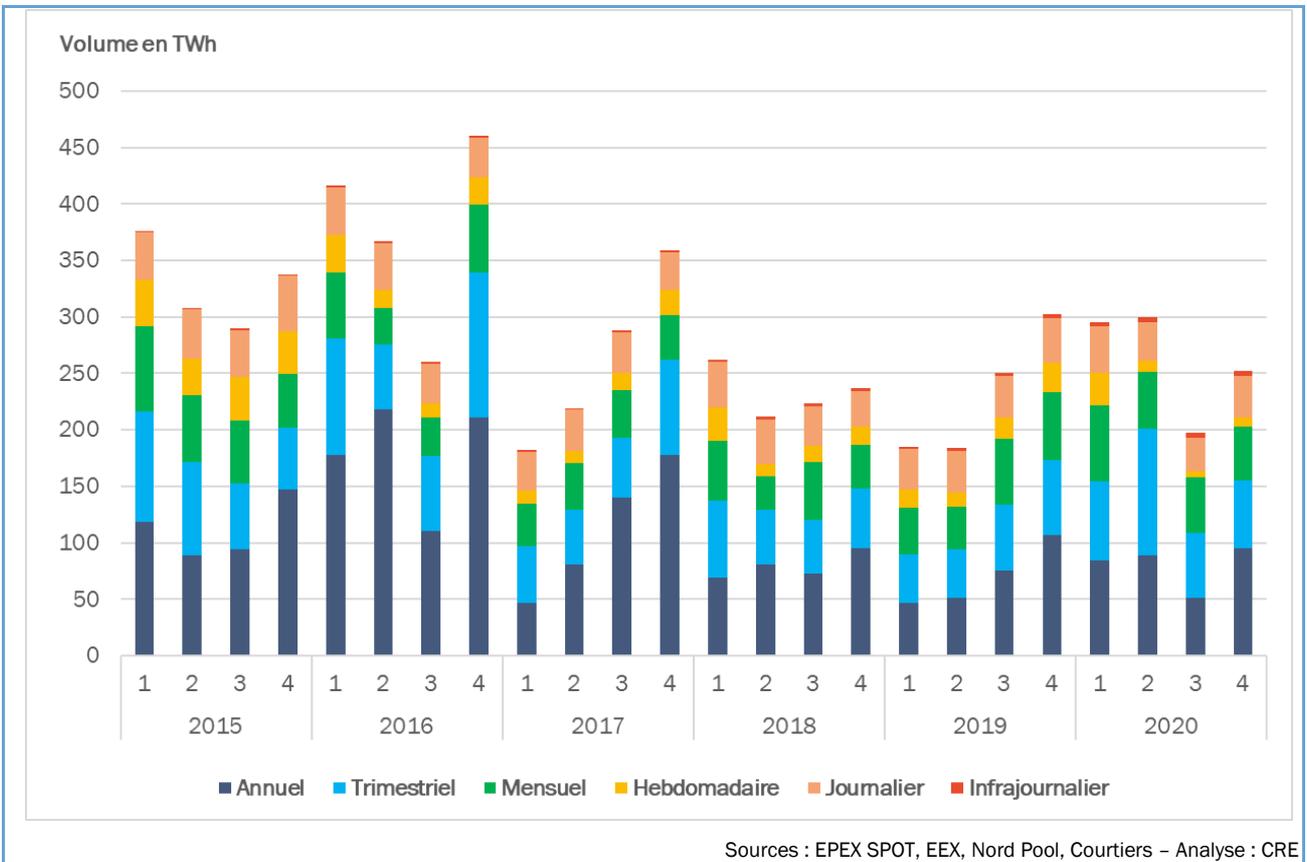
En conséquence, le nombre de transactions plus réduit pour un volume d'échange plus important observé sur les marchés à terme peut en partie s'expliquer par la hausse des volumes d'échange sur les produits trimestriels en 2020 au détriment des produits mensuels, hebdomadaires ou journaliers.

Les produits horaires échangés sur les marchés *spot* sont en hausse de 8 % en 2020 par rapport à 2019 avec 122 TWh échangés.

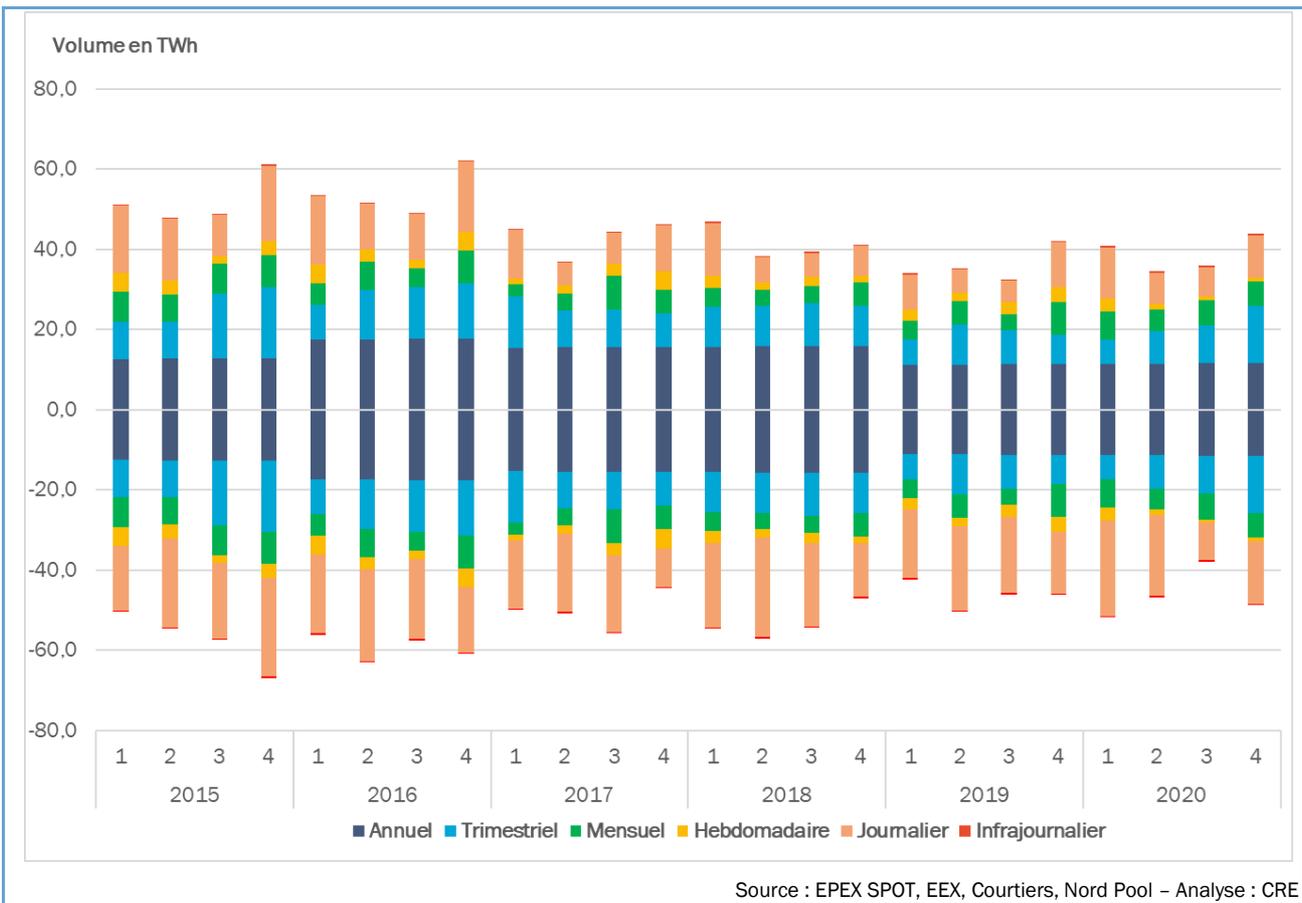
Enfin, les échanges sur le marché infrajournalier ont connu une forte hausse de 45 %, même si leur volume reste faible (environ 17 TWh). Le développement du couplage unique infrajournalier favorise les échanges et contribue à

l'augmentation de la liquidité sur le marché intrajournalier français, et a permis par ailleurs l'arrivée de la bourse Nord Pool en France en 2018 avec l'entrée en vigueur des accords « multi NEMOs » permettant à plusieurs opérateurs de marché (*nominated electricity market operators* – NEMO) d'opérer dans la même zone de marché.

Graphique 29 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité



Graphique 30 : Somme des positions nettes physiques par acteur, par période de livraison et par maturité de produit



Le Graphique 30 présente la somme des positions nettes physiques livrées en France par les acteurs sur les marchés de gros par périodes de livraison et par maturité de produit.

Il peut être constaté que la somme des positions nettes est significativement inférieure aux volumes bruts des transactions (Graphique 29), ce qui s'explique principalement par les achats et ventes successifs d'un même produit par un même acteur au cours de la durée de cotation du produit⁸⁰. Cet effet est ainsi particulièrement important pour les produits dont la période de cotation est longue (produits à terme), et peut refléter le niveau de liquidité des marchés. Par ailleurs, on remarque qu'aux échéances journalière et infrajournalière, la somme des positions de vente est supérieure à la somme des positions d'achat : cela reflète le solde globalement exportateur du marché spot en France au travers du couplage des marchés.

⁸⁰ Pour les enchères journalières, les acteurs de marchés peuvent également avoir des positions de signes opposés avec différents portefeuilles, qui sont reflétés dans les volumes de transaction, mais pas dans les positions nettes.



4. LES MARCHES DE L'ÉQUILIBRAGE ET LEUR SURVEILLANCE PAR LA CRE

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'équilibrage⁸¹ 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, RTE dispose de différents types de réserves qui peuvent être mobilisées : 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 leurs soutirages 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.

4.1.1. La réserve primaire

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 menés conjointement par les GRT de 8 pays (Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, France, Pays-Bas, Slovaquie et Suisse)⁸².

Seule la capacité de réserve primaire fait l'objet d'un mécanisme de marché. Du fait du mode d'activation de cette réserve (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 un signal unique envoyé à l'ensemble des participants, sans mise en concurrence des activations.

La capacité de réserve secondaire totale est répartie par RTE entre les producteurs au prorata des capacités constructives réglementaires de leurs centrales, et rémunérée à un prix administré d'environ 20 €/MW.h. 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.

La contractualisation et l'activation de la capacité vont évoluer et faire l'objet de deux mécanismes de marché distincts. La capacité sera contractualisée auprès des acteurs français au travers d'un appel d'offres quotidien, la veille pour le lendemain, dès le 4^{ème} trimestre 2021. L'activation se fera selon la préséance économique à compter du 1^{er} trimestre 2022, et 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 et au niveau européen au travers de la plateforme européenne d'aFRR (pour « *automatic Frequency Restoration Reserve* »), qui prendra 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.

⁸¹ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

⁸² Les GRT du Danemark et de la Slovaquie ont rejoint la coopération en janvier 2021.

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. Les participants, dits « acteurs d'ajustement », proposent à RTE des offres, issues de moyens contractualisés ou non. Ces 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.

RTE contractualise une partie de la réserve tertiaire au travers d'appels d'offres annuels (et partiellement journaliers depuis le 1^{er} juin 2021), afin de disposer de réserves ayant des caractéristiques techniques particulières, appelées réserves rapide et complémentaire. 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. RTE appelle sur le mécanisme d'ajustement des offres proposées par les acteurs d'ajustement, producteurs, consommateurs ou acteurs ou gestionnaires de réseau situés à l'étranger, au travers des interconnexions.

Depuis le 2 décembre 2020, RTE utilise la plateforme d'échange de RR (pour « *Replacement Reserve* » – équivalent de la réserve complémentaire), qui lui permet d'échanger avec d'autres GRT européens des offres d'énergie de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. RTE utilise la plateforme pour l'équilibrage du système français seulement une partie du temps, mais a pour objectif de l'utiliser en continu à partir de fin 2021.

Ultérieurement, RTE pourra rejoindre la plateforme de mFRR (pour « *manual Frequency Restoration Reserve* », correspondant à la réserve rapide) à partir de sa mise en œuvre en 2022, pour échanger des offres d'énergie de réserve rapide. RTE n'a pas à ce jour de projet de coopération pour la contractualisation commune de ces réserves.

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.

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 intrajournalier 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 2020

4.2.1. Vue d'ensemble

Le Tableau 9 ci-après présente le bilan des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que des énergies d'équilibrage activées.

Tableau 9 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE et énergies d'équilibrage activées

Année 2020	Contractualisation			Activations			
	Réserve	Sens	MW (moy)	M€	A la hausse GWh	M€	A la baisse GWh
Primaire (FCR)	Hausse et baisse	516	16,8	524	46,0	540	-44,0
Secondaire (aFRR)	Hausse et baisse	603	103,4	1145		1145	
Rapide (mFRR)	Hausse	1508	8,2	1816	286,2	1385	-65,1
Complémentaire (RR)				2725		2387	
Total		2627	128,4	6210	332,1	5458	-109,1

La réserve secondaire est contractualisée sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé et constitue la contractualisation de réserves la plus coûteuse (104 M€), du fait notamment d'une baisse importante ces dernières années des prix des autres réserves, contractualisées par appels d'offres. Ces coûts de contractualisation sont couverts par les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (ci-après « TURPE »).

Les activations des moyens d'équilibrage ont représenté en 2020 un coût net particulièrement élevé, de 223 M€ (110 M€ en 2019). Cette hausse importante des coûts s'explique d'une part par les prix très bas en 2020 des offres à la baisse sur le mécanisme d'ajustement, et d'autre part par des volumes et des coûts importants d'appels sur le mécanisme d'ajustement pour reconstitution de services système.

La faiblesse des prix d'offres à la baisse représente un coût pour le système car dans le cas général des activations à la baisse, l'acteur d'ajustement « rembourse » à RTE son coût variable économisé du fait de l'activation, l'énergie restant valorisée par l'acteur sur le marché. Pendant la crise sanitaire, la production était surabondante ce qui a engendré des prix très bas pour les offres à la baisse.

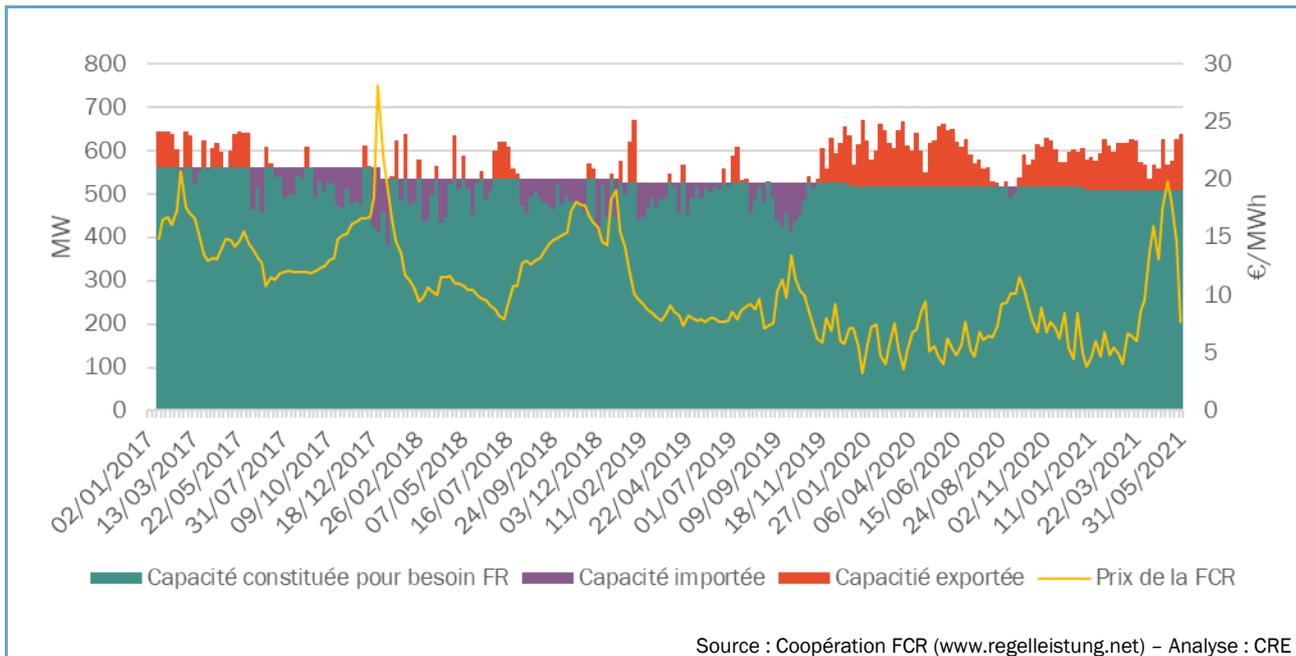
La valorisation nette des énergies activées de réserve primaire et secondaire est par ailleurs faible, car les activations sont en moyenne centrées sur zéro. Les coûts d'activation sont à la charge des responsables d'équilibre et sont payés au travers du règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant les activations pour des motifs hors équilibrage qui sont supportés par le TURPE.

4.2.2. La coopération « FCR » pour la réserve primaire

Après le passage en 2019 à des enchères journalières et au règlement des offres au prix marginal de l'enchère, l'appel d'offres a à nouveau évolué au 1^{er} juillet 2020. Les produits contractualisés pour des périodes de livraison journalières ont été remplacés par des produits contractualisés pour des plages de quatre heures. Les six produits sont dorénavant contractualisés au travers de l'appel d'offres quotidien mené à 8h chaque jour pour la journée du lendemain.

Le Graphique 31 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.

Graphique 31 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne hebdomadaire)



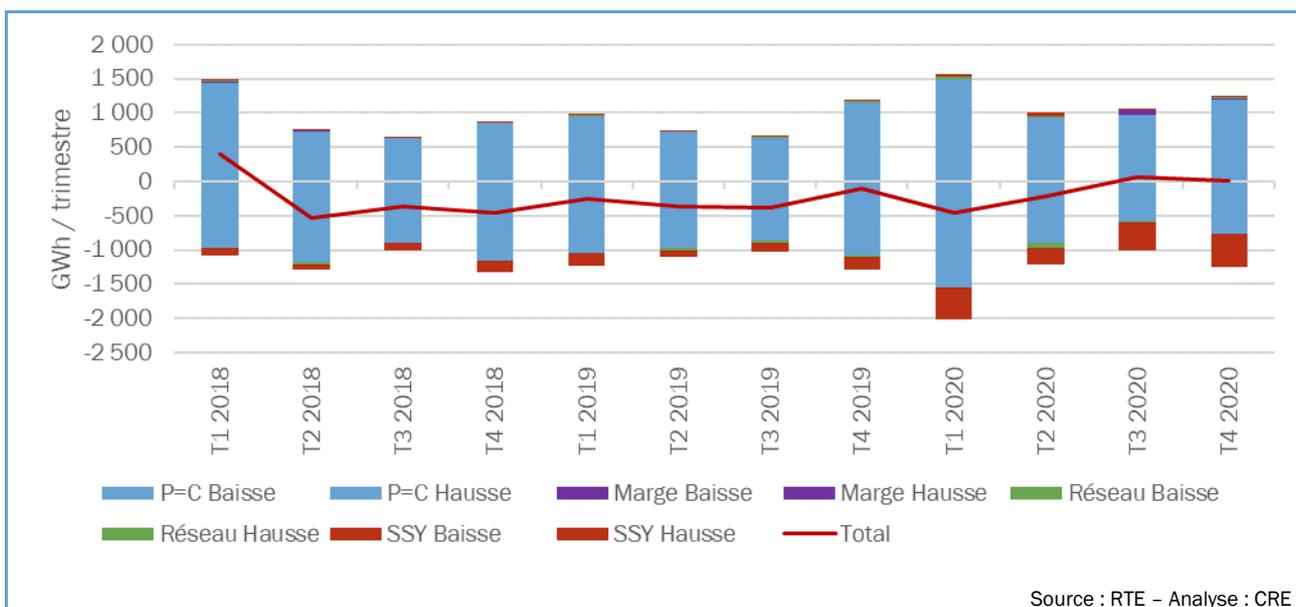
Depuis l’accession de RTE en 2017, on constate une baisse tendancielle des prix de la réserve primaire. Le passage au prix marginal et l’augmentation du nombre de produits a donné lieu à une variabilité plus importante du prix de la FCR, qui poursuit une tendance à la baisse, avec cependant un pic au premier semestre 2021.

L’augmentation du nombre de produits et le rapprochement de l’enchère du temps réel n’ont donné lieu à aucun dysfonctionnement de ce marché en 2020.

4.2.3. Le mécanisme d’ajustement

Le Graphique 32 présente les volumes d’énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE en 2019 pour les différents motifs.

Graphique 32 : Volumes mensuels d’activation par motif et volume net

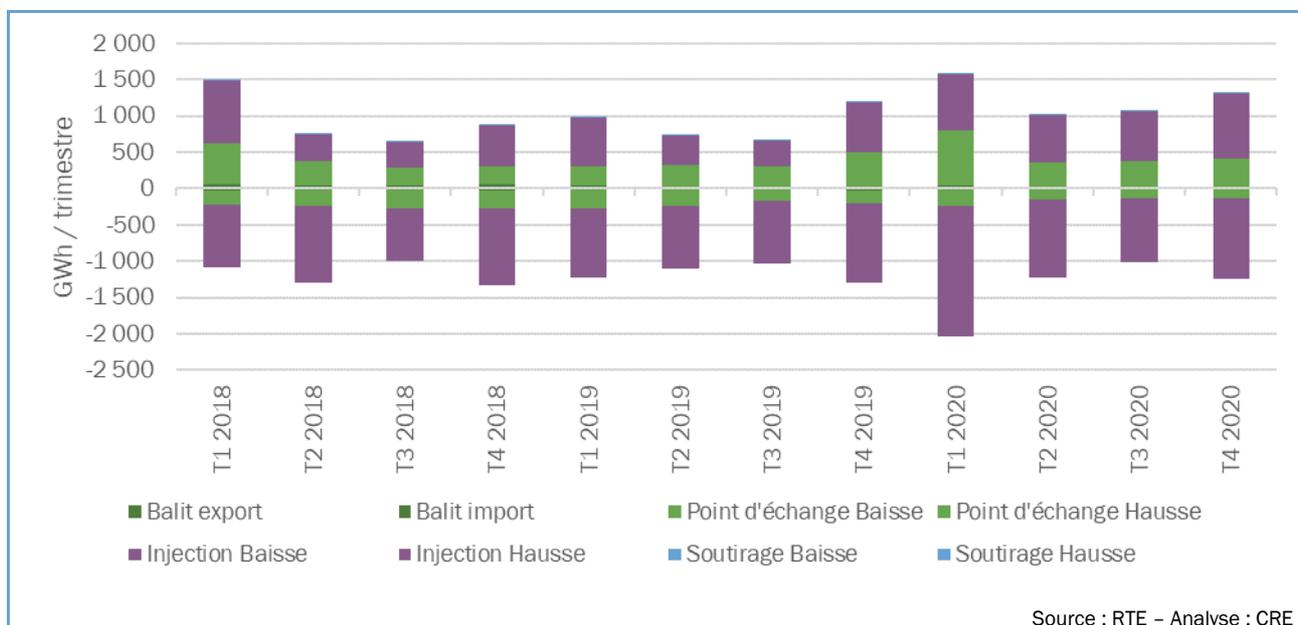


Les activations pour gérer l’équilibre du système (motif « P=C ») représentent la majorité des activations. La reconstitution des services système (« SSY ») représente aussi un certain volume, principalement à la baisse et plus élevé en 2020 que par le passé. Les activations pour causes congestions (« RSO ») et marges (« MAR ») représentent des

volumes très faibles. Les volumes nets activés sont en moyenne négatifs, ce qui indique une tendance des responsables d'équilibre à livrer un excès d'énergie.

Le Graphique 33 présente les volumes moyens des ajustements par type d'entité et par sens d'activation.

Graphique 33 : Volumes d'ajustements par type d'entité



On constate une large prépondérance des entités d'ajustement de type injection (groupes de production), mais aussi un rôle important des entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange »), en particulier pour les ajustements à la hausse.

4.3. La surveillance du mécanisme d'ajustement 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 a donc renforcé en 2020 son activité de surveillance des marchés d'équilibrage en analysant notamment le mécanisme d'ajustement (MA) de RTE. A ce titre, la CRE tient à attirer l'attention des acteurs du marché qui opèrent des entités d'ajustement de type point d'échange à la frontière franco-suisse ou franco-allemande et proposent les offres d'ajustement, à la hausse comme à la baisse, à RTE, sur le fait 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, l'ACER attire également l'attention des acteurs du marché sur le fait que les marchés d'équilibrage sont considérés comme les marchés d'échange de produits énergétiques de gros et que les actions des acteurs sur ces marchés sont donc soumises à des obligations et interdictions définies dans le règlement REMIT. Notamment, l'ACER a communiqué⁸³ sur les exemples des pratiques qui peuvent, dans certaines circonstances, être considérées comme abusives au sens du REMIT.

⁸³ 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 ET SA SURVEILLANCE PAR LA CRE

Par sa décision du 8 novembre 2016, faisant suite à un an d'enquête, la Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français⁸⁴. La mise en œuvre pratique du mécanisme a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017.

5.1. La baisse de disponibilité du nucléaire en raison de la crise sanitaire a fortement altéré les fondamentaux du marché de capacité

5.1.1. Le prix de la capacité reflète la tension sur la sécurité d'approvisionnement

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.

En application de l'article L. 335-2 du code de l'énergie, « *les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel mentionné à l'article L. 141-1.* ». Le mécanisme de capacité doit donc envoyer des signaux économiques pertinents aux acteurs afin de les inciter à investir dans des moyens de production, d'effacement ou de maîtrise de la consommation permettant d'atteindre l'objectif fixé par les pouvoirs publics.

Le critère de défaillance du système électrique est fixé par l'article D. 141-12-6 du code de l'énergie à une durée de défaillance annuelle de 3 heures en espérance. Le mécanisme de capacité est paramétré de telle sorte que l'obligation cumulée de tous les acteurs est cohérente avec un dimensionnement de parc permettant de respecter ce critère.

Dans une situation où l'offre serait substantiellement inférieure à la demande, le prix de la capacité devrait augmenter jusqu'au coût du moyen le moins onéreux permettant de respecter le critère afin de permettre son développement. 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 capacitair 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* ».

Le prix plafond pour 2021 et 2022 a été fixé par délibération de la CRE du 18 décembre 2019 à 60 000 €/MW. Les acteurs qui ne sont pas en mesure de s'approvisionner en capacité lorsque le système est déséquilibré de plus de 2 GW sont pénalisés par RTE à hauteur du plafond de prix. Le prix plafond pour 2020 était également fixé à 60 000 €/MW. Le bilan de l'année 2020 n'est pas encore connu⁸⁵ à ce stade, mais dans l'éventualité d'un déséquilibre supérieur à 2 GW, une pénalité conséquente pourrait alors être demandée aux producteurs au titre des écarts sur la capacité certifiée indisponible, et être versée à RTE en 2023. Le montant de cette pénalité serait le cas échéant restitué aux utilisateurs des réseaux au travers de l'évolution du TURPE.

⁸⁴ 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).

⁸⁵ Le déséquilibre est connu en AL+3 lorsque l'obligation exacte de tous les acteurs est connue

En pratique, en l'absence de développement de nouvelles capacités⁸⁶, une situation de grande tension sur le mécanisme peut en principe avoir deux conséquences :

- une pénalisation des acteurs obligés en déséquilibre au prix plafond de **60 000 €/MW/an**. Le prix de règlement des écarts devrait se propager au marché⁸⁷ ;
- le critère de sécurité d'approvisionnement du système ne sera pas respecté. La probabilité d'observer un délestage tournant en France pendant les périodes de tension sera augmentée.

5.1.2. La crise sanitaire a eu pour conséquence une forte augmentation des prix de la capacité

Le confinement de la population française mis en place pour lutter contre l'épidémie de COVID-19 a conduit à une disponibilité réduite des ressources nécessaires à la réalisation des activités de maintenance des arrêts programmés sur le parc nucléaire et a altéré la capacité à réaliser normalement les opérations programmées (voir notamment section 3, § 1.2). La limitation des déplacements du personnel de la société EDF et de ses prestataires ainsi que les mesures sanitaires appliquées ont eu des impacts directs sur la dynamique de réalisation des activités sur les installations nucléaires pendant les arrêts de tranches. Les retards pris dans la réalisation des travaux ont donc mené à un allongement de la durée des arrêts.

Sur la base de ce constat, EDF a procédé le 5 mai 2020 à une réévaluation de l'estimation du volume de garanties de capacité mises à disposition sur le marché de capacité pour les années de livraison 2020, 2021 et 2022. Ce volume correspondait, à date, à l'estimation de la disponibilité des moyens de production telle que vue par EDF et a été rendu publique sur le site de RTE. Il s'agit d'une information importante pour les acteurs du mécanisme de capacité qui permet notamment d'estimer le prix de la capacité.

Cette réévaluation de l'estimation du niveau de capacité certifiée, cumulée avec les précédentes réévaluations intervenues depuis le début du confinement (17 mars 2020), a été d'une ampleur conséquente, au regard notamment de la situation préalablement tendue du mécanisme avant prise en compte des effets de la crise sanitaire.

Tableau 10 : Evolution de l'équilibre offre-demande prévisionnel du mécanisme de capacité

	Marges potentielles ⁸⁸ avant la crise COVID-19	Réévaluation du NCC "évo- lué" entre le 17 mars 2020 et le 05 mai 2020	Marges potentielles au 16 mai 2020
Année de livraison 2020	2,5 GW	-8,5 GW	-6 GW
Année de livraison 2021	2,3 GW	-4,8 GW	-2,5 GW
Année de livraison 2022	[2,4 GW ; 1,6 GW]	-3,0 GW	[-1,4 GW ; - 0,6 GW]

La ministre de la Transition écologique et solidaire et RTE ont communiqué le 11 juin 2020 sur une estimation de l'équilibre offre-demande sur le mécanisme de capacité pour l'hiver 2020/2021, reflet de la tension sur la sécurité d'approvisionnement en France. L'évaluation du mois de juin faisait apparaître un très fort déficit de capacité pour l'année de livraison 2020 et une potentielle pénurie pour 2021. Ce calcul ne prenait toutefois pas en compte les effets de la crise sanitaire sur la demande en électricité ainsi que l'optimisation possible des maintenances du parc nucléaire pour passer l'hiver.

RTE a intégré les éléments manquants dans ses simulations et a communiqué de nouveau sur l'équilibre prévisionnel en France le 18 septembre 2020. Cette nouvelle estimation montrait que l'effet de la crise sur la sécurité d'approvisionnement serait plus faible qu'initialement anticipé, en raison de l'effet conjugué d'une baisse de consommation et d'une hausse de la disponibilité des capacités. L'année de livraison 2020 reste cependant tendue et le critère de sécurité d'approvisionnement ne semblait pas garanti pour les mois de novembre et décembre.

⁸⁶ Un intérêt pour le développement de nouvelles capacités d'effacement pourrait apparaître en réaction au signal prix.

⁸⁷ Les acteurs obligés se couvrent généralement en amont de l'année de livraison. Une tension qui apparaîtrait en cours d'année de livraison toucherait donc uniquement les acteurs obligés qui ne sont pas suffisamment couverts et les producteurs en déséquilibre.

⁸⁸ Vues du registre et selon le scénario de demande centrale. Une certification d'environ 2,5 GW d'effacement est considérée pour 2021.

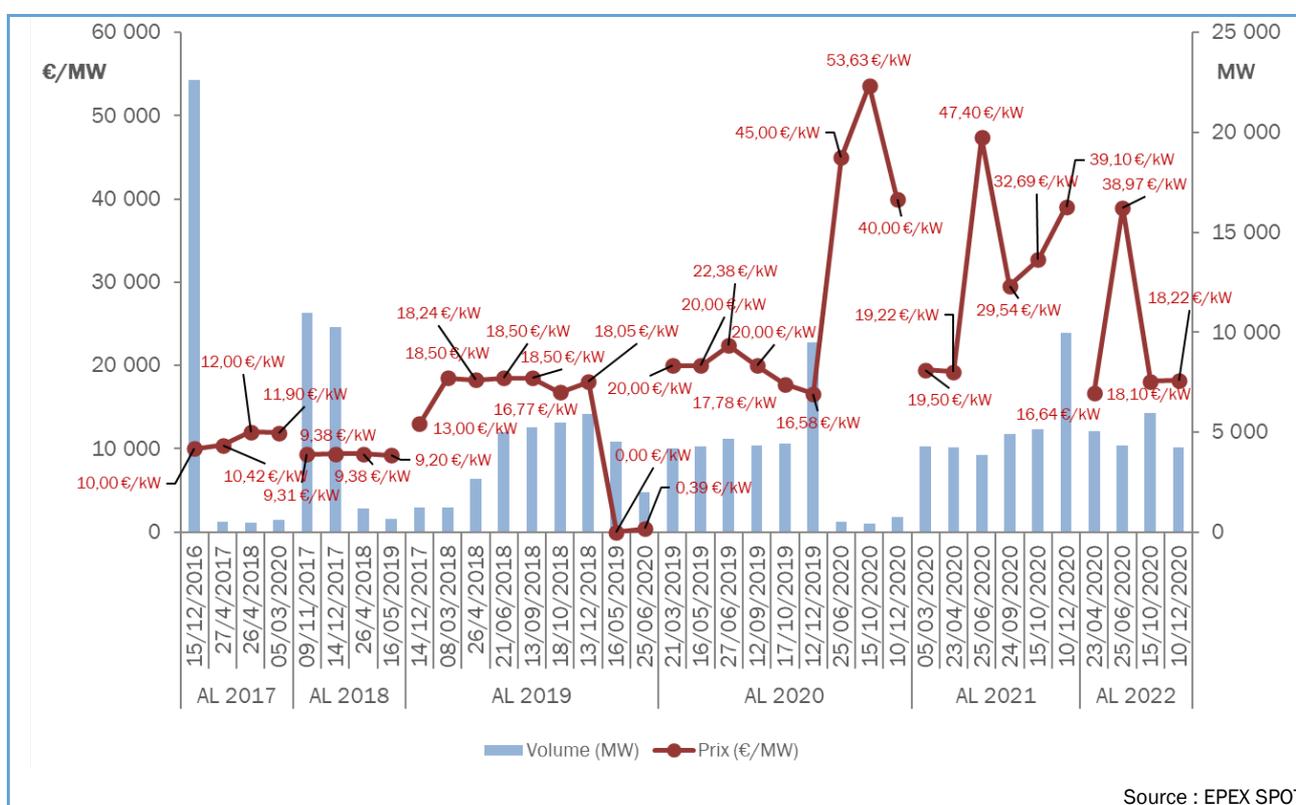
Tableau 11 : Evolution de l'équilibre prévisionnel du mécanisme de capacité entre juin et septembre 2020

	Marges évaluées le 11 juin 2020	Marges évaluées le 18 septembre 2020
Année de livraison 2020	- 7,7 GW	-3,7 GW
Année de livraison 2021	- 1,8 GW	+ 2,2 GW

Ces différentes variations d'offre et de demande prévisionnelles ont eu un impact très fort sur les prix de la capacité, en particulier pour les années de livraison (AL) 2020 et 2021. L'enchère du 25 juin 2020, alors que la mise à jour de la demande par RTE n'avait pas encore été réalisée, a fixé les prix les plus hauts jamais observés : près de 48 000 €/MW pour AL 2021 et 54 000 €/MW pour AL 2020.

EDF a publié le 2 juillet 2020, soit quelques jours après cette enchère, une révision significative à la hausse de la disponibilité de son parc nucléaire pour l'hiver 2020/2021. Les prix se sont par la suite légèrement relaxés en conséquence des annonces plus optimistes de RTE sur la sécurité d'approvisionnement.

Graphique 34 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT

5.1.3. Sur proposition de RTE, les règles ont été assouplies afin de renforcer les signaux envoyés par le mécanisme de capacité

Au regard des enjeux sur la sécurité d'approvisionnement pour le prochain hiver, RTE a souhaité renforcer les signaux envoyés par le mécanisme de capacité et a proposé, à titre exceptionnel, d'adapter certaines modalités des règles du mécanisme de capacité afin d'assouplir certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité pendant la période de tension 2020-2021.

Ces modifications des règles du mécanisme de capacité ont fait l'objet d'une délibération de la Commission de régulation de l'énergie en date du 10 septembre 2020⁸⁹.

La proposition de RTE s'articulait autour de trois modifications des règles du mécanisme de capacité ayant pour objectif d'inciter les exploitants de capacités de production et d'effacement à maximiser leur disponibilité pour

⁸⁹ Délibération n° 2020-222 du 10 septembre 2020 portant avis sur le projet de modification des règles du mécanisme de capacité proposé par RTE pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2020-2021



l'hiver 2020/2021 : suppression des frais de rééquilibrage à la hausse pour les années de livraison 2020 et 2021, suppression des frais pour certification tardive de nouveaux sites d'effacement en cours d'année pour 2020 et 2021 et simplification des modalités de partage des niveaux de capacité certifiés et effectifs en cas d'entrée/sortie d'un site de production du mécanisme d'obligation d'achat.

En parallèle, RTE a demandé à EPEX SPOT d'augmenter le nombre d'enchères portant sur l'année 2020.

Dans un souci de minimiser le coût du mécanisme pour le consommateur et d'assurer au mieux le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, la CRE a accueilli favorablement les propositions de RTE.

Toutefois, la CRE rappelle que cet assouplissement doit rester limité aux années de livraison 2020 et 2021. En effet, en l'état, il n'est pas envisageable de supprimer définitivement les frais de rééquilibrage à la hausse en raison de l'engagement des autorités françaises auprès de la Commission européenne de renforcer l'incitation des acteurs à s'équilibrer avant l'année de livraison.

En parallèle, la CRE a également recommandé à la ministre de la Transition écologique et solidaire de modifier la proposition de RTE en rehaussant la contribution de la frontière avec la Grande-Bretagne de 400 MW pour l'année de livraison 2021 pour prendre en compte la mise en service commerciale de l'interconnexion IFA2 (d'une capacité nominale de 1 GW) avant la fin de l'année 2020.

5.2. Des évolutions structurelles du mécanisme de capacité feront suite au retour d'expérience de RTE

RTE a organisé en 2020 un retour d'expérience ayant pour objectif d'évaluer le dispositif et d'alimenter les réflexions sur son architecture et ses modalités pratiques de mise en œuvre. Les travaux de RTE ont notamment porté sur :

- la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement ;
- l'articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route climat énergie ;
- le comportement des acteurs et incitations renvoyées par le mécanisme de capacité ;
- et le niveau de complexité au regard des enjeux de précision.

RTE a mené en mars 2020 une consultation de l'ensemble des acteurs sur leurs attentes pour le retour d'expérience et a présenté au fur et à mesure ses analyses lors de groupes de travail.

En raison de la crise sanitaire, le rapport complet ne sera publié qu'au courant de l'année 2021, mais plusieurs conclusions fortes ont déjà été exprimées par RTE sur l'apport du mécanisme en termes de sécurité d'approvisionnement et ses bénéfices économiques pour la collectivité, ainsi que le coût pour les consommateurs. Les problématiques soulevées par le retour d'expérience de RTE ont vocation à être traitées en 2 temps.

Tout d'abord, s'agissant des mesures correctives les plus simples à mettre en œuvre, RTE envisage de saisir les autorités d'un nouveau jeu de « règles v4 » au second semestre 2021.

Pour les modifications plus structurelles, la DGEC et RTE envisagent de mener des réflexions sur une nouvelle architecture du mécanisme pour une entrée en application en 2025. Ces changements structuraux pourraient demander des échanges avec les autorités européennes.

5.3. Bilan du mécanisme de capacité

Le prix des enchères de capacité tenues en 2020 a fortement augmenté pour toutes les années de livraison concernées. Le prix moyen pour l'année de livraison 2021, résultant des enchères, s'établit à 31 241 €/MW au lieu de 19 458 €/MW pour l'année 2020.

La CRE mène ainsi une analyse approfondie des conditions de formation des prix en 2020 afin de s'assurer qu'elles reflètent bien les fondamentaux du marché.

Par ailleurs, la CRE réitère les critiques formulées dans ses rapports de surveillance des marchés de gros en 2018 et en 2019, relatives à l'architecture actuelle du marché de capacité.

La CRE est également satisfaite que RTE ait, comme la CRE l'avait demandé, organisé un retour d'expérience permettant d'évaluer le dispositif et d'alimenter les réflexions sur ses nécessaires évolutions. Au regard des premiers documents rendus publics par RTE dans ce cadre, la CRE estime urgent de lancer une réflexion quant au fonctionnement de ce marché. A court terme, elle accentuera sa surveillance afin d'analyser dans le détail les conditions dans lesquelles les acteurs élaborent et remettent des offres.

6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'ÉLECTRICITÉ EN 2020

Malgré les conditions exceptionnelles de l'année 2020, les marchés de l'électricité ont continué à opérer sans dysfonctionnement. Les confinements des populations décidés pour endiguer l'épidémie, et en particulier le premier confinement en France, ont eu des effets importants sur la consommation d'électricité, atteignant jusqu'à 20 % de baisse par rapport à la normale. Les mesures de confinement ont fortement perturbé le programme de maintenance du parc de production nucléaire, avec des conséquences à court terme mais aussi à plus long terme, faisant apparaître des craintes sur la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021.

Les prix à court terme de l'électricité sont restés à des niveaux exceptionnellement bas au premier semestre, du fait de la baisse des consommations et de la faiblesse des prix des matières premières. Au deuxième trimestre, une certaine tension est apparue, les prix à court terme étant tirés à la hausse par une faible disponibilité du parc nucléaire et par la hausse généralisée des prix des matières premières en fin d'année. Les prix journaliers affichent en 2020 un meilleur taux de convergence avec les autres pays européens qu'en 2019, notamment du fait de la baisse de la consommation qui est susceptible de soulager les contraintes sur les interconnexions.

Les prix à terme de l'électricité ont montré une forte sensibilité aux annonces d'EDF concernant la disponibilité du parc de production, en particulier nucléaire. Ainsi, les perturbations « en cascade » des maintenances programmées sur le parc nucléaire ont conduit à des inquiétudes sur l'équilibre offre-demande à l'hiver 2020-2021, se traduisant par une hausse des prix à terme pour cette échéance. Une corrélation forte a notamment été constatée entre l'écart de prix entre la France et l'Allemagne et la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire en France annoncée par EDF.

A partir de l'été, l'amélioration de la disponibilité prévisionnelle pour l'hiver a apaisé les tensions. En fin d'année, la hausse généralisée des prix des matières premières et des quotas de CO₂ a contribué à une nouvelle hausse des prix à terme.

Les volumes échangés sur les marchés de l'électricité sont en hausse par rapport à 2019, traduisant une amélioration de la liquidité en 2020.

Les marchés de l'équilibrage ont connu en 2020 des évolutions importantes et de nouvelles évolutions sont attendues en 2021 et 2022, poursuivant l'extension des mécanismes de marché et de l'intégration européenne. Ces évolutions appellent une vigilance soutenue de la part de la CRE pour la surveillance de ces marchés.

Enfin, le prix des garanties de capacité a augmenté fortement en 2020. La CRE mène ainsi une analyse approfondie des conditions de formation des prix en 2020 afin de s'assurer qu'elles reflètent bien les fondamentaux du marché. Les défauts de conception de ce marché en rendent cependant la surveillance difficile, et la CRE réitère donc les critiques formulées dans ses rapports de surveillance des marchés de gros en 2018 et en 2019, relatives à l'architecture actuelle du marché de capacité.

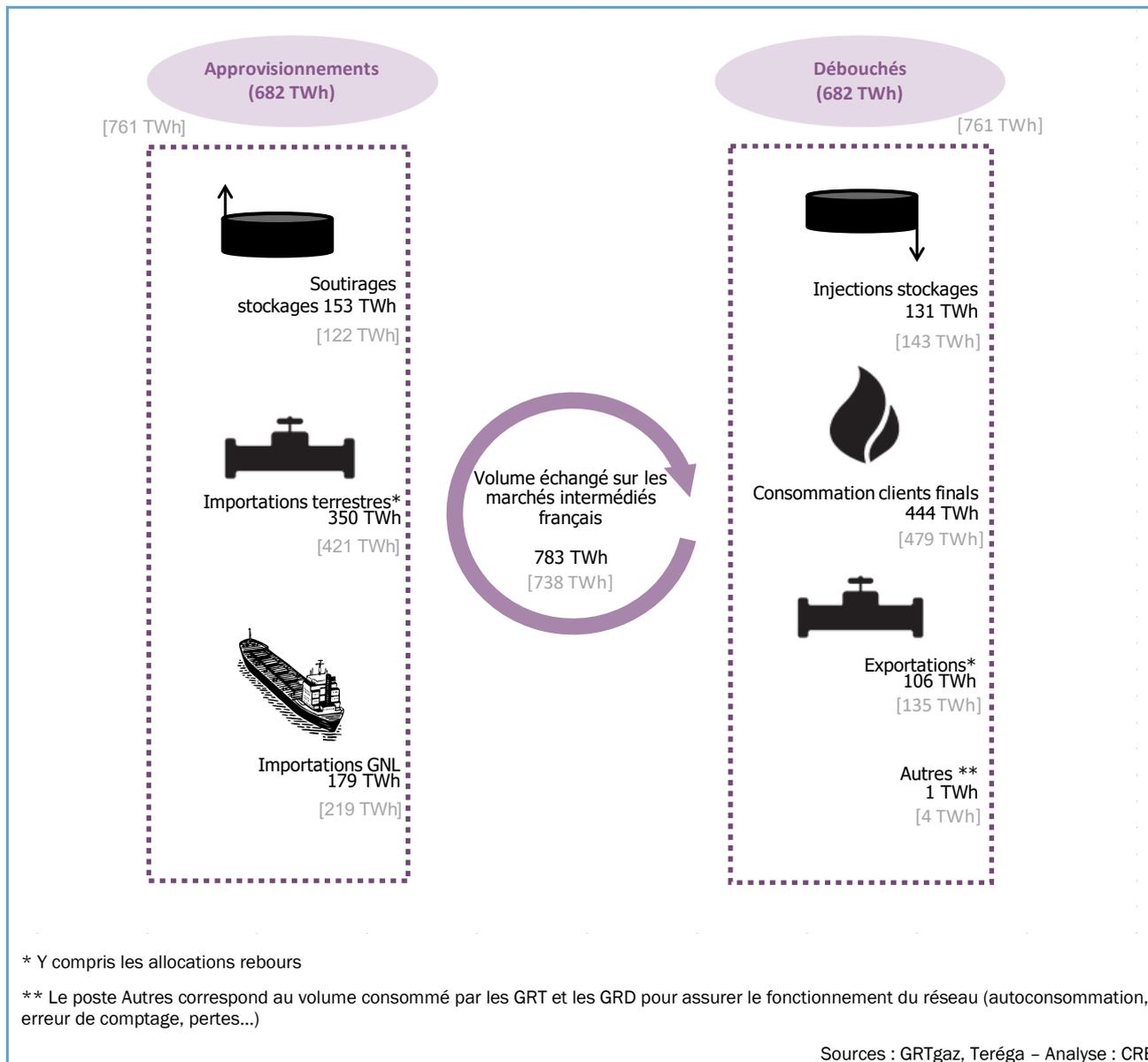
SECTION 4
LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL

1. EVOLUTION DE LA CONJONCTURE DES MARCHES DE GROS DU GAZ EN 2020

1.1. Equilibre du système français

En 2020, le bilan gazier est en baisse avec des volumes d'approvisionnements et débouchés inférieurs de 79 TWh à ceux de 2019. Cette année encore, les fondamentaux de l'équilibre du marché diffèrent de ceux de l'année dernière en raison notamment de l'impact de la crise sanitaire mondiale de COVID-19.

Graphique 35 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2020 [2019] (flux commerciaux)



La consommation des clients finaux diminue de 34 TWh et atteint 444 TWh, soit une baisse de 7 % par rapport à 2019 (479 TWh). Cette valeur reste également sous les niveaux de 2018 (469 TWh). La crise sanitaire et le climat doux sont les deux explications de cette baisse.

Les injections dans les stockages ont diminué en 2020 pour atteindre 131 TWh contre 143 TWh en 2019, année qui n'avait observé qu'une baisse de 1 TWh par rapport à 2018. Les hauts niveaux des stockages en début d'année à la suite d'un hiver très doux ont eu pour effet de limiter les quantités nécessaires à injecter pour les remplir. Les soutirages ont été quant à eux nettement plus importants en 2020 en atteignant 153 TWh, ceci après deux années de relative stabilité autour de 120 TWh. En cause principale figurent les derniers mois de l'année durant lesquels la demande mondiale en GNL était en grande partie absorbée par l'Asie en raison de la vague de froid présente sur ce continent.

Le volume des importations par gazoduc a diminué de 17 % par rapport à l'an dernier en réponse à la baisse de consommation, à l'afflux de GNL sur le marché et aux hauts niveaux des stockages. De fait, le taux d'utilisation du

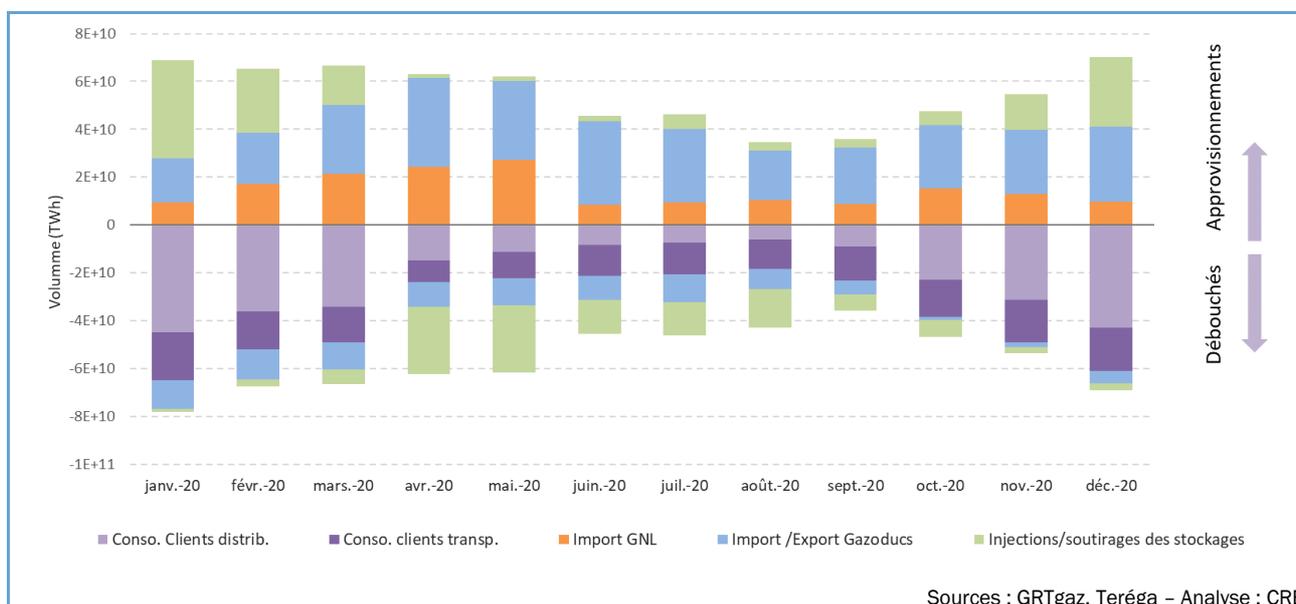
PIR Dunkerque qui approvisionne la France en gaz norvégien a diminué de 8 % pour atteindre 78 %, et celui du PIR Virtualys (importations depuis la Belgique) a été de seulement 34 %, 19 % de moins qu'en 2019.

Après le niveau record de 219 TWh en 2019, les importations de GNL sont restées élevées mais ont diminué en 2020 pour atteindre la valeur de 179 TWh. L'approvisionnement en GNL a contribué à la baisse des prix durant le printemps de l'année. De même, les importations via gazoduc ont observé une forte baisse par rapport à 2019, passant de 421 TWh à 350 TWh. On relèvera que la part du GNL dans les importations en 2020 (34%) est restée constante par rapport celle de 2019.

Les exportations ont diminué de 21 % par rapport à 2019, atteignant 106 TWh. En effet, on peut constater que le taux d'utilisation du PIR Pirineos n'a été que de 40 % contre 58 % en 2019 et les allocations vers l'Espagne n'ont totalisé que 92 GWh/j en moyenne contre 134 GWh/j l'an passé.

La liquidité sur les marchés de gros a poursuivi sa hausse de l'an passé en augmentant de 6 % avec 783 TWh de volumes échangés sur le marché français, gage du fonctionnement efficace de la zone de marché unique en France effective depuis novembre 2018.

Graphique 36 : Equilibre mensuel du système français 2020 (flux commerciaux)



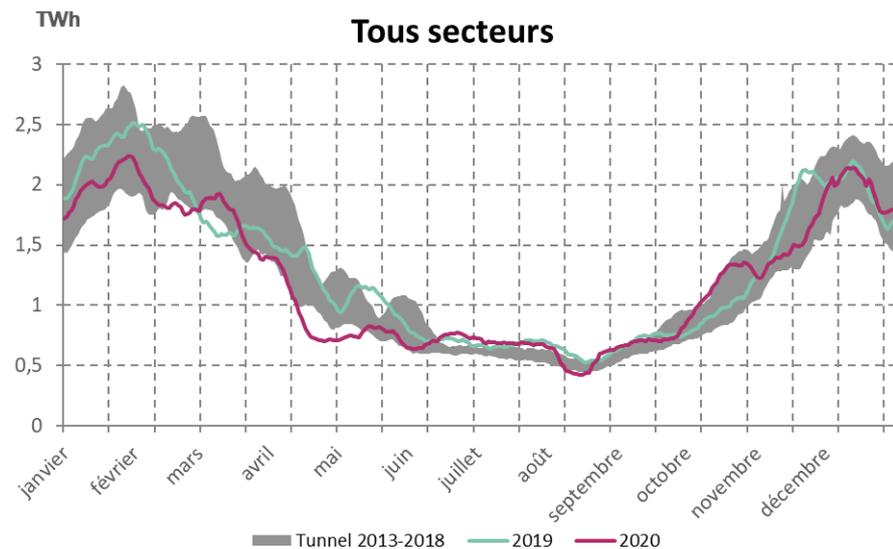
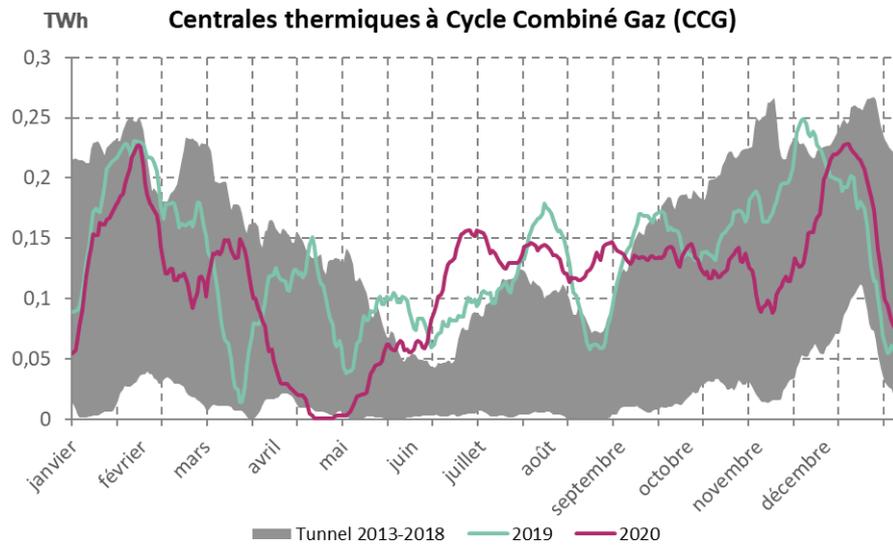
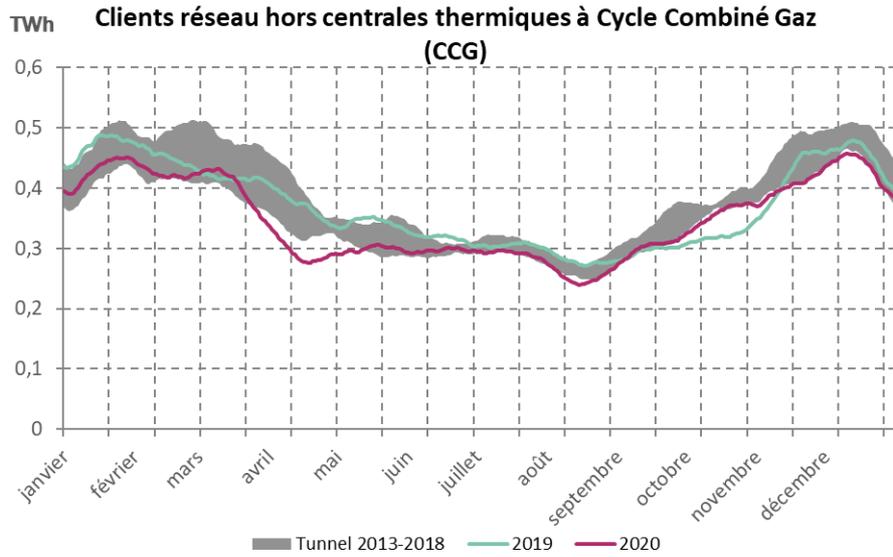
1.2. Une baisse de la consommation due à une activité économique affaiblie par la crise sanitaire

La consommation a atteint 444 TWh sur l'année, soit une baisse de 7 % par rapport à 2019.

La baisse de l'activité économique induite par le premier confinement du 17 mars au 11 mai a fortement influé à la baisse sur la consommation française. Les centrales à cycle combiné au gaz ont quasiment cessé de fonctionner pendant le premier confinement. La consommation des clients industriels hors sites fortement modulés s'élevait à 418 GWh/j le 16 mars avant de chuter jusqu'à atteindre une valeur de 276 GWh/j un mois plus tard le 18 avril. La consommation totale durant ce premier confinement a été jusque -267,4 GWh en dessous de celle du tunnel historique de 2013 à 2019, valeur atteinte le 20 avril et représentant -27 % par rapport à ce minimum.

Les températures exceptionnellement douces de 2020 ont également impacté la demande en gaz à la baisse. GRTgaz indique que cet effet climatique a été le principal facteur de baisse des consommations de gaz des distributions publiques et régies (environ 75 % de leur baisse), devant les autres effets, dont celui de la crise sanitaire.

Graphique 37 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs



Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

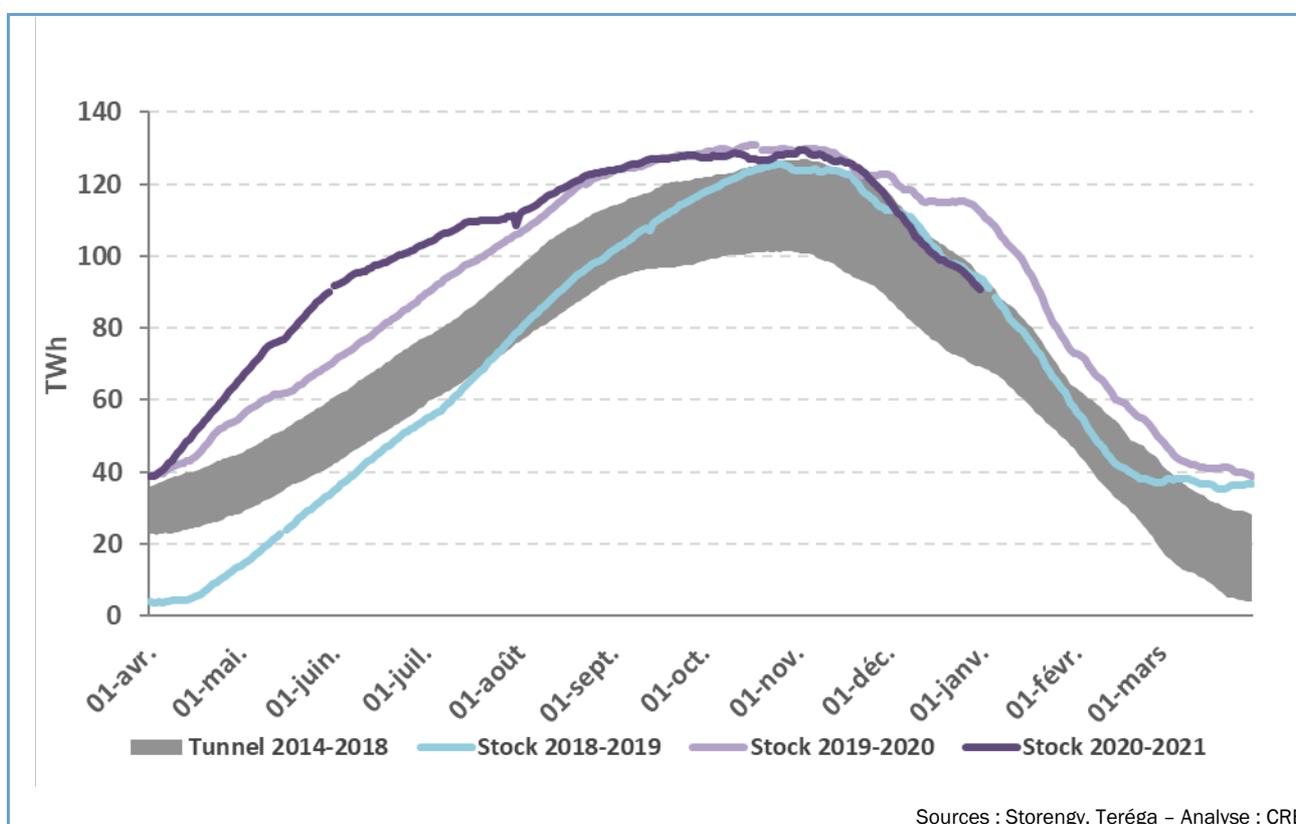


1.3. Des niveaux de stockage supérieurs aux cinq dernières années sur la majeure partie de l'année

L'année 2020 a débuté avec des niveaux de stockage historiquement élevés (111,7 TWh) en raison de l'hiver 2019-2020 le plus chaud depuis le début du XX^e siècle selon Météo France, et d'un marché saturé par l'offre de GNL. Les niveaux de stockage en 2020 sont par la suite restés au-dessus des niveaux historiques des cinq années précédentes sur la grande majorité de l'année. Les injections dans les stockages ont été soutenues pour atteindre un niveau de 90 TWh à la fin du second trimestre, ce qui est habituellement atteint au milieu de l'été. L'intérêt pour les injections est en effet resté conséquent grâce au contexte favorable des prix (différentiel hiver-été élevé). Les niveaux de stockage ont par la suite fortement baissé sur le quatrième trimestre de 2020 pour atteindre 91 TWh le 31 décembre, valeur nettement inférieure aux 113 TWh de l'an passé le même jour. En effet, les prix *spot* du gaz plus élevés en fin d'année ont favorisé les soutirages de gaz.

La souscription de l'intégralité des capacités de stockage pour la saison a permis de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays pour l'hiver 2020-2021. Ceci témoigne du bon fonctionnement de la réforme de 2018 portant sur l'accès des tiers au stockage de gaz dont les modalités de commercialisation ont été définies par la CRE dans ses délibérations du 22 février 2018⁹⁰ et du 27 septembre 2018⁹¹.

Graphique 38 : Niveaux des stocks en France



⁹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-039 du 22 février 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France

⁹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-202 du 27 septembre 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2018

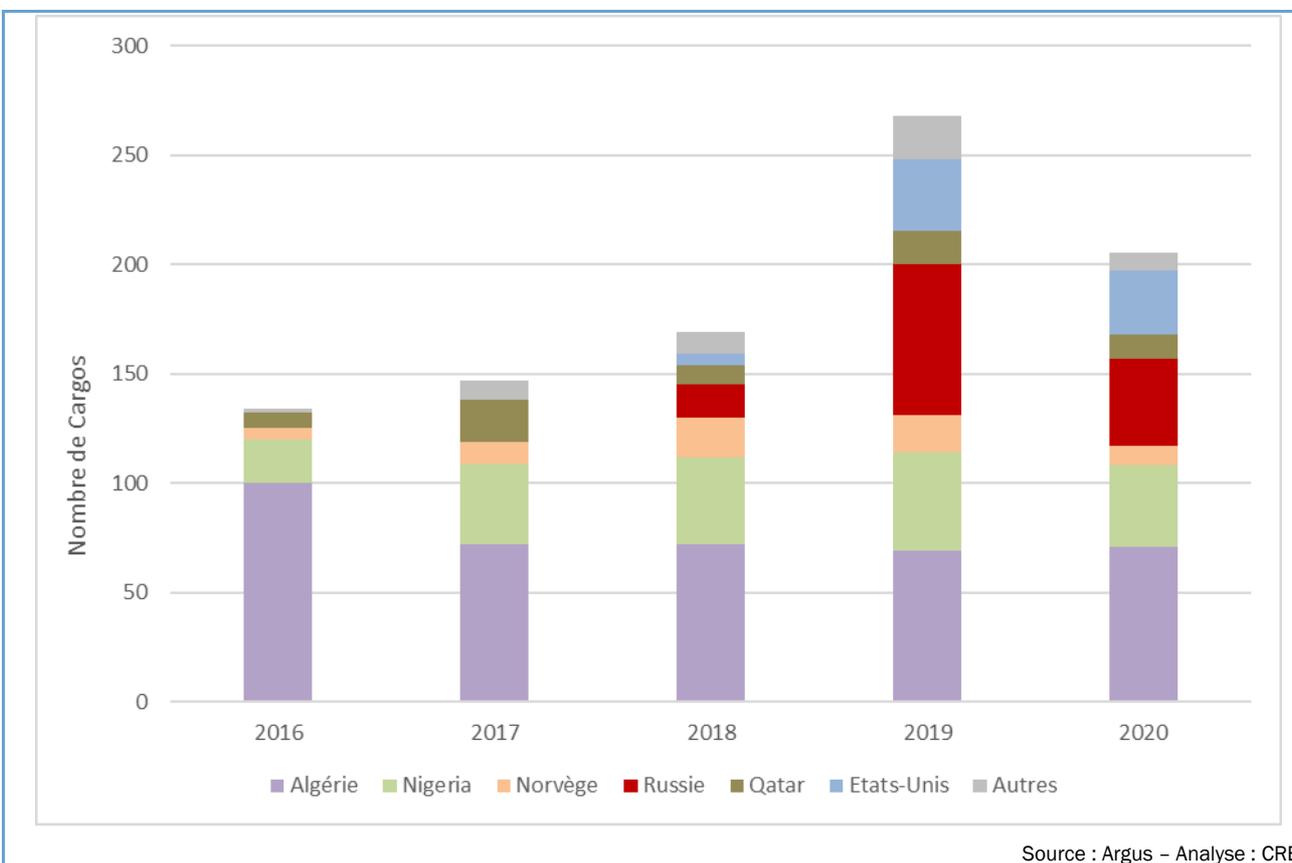
1.4. Les importations de GNL se sont maintenues à un niveau élevé

Après une forte hausse de 56 % de 2018 à 2019, le nombre de cargaisons de GNL réceptionnées en France en 2020 s'est élevé à 205 soit une baisse de 24 % par rapport à l'an passé.

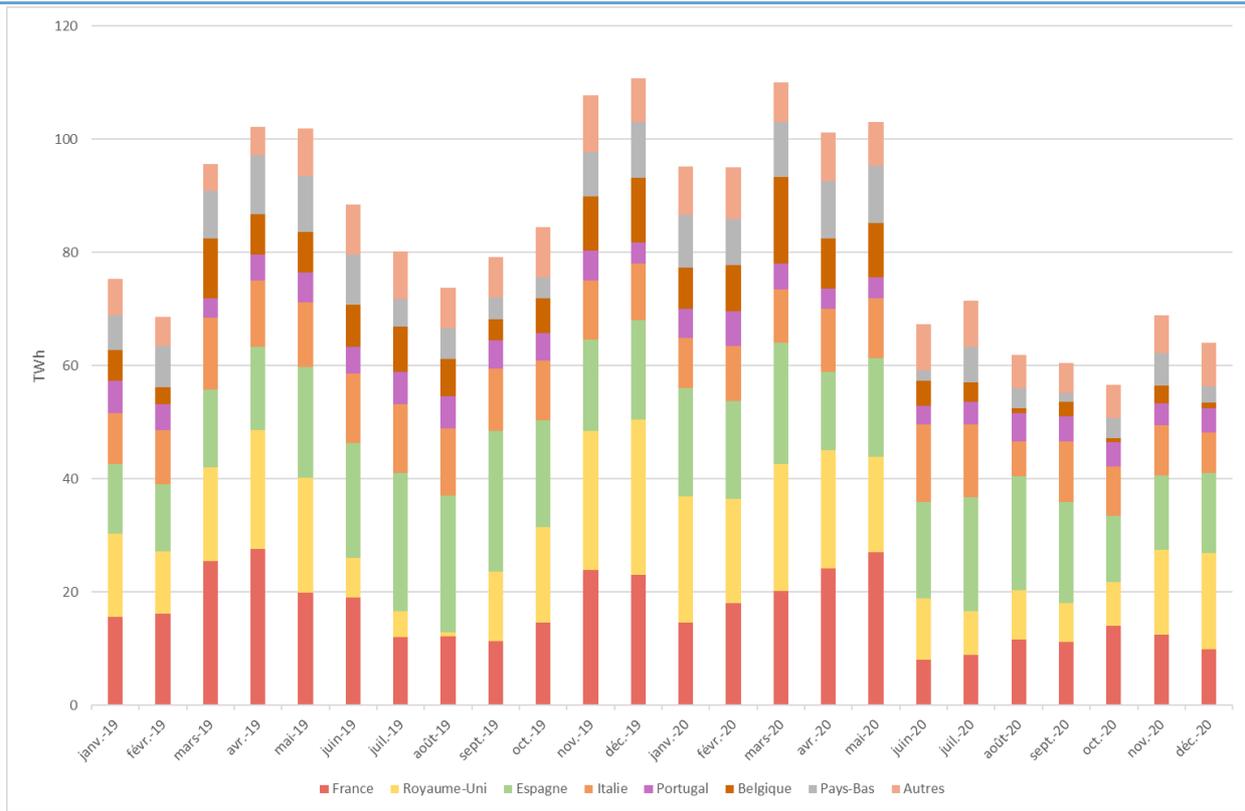
Avant que la crise sanitaire ne s'étende aux autres pays du globe, la Chine a refusé d'honorer ses contrats long terme de GNL, invoquant un cas de force majeure. Le premier trimestre a de plus été marqué par une très forte diminution de la consommation de l'industrie asiatique ce qui a entraîné une baisse de la demande mondiale en GNL. L'Europe et la France ont alors absorbé l'excédent de l'offre mondiale, forte de ses infrastructures gazières performantes et ses marchés liquides offrant de la flexibilité. Ce phénomène a contribué à l'effondrement des prix de gros au bénéfice des consommateurs, en particulier pour ceux en France souscrivant des contrats aux tarifs règlementés de vente de gaz dont les tarifs suivent les variations des prix de gros à court terme. Le quatrième trimestre a également influé sur cette baisse d'importations annuelles de GNL en raison de l'écart de prix des livraisons en Asie par rapport à celles livrées en Europe, ce dernier ayant favorisé l'afflux de méthaniers vers le premier continent au détriment du second.

Ainsi, les importations françaises de GNL en termes de volume ont au total diminué de 18 %, atteignant 179 TWh, soit un niveau qui reste élevé et représente 40 % de la consommation nationale. Après avoir été le premier importateur européen en 2019, la France se positionne en 2020 en seconde place derrière l'Espagne (221 TWh) et devant le Royaume-Uni (174 TWh).

Graphique 39 : Nombre de cargaisons réceptionnées en 2018 par pays d'origine

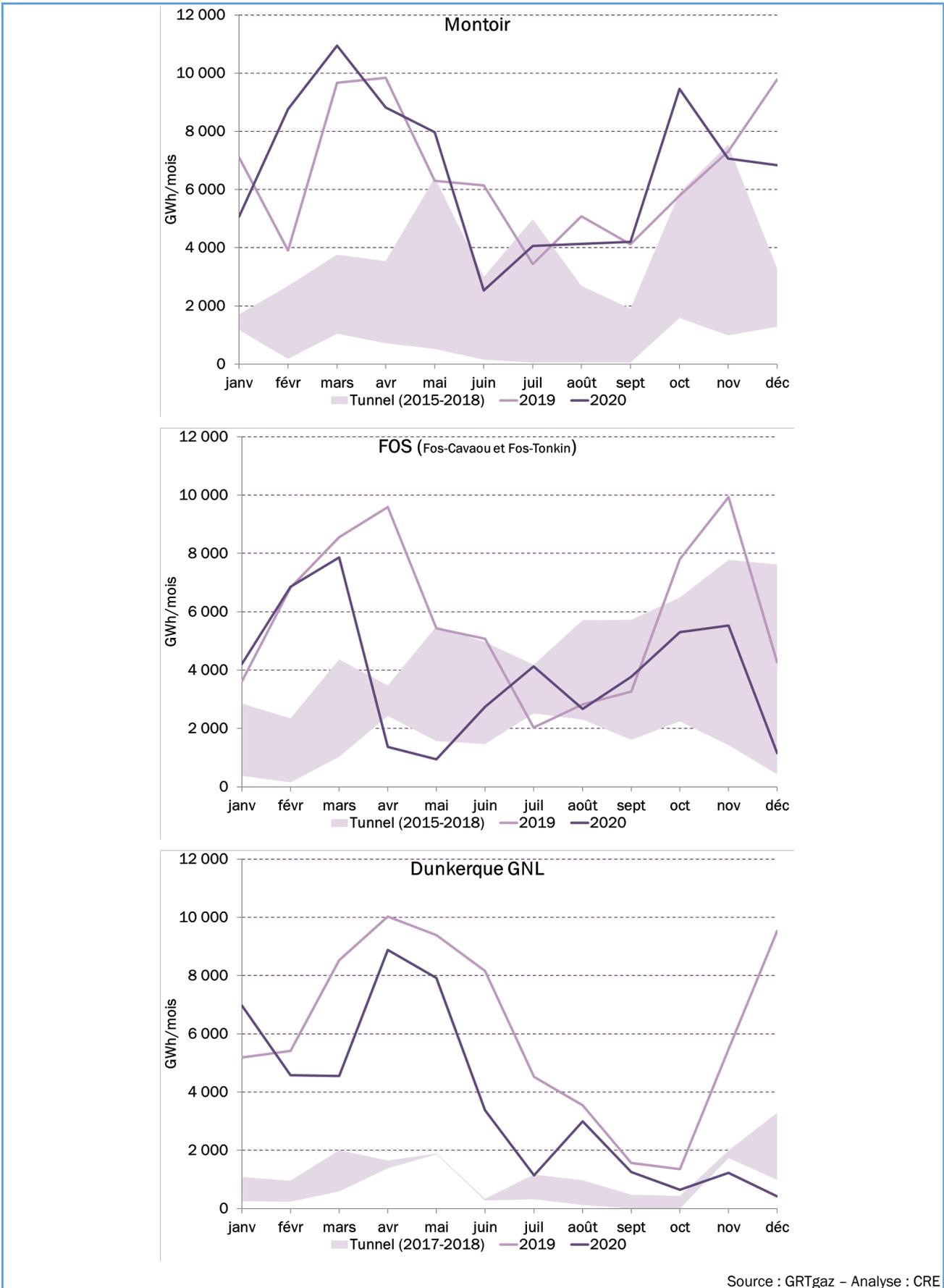


Graphique 40 : Importations de GNL par pays de l'Union européenne



Sources : Refinitiv, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 41 : Emissions des terminaux méthaniens (flux commerciaux)



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Les émissions des terminaux méthaniens ont diminué de 30 % par rapport à 2020 à 467 GWh/j en moyenne.



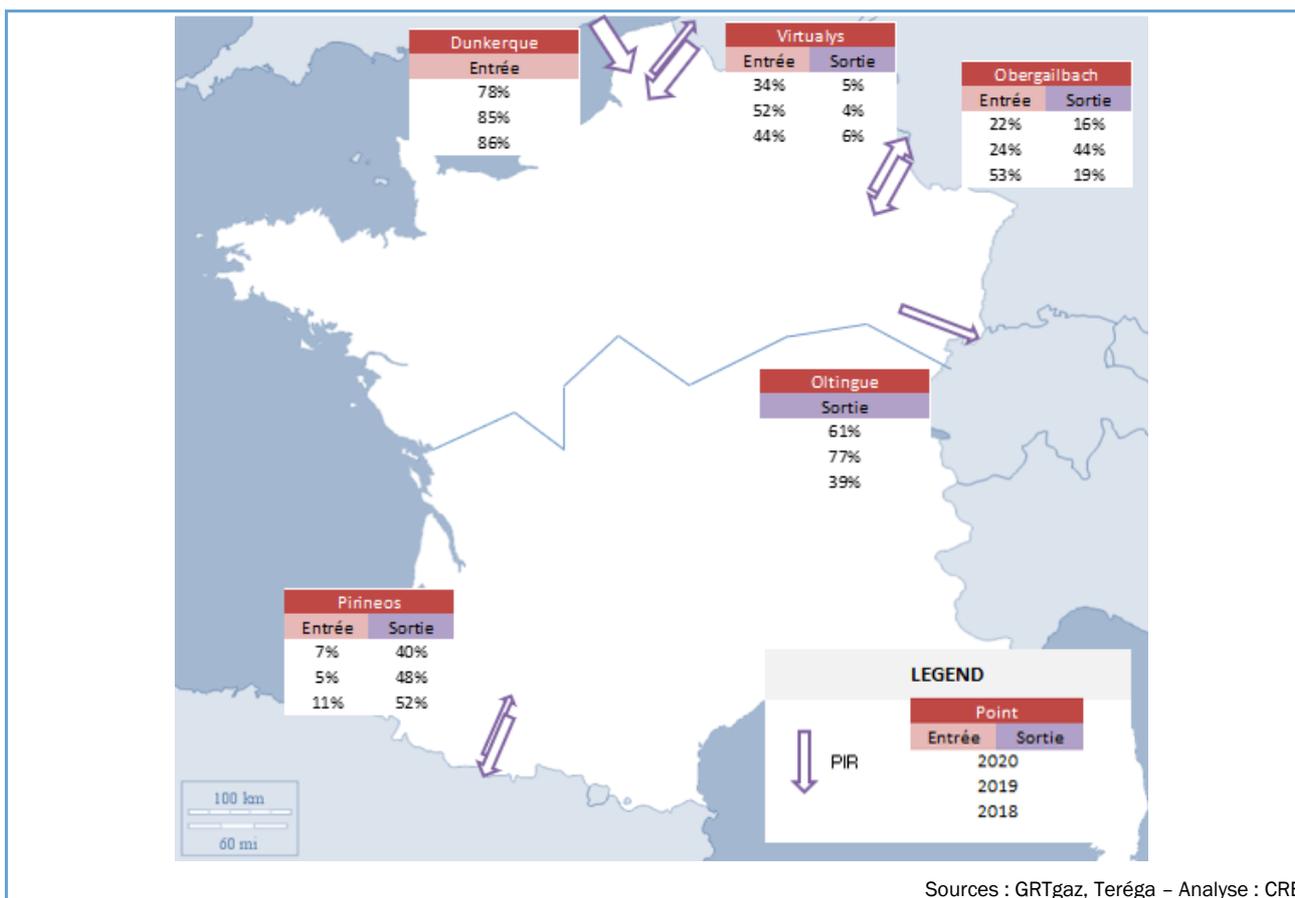
1.5. Baisse des importations et exportations par gazoduc

Les importations par gazoduc poursuivent leur baisse de l'an passé avec 350 TWh en 2020 contre 421 TWh en 2019 soit -17 %. Ceci est notamment reflété par la diminution des taux d'utilisation en entrée des points d'interconnexion réseau (PIR) Virtualys (-18 %) et Dunkerque (-7 %) par rapport à l'année précédente. Le premier affiche un volume d'importation de 77 TWh contre 119 TWh l'an dernier, le second un volume d'importation de 172 TWh contre 190 TWh l'année passée. Le PIR Obergailbach situé à la frontière franco-allemande a lui vu la baisse de son taux d'utilisation en entrée se poursuivre, passant de 24 % en 2019 à 22 % en 2020, valeurs bien en deçà de celle de 2018 qui s'élevait à 53 %. Les importations russes ont connu une chute particulièrement lourde vers l'Europe en 2020, concurrencées au premier semestre par l'offre excédentaire de GNL.

Les exportations ont diminué de 21 % par rapport à 2019, leur valeur passant de 135 TWh à 106 TWh. Les taux d'utilisation en sortie du PIR Pirineos situé à la frontière espagnole et du PIR Oltingue situé à la frontière suisse ont respectivement diminué de 8 % et 16 %. Ainsi, les exportations vers l'Espagne sont passées de 49 TWh en 2019 à 34 TWh en 2020 et celles vers la Suisse et l'Italie de 6 TWh en 2019 à 3 TWh en 2020.

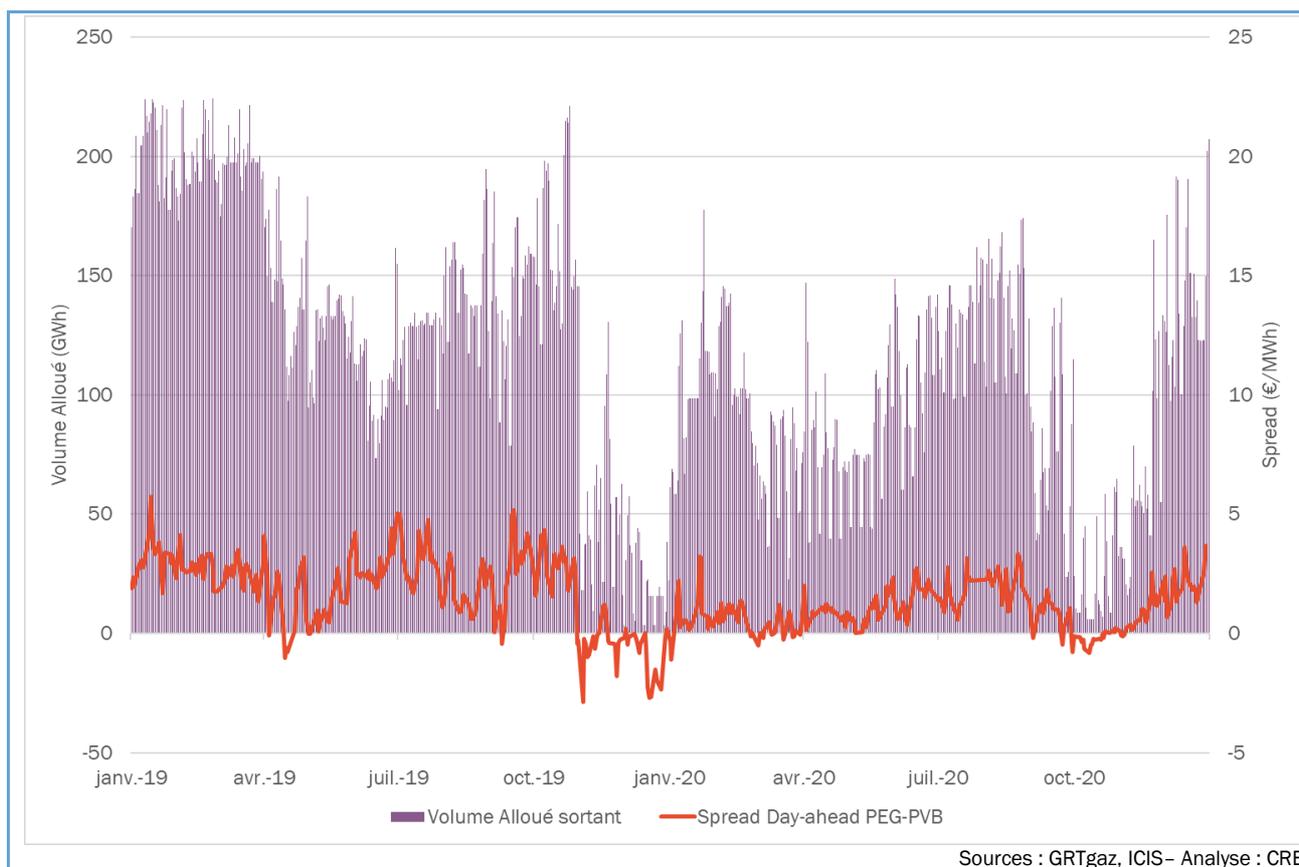
La baisse de la consommation nationale et l'offre surabondante de GNL en Europe durant les neuf premiers mois de l'année expliquent cette baisse des importations par gazoduc. Il en va de même avec les flux en sortie, l'Espagne et l'Italie comptant notamment parmi les pays européens les plus consommateurs de GNL. En effet, les différentiels moyens de prix entre la France et ces deux pays se sont resserrés avec un écart moyen avec le PVB espagnol de 0,8 €/MWh contre 1,6 €/MWh en 2019 et une différence moyenne avec le PSV italien de 1,0 €/MWh contre 2,4 €/MWh l'an passé. Les hauts niveaux des stockages ont également exercé une influence à la baisse sur les importations par gazoduc.

Graphique 42 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)



Les volumes en sortie du PIR Pirineos ont observé une bonne corrélation avec le spread PEG-PVB (point virtuel d'échange de gaz en Espagne) en 2020. Le spread moyen en 2020 aura été de 1 €/MWh contre 1,9 €/MWh en 2019, facteur qui a ainsi contribué à la diminution des exportations vers l'Espagne par rapport à l'an dernier.

Graphique 43 : Flux sortant via Pirineos (frontière espagnole)



1.6. Un faible niveau de congestion en 2020

Le *spread* localisé est un mécanisme qui a été mis en place depuis l'hiver 2017/2018 afin de gérer les congestions sur le réseau du gaz français, 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.

En 2020, le mécanisme du *spread* localisé a été activé 16 fois et uniquement au mois d'août. En effet, la période la plus tendue pour le réseau correspond 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 Lusagnet et aux flux de transit vers l'Espagne, tous trois situés en aval du réseau et entraînant ainsi des congestions selon une configuration Nord-Sud.

Le mécanisme du *spread* localisé a eu un coût total de 0,9 M€ en 2020 contre 7,2 M€ en 2019.

Tableau 12 : Bilan de l'activation du *spread* localisé en 2020

	Total 2019	Total 2020
Nombre d'activations	44	16
Volume total alloué (GWh)	1807	659
Prix moyen des transactions (€/MWh)	3,99	1,4

La situation s'est améliorée avec un nombre total de *spreads* localisés inférieur par rapport à 2019, qui en totalisait 44. Le volume total alloué et le prix moyen des transactions ont eux aussi baissé respectivement de 1148 GWh et 2,6 €/MWh.

Comme pour tout épisode de tension sur les marchés, le mécanisme du *spread* localisé fait l'objet d'un examen attentif au titre des activités de surveillance des marchés de gros de la CRE.

2. 2020 A ETE UNE ANNEE EXCEPTIONNELLE POUR LES PRIX DU GAZ NATUREL

2.1. Effondrement des prix de court terme avec la crise sanitaire et fort rebond en fin d'année

Les prix de court terme du gaz se sont effondrés à l'échelle mondiale à partir de l'application des mesures de confinement courant le premier trimestre 2020 en raison de la baisse de la demande dans un contexte de marché déjà saturé par l'offre, notamment en raison des hauts niveaux des stockages et de l'abondance de l'offre de GNL. Le prix du produit PEG *day-ahead* est resté sous le seuil des 8,0 €/MWh jusqu'à mi-août, atteignant fin mai les 2,9 €/MWh, soit son plus faible niveau de prix depuis la mise en place du PEG. La chute des prix européens a cependant permis aux contrats mensuels PEG, TTF et NBP d'afficher des valeurs inférieures au *Henry Hub* sur plusieurs journées de juin, juillet et août, le prix minimum enregistré sur l'année revenant même au NBP avec 3,3 €/MWh le 28 mai.

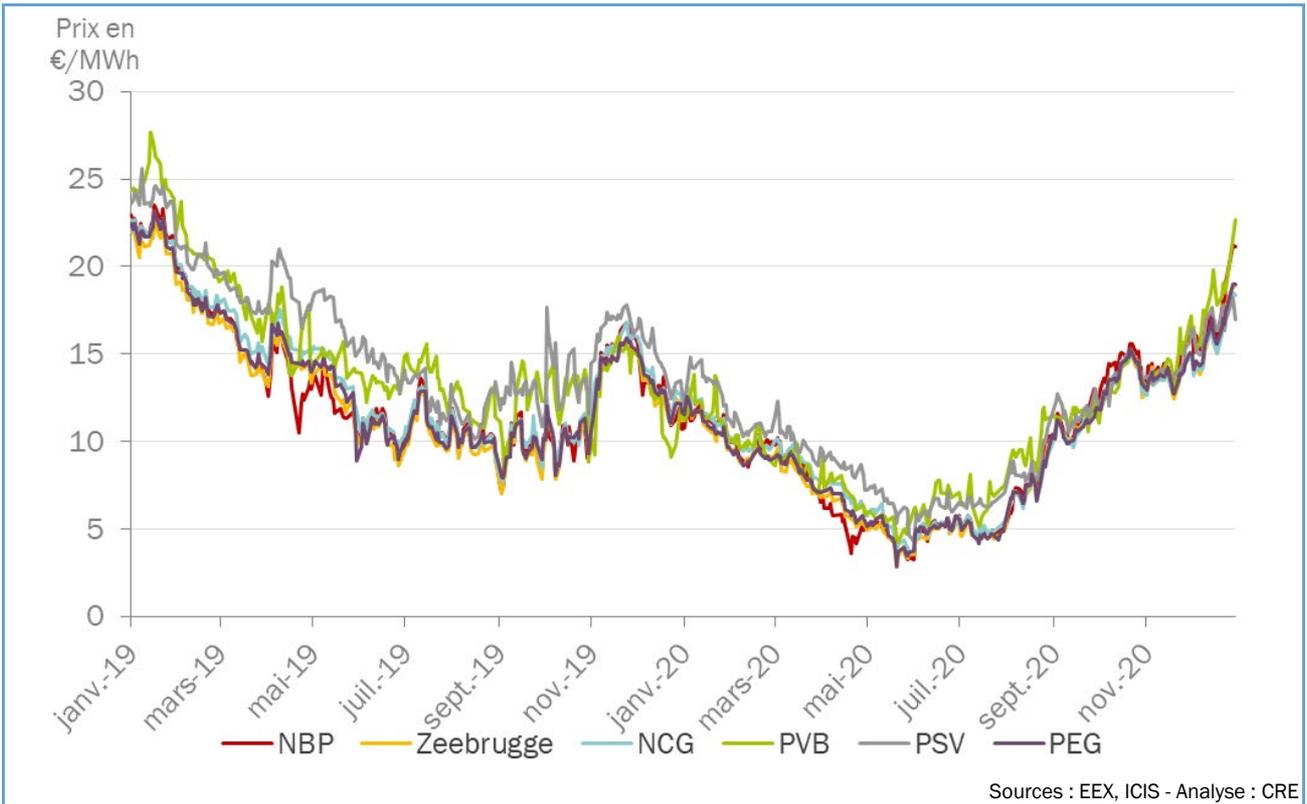
Les prix de court terme ont connu un fort rebond en fin d'année, portés par la croissance du différentiel de prix avec l'Asie. En effet, l'Asie du Sud-Est a été frappée par une vague de froid d'une ampleur historique sur la fin de l'année, ce qui a eu pour effet de voir s'envoler les prix du GNL livré sur ce continent avec un prix maximal de l'indice de prix GNL East Asia (EAX) de 33,9 €/MWh atteint le 17 décembre, soit un écart de 17,8 €/MWh avec le contrat mensuel au PEG contre 3,5 €/MWh en moyenne sur l'année. En conséquence, l'importance du différentiel de prix entre les deux continents a incité les méthaniéristes à se diriger vers l'Asie plutôt que vers l'Europe sur cette période.

Sur l'année, les prix *spot* au PEG ont en moyenne baissé de 31 % par rapport à 2019 en affichant une moyenne de 9,3 €/MWh. Le contrat mensuel PEG observe lui une baisse moyenne de 33 % par rapport à l'an passé avec une moyenne de 9,8 €/MWh. Par ailleurs, l'écart moyen entre les prix *spot* au PEG et au TTF a été moindre que l'année passée. En effet, la moyenne de l'écart entre les deux points d'échange de gaz a diminué par rapport à 2019, passant de 0,06 €/MWh à -0,10 €/MWh.

Graphique 44 : Prix *day-ahead* du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)



Graphique 45 : Prix day-ahead du gaz en Europe



Graphique 46 : Prix month-ahead mondiaux du gaz



2.2. Baisse des prix à terme face à l'incertitude de la reprise économique

L'année 2020 a débuté avec des prix à terme suivant une tendance baissière dans la poursuite de la baisse amorcée en 2019. Le développement de la pandémie a contribué à tirer les prix à terme encore plus à la baisse, en particulier le produit calendaire 2021 PEG sans que celui-ci ne descende en dessous du seuil de 11,8 €/MWh. Les mouvements de prix ont par la suite évolué entre 11,8 €/MWh et 14,2 €/MWh du mois de mars au mois de septembre.

En fin d'année, les perspectives de reprise économique avec l'annonce de la prochaine mise en service des vaccins contre le COVID-19 ont contribué à tirer les prix à terme à la hausse. Le produit calendaire 2021 PEG est en effet remonté à la fin de l'année à 16,9 €/MWh, un niveau de prix proche de celui du début de l'année de 16,3 €/MWh. Sur la période de fin d'année, les prix à terme ont de plus été tirés à la hausse par ceux du carbone et du pétrole, l'influence des prix du GNL livré en Asie et la forte sollicitation des stockages.

Sur l'année 2020, le produit calendaire 2021 TTF s'est établi en moyenne à 13,4 €/MWh soit une baisse de 27 % par rapport à 2019 où il s'élevait à 18,3 €/MWh. Le minimum du prix de ce produit a été atteint le 1^{er} juin avec 11,8 €/MWh et le prix maximum a été enregistré le 31 décembre avec 17,3 €/MWh.

Graphique 47 : Prix à terme au PEG



2.3. Poursuite de la forte demande d'injection dans les stockages

L'écart de prix hiver/été 2020-2021 a débuté l'année gazière 2019-2020 à un niveau de 2,3 €/MWh. Après avoir connu une augmentation jusqu'à atteindre 4,9 €/MWh en janvier, le prix de cet écart a observé des fluctuations et est redescendu à 3,2 €/MWh le 19 mars avant de repartir à la hausse. L'écart de prix a ainsi atteint le maximum de l'année gazière le 13 juillet avec 6,5 €/MWh avant d'entamer une forte baisse sur la fin de la période pour clôturer celle-ci à 1,6 €/MWh. Le prix moyen du différentiel hiver/été a été en moyenne de 4,2 €/MWh sur l'année gazière 2019-2020 soit 0,2 €/MWh de plus que l'année passée.

Pour l'année gazière de 2020-2021, le différentiel du prix hiver/été 2021-2022 a débuté au 1^{er} octobre à 2,3 €/MWh et valait en moyenne 1,6 €/MWh sur le dernier trimestre de 2020.

Graphique 48 : Différentiel prix hiver/été France



La totalité des capacités de stockage de gaz pour l'année 2020-2021 a été souscrite lors des enchères qui se sont tenues en juin 2019, novembre 2019 et février 2020, représentant un volume total de 128 TWh. Ces capacités ont été commercialisées avec un prix moyen d'adjudication de 3,85 €/MWh. Ce prix est supérieur à celui de l'année 2019-2020 qui s'élevait à 1,84 €/MWh. En effet, durant cette dernière année, les enchères s'étaient déroulées du 13 novembre 2018 au 21 février 2019 ce qui constituait une période avec un écart de prix hiver/été inférieur à ceux des différentes périodes d'enchères de l'année 2020-2021.

Les capacités de stockage mises en vente pour l'année 2021-2022 ont-elles aussi toutes été commercialisées pour la troisième année consécutive pour un volume identique à l'année précédente. Le prix moyen d'adjudication de cette campagne d'enchères était de 1,91 €/MWh, inférieur à celui de l'année passée ce qui est cohérent avec l'écart de prix été/hiver inférieur par rapport à 2019-2020 sur les périodes d'enchères.

3. POURSUITE DE LA HAUSSE DES VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES DE GROS EN FRANCE EN 2020

Les volumes échangés sur les marchés de gros en France ont au total atteint 781 TWh soit une hausse de 6 % par rapport à l'année dernière. Rapportés à la consommation nationale de l'année, les volumes échangés en 2020 ont représenté 176 % de celle-ci contre 154 % en 2019.

Sur le marché intermédiaire français (via EEX ou courtiers), les volumes échangés des contrats *spot* ont totalisé 190 TWh sur l'année soit une augmentation de 20 % par rapport à l'année précédente. Cette hausse intervient après une baisse de 13 % l'an passé qui faisait elle-même suite à dix années consécutives de hausse des volumes échangés. De manière similaire, 132 050 transactions de contrats *spot* ont été comptabilisées soit 6 % de plus que

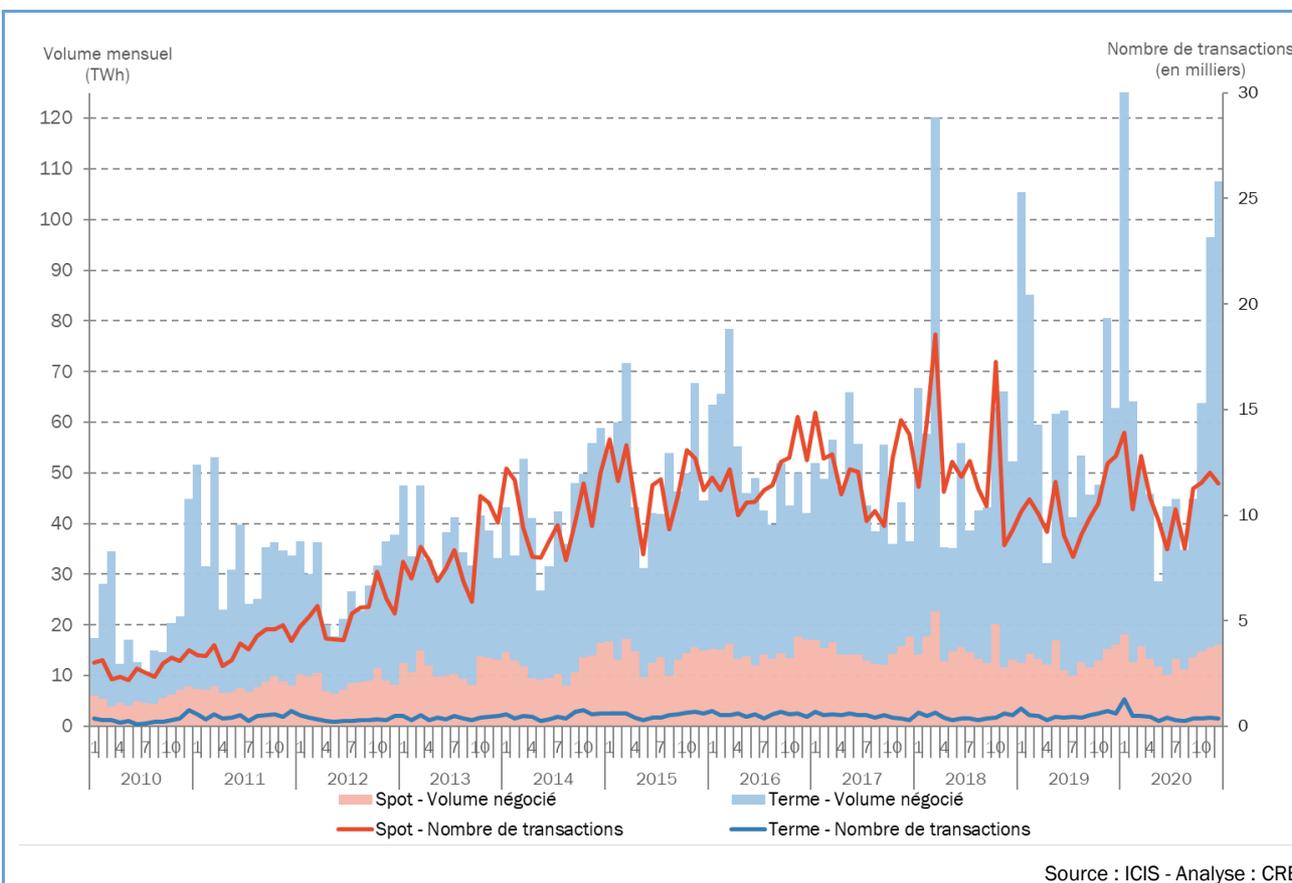
l'an passé, mais 13 % de moins qu'en 2018. Les volumes *spot* échangés sur la bourse reviennent à leur niveau de 2018 en s'élevant à 161 TWh, soit 18 % de plus qu'en 2019. En revanche, les contrats *spot* intermédiés via courtiers enregistrent, eux, une baisse de 20 % par rapport à l'année passée pour atteindre 29 TWh. La bourse a ainsi compté pour 85 % des échanges de contrats *spot* sur le marché intermédié contre 15 % pour les courtiers.

La hausse des volumes des contrats à terme échangés en 2020 par rapport à 2019 est moins importante que celle des contrats *spot* et ne s'élève qu'à 2 % pour 593 TWh. Les contrats échangés ont en moyenne compris des volumes plus élevés que l'an passé compte-tenu du plus faible nombre de transactions de contrats à terme en 2020 (5 093) qu'en 2019 (5 828), soit une baisse de 13 %. L'écrasante majorité des contrats à terme reste intermédiée via les courtiers (96 % contre 4 % pour EEX). Les volumes échangés via les courtiers observent une hausse de 2 % par rapport à l'an passé, totalisant 572 TWh. La bourse poursuit sa progression en termes de volumes sur ce marché avec 21 TWh échangés cette année soit 24 % de plus que pour la précédente.

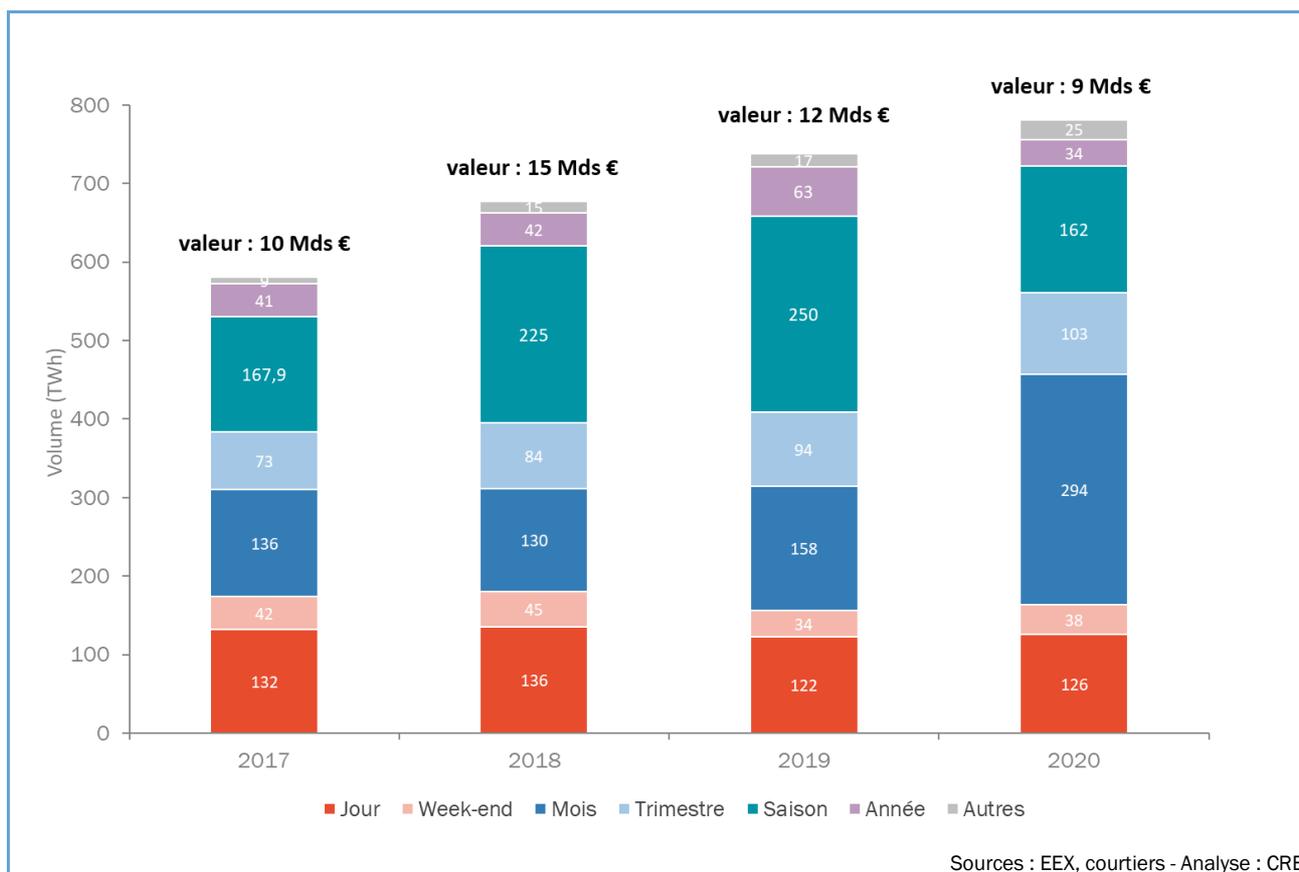
Les volumes échangés pour les produits à terme Q+1, S+1 et Y+1 ont tous diminué en 2020 par rapport à 2019 (-11 % pour le trimestriel, -46 % pour le saisonnier et -12 % pour l'annuel), tandis que ceux du produit mensuel M+1 ont eux observé une hausse de 47 %. Cette observation traduit ainsi l'incertitude autour de la situation sanitaire qui a ainsi vu les contrats à terme à courte maturité être favorisés au détriment de ceux dont la maturité était plus longue, faute de visibilité sur l'évolution de la situation.

Bien que la totalité des volumes échangés soit supérieure à l'an passé, la valeur totale de ces volumes est en baisse de 3 Mds € et totalise 9 Mds € en 2020.

Graphique 49 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français



Graphique 50 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédié



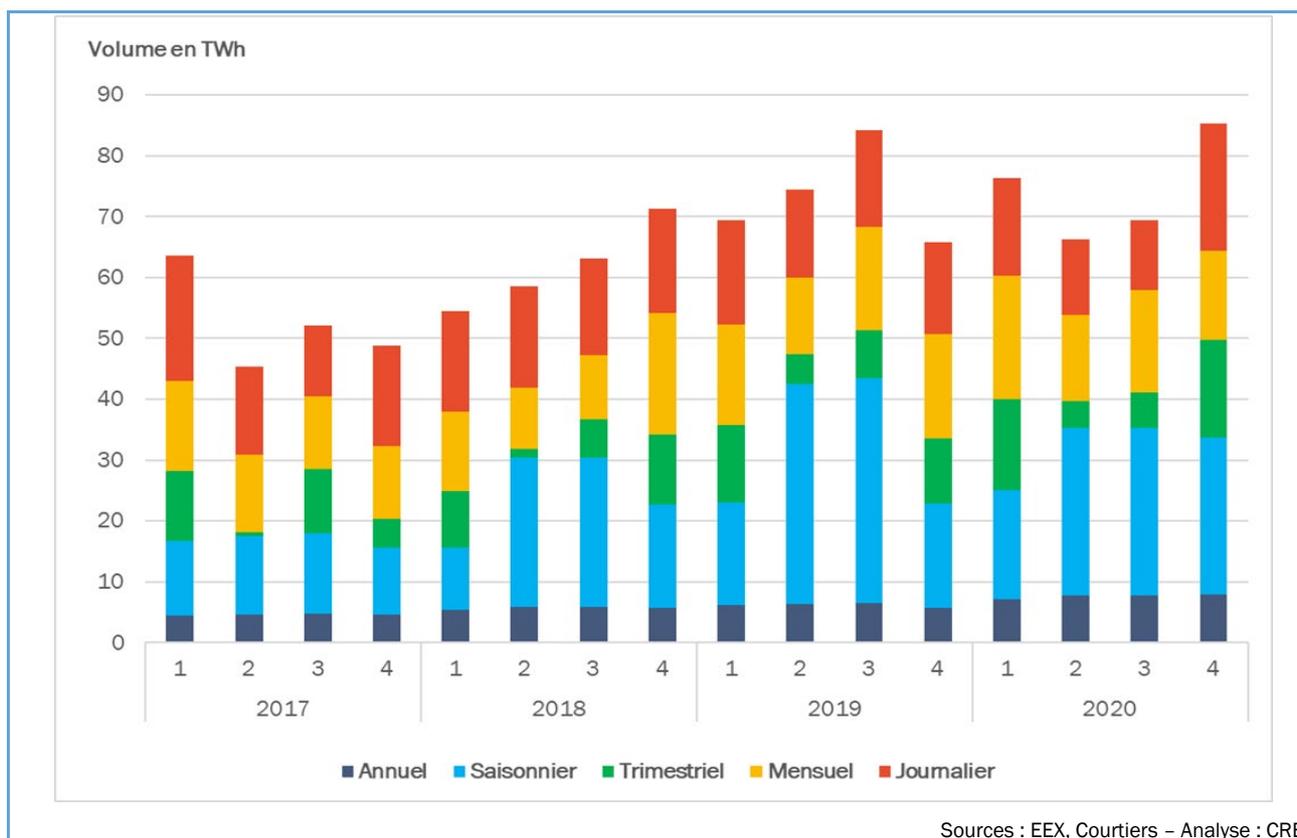
Le Graphique 51 présente la somme trimestrielle des positions nettes physiques par acteur à l'achat sur les marchés de gros en France par périodes de livraison et par maturité de produit. Etant donné que les échanges considérés ne font pas intervenir les imports ou les exports, la somme des positions 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 49 et Graphique 50) 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.

La valeur moyenne de la somme des positions nettes des acteurs sur les quatre trimestres de l'année n'est en hausse que de 1 % par rapport à 2019. Ce faible écart malgré la baisse de la consommation s'explique notamment par la hausse des échanges par rapport à l'an passé.

Les positions finales physiques comportent proportionnellement plus de produits court terme et moins de produits saisonniers sur les trimestres 1 et 4 que sur les trimestres 2 et 3, ce qui reflète la plus grande incertitude sur la demande durant la saison hivernale.

Graphique 51 : Somme des positions d'achat nettes par acteur, par période de livraison et par maturité de produit



4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2020

Le caractère exceptionnel de l'année 2020 sur les marchés gaziers en France et dans le monde résulte des effets de la pandémie de COVID-19 qui ont impacté la demande de manière décisive. Les prix de gros du gaz exceptionnellement bas ont témoigné d'une offre nettement supérieure à la demande pendant la majeure partie de l'année dans un contexte de surabondance de GNL déjà présente en 2019.

Pour la troisième année d'affilée, les enchères de stockage ont vu la totalité de la capacité mise sur le marché être souscrite, confirmant ainsi le bon fonctionnement des enchères et sa contribution à la sécurité d'approvisionnement du pays.

Le marché *spot* français est devenu le plus compétitif en Europe en 2020 avec un prix inférieur en moyenne de 0,1 €/MWh sur l'année par rapport au TTF néerlandais et de 0,2 €/MWh par rapport au NCG allemand. La convergence des prix calendaires entre la France et le prix de référence au TTF a été également totale avec un écart moyen de prix du produit Y+1 de -0,04 €/MWh après 0,13 €/MWh en 2019 et 0,26 €/MWh en 2018.

Ces performances ont notamment été rendues possibles par des infrastructures gazières performantes et complémentaires offrant à la *Trading Region France* (TRF) des fortes opportunités d'arbitrage par rapport aux marchés mondiaux. Par ailleurs, la zone de marché unique depuis le 1^{er} novembre 2018 a contribué à une hausse de la liquidité sur les marchés, à assurer la sécurité d'approvisionnement en hiver et à engendrer à transit optimisé vers les marchés en aval de la zone (Espagne, Suisse et Italie).

CHIFFRES CLES

1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE

Tableau 13 Capacités de production installées en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	133,0	135,6	136,2	0,5%	0,7
Nucléaire	63,13	63,13	61,37	-3%	-1,76
Hydraulique	25,5	25,7	25,7	0%	0,03
Thermique à combustible fossile	18,6	18,5	18,9	2%	0,39
Charbon	3,0	3,0	3,0	0%	0,00
Fioul	3,5	3,4	3,4	1%	0,02
Gaz	12,1	12,2	12,6	3%	0,37
Renouvelables (hors hydraulique)	25,7	28,2	30,2	7%	1,99
Eolien	15,1	16,5	17,6	7%	1,10
Photovoltaïque	8,5	9,6	10,4	9%	0,82
Bioénergie	2,0	2,1	2,2	3%	0,07

Source : RTE

Tableau 14 Production des différentes filières technologiques en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	546,6	535,4	497,5	-7,1%	-37,8
Nucléaire	393,0	379,2	335,2	-12%	-44,02
Hydraulique	67,4	59,5	64,4	8%	4,90
Thermique à combustible fossile	38,0	41,1	36,6	-11%	-4,43
Charbon	5,7	1,6	1,4	-13%	-0,20
Fioul	2,1	2,4	1,7	-31%	-0,74
Gaz	30,2	37,1	33,6	-9%	-3,50
Renouvelables (hors hydraulique)	48,3	55,6	61,3	10%	5,71
Eolien	28,1	33,8	39,2	16%	5,43
Photovoltaïque	10,6	12,1	12,6	5%	0,55
Bioénergie	9,5	9,7	9,4	-3%	-0,26
Consommation Brutes dont Pertes (TWh)	476	470	446	-5%	-24,9

Source : RTE

Tableau 15 Importations et exportations en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Importations (TWh)	26,1	28,3	34,6	22,2%	6,3
Importations pointe (TWh)	10,0	10,7	13,2	23,5%	2,5
Importations hors-pointe (TWh)	16,1	17,6	21,3	21,4%	3,8
Exportations (TWh)	86,3	84,0	77,8	-7,4%	-6,2
Exportations pointe (TWh)	29,8	28,9	27,2	-5,9%	-1,7
Exportations hors-pointe (TWh)	56,5	55,1	50,6	-8,1%	-4,5
Solde exportateur (TWh)	60,2	55,7	43,2	-22,4%	-12,5

Source : RTE

Tableau 16 : Solde aux frontières

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières (TWh)					
CWE	6,1	2,7	0,6	-77%	-2,1
Italie	18,5	18,9	15,4	-19%	-3,5
Espagne	12,0	9,7	5,2	-46%	-4,5
Suisse	10,6	13,1	13,2	0%	0,0
Grande-Bretagne	13,0	11,2	8,8	-22%	-2,5
Total (TWh)	60,2	55,7	43,2	-22,4%	-12,5

Source : RTE

Tableau 17 : Clean dark et spark spread et charbon

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Maturité (Y+1)					
Charbon (€/t)	73,8	62,0	50,8	-18%	-11,3
Clean dark spread pointe (€/MWh)	21,1	17,9	16,3	-9%	-1,6
Clean spark spread pointe (€/MWh)	12,1	14,7	18,9	28%	4,2

Sources : ICE, EPEX SPOT, EEX

Tableau 18 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh	578	564	530	-6,1%	-34,3
Production Hors ARENH, en TWh	452,0	415,0	369,0	-11%	-46,00
ARENH, en TWh	96,0	121,0	126,1	4%	5,10
Imports, en TWh	30,0	28,0	34,6	24%	6,60
Soutirages, en TWh	580	564	530	-6,1%	-34,60
Consommation clients finals, en TWh	444,0	443,0	409,2	-8%	-33,80
Pompage, en TWh	7,0	7,0	6,3	-10%	-0,70
Exports, en TWh	93,0	84,3	77,8	-8%	-6,50
Pertes, en TWh	36,0	30,0	36,4	21%	6,40

Source : RTE

Tableau 19 Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Responsables d'équilibre	220	189	203	7%	14,0
Producteurs d'électricité actifs	24	16	38	138%	22
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	19	21	26	24%	5
Fournisseurs de clients finals	29	27	41	52%	14
Actifs à l'import/export	49	42	64	52%	22
Actifs à l'échange de blocs	89	79	110	39%	31
Actifs sur la bourse	84	72	106	47%	34

Sources : RTE, EPEX Spot, Courtiers

Tableau 20 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot					
Prix Intraday France €/MWh	50,92	39,74	32,92	-17,2%	-6,82
Prix Day-Ahead Base France €/MWh	50,20	39,45	32,20	-18,4%	-7,25
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	54,54	42,52	35,03	-17,6%	-7,49
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	-5,73	-1,78	-1,73	-2,8%	0,05
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	-6,37	-2,09	-2,29	9,8%	-0,20
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	0,35	0,44	0,46	4,9%	0,02
Prix des marchés à terme					
Prix M+1 France €/MWh	53,33	45,26	36,52	-19,3%	-8,74
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	6,31	3,02	3,27	8,4%	0,25
Prix Q+1 France €/MWh	53,44	49,33	41,93	-15,0%	-7,40
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	6,60	4,17	6,05	45,0%	1,88
Prix Y+1 France €/MWh	48,96	50,87	44,87	-11,8%	-6,00
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	4,84	2,71	4,58	69,2%	1,87
Ratio Y+1 Pointe/Base					
France	1,27	1,25	1,29	3,1%	0,04
Allemagne	1,23	1,21	1,22	1,2%	0,01

Sources : EPEX SPOT, EEX

Tableau 21 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2019/2020	
	2018	2019	2020	En pourcentage	En valeur
NEB					
Volumes NEB TWh	431,75	383,66	406,29	5,9%	22,6
Ratio NEB/Consommation française	97,2%	86,6%	99,3%	14,7%	0,1
Marché Spot TWh					
Volume sur le marché <i>Intraday</i> EPEX SPOT TWh	9,10	11,50	16,70	45,2%	5,2
Part des volumes <i>Intraday cross-border</i>	70,0%	70,8%	76,0%	7,4%	0,1
Volumes sur le marché <i>Day-Ahead</i> EPEX SPOT en TWh	113,75	113,16	122,00	7,8%	8,8
Marchés à terme					
Volumes TWh	811	798	906	13,5%	108,0
Part de marché <i>Brokers</i>	81,0%	83,3%	80,5%	-3,4%	0,0
Part de marché EEX	19,0%	16,7%	19,5%	17,2%	0,0
Nombre de Transactions	130 475	138 532	130 991	-5,4%	-7541,0
Part de marché <i>Brokers</i>	85,2%	85,8%	76,1%	-11,3%	-0,1
Part de marché EEX	14,8%	14,2%	23,9%	68,6%	0,1
Produit Y+1					
Volumes TWh	241,55	202,59	230,46	13,8%	27,9
Nombre de Transactions	7 359	8 152	9 928	21,8%	1776,0
Produit Q+1					
Volumes TWh	106,81	105,75	121,86	15,2%	16,1
Nombre de Transactions	8 294	8 897	8 366	-6,0%	-531,0
Produit M+1					
Volumes TWh	129,96	137,04	135,60	-1,1%	-1,4
Nombre de Transactions	28 558	31 316	29 699	-5,2%	-1617,0
Produit W et D					
Volumes TWh	104,11	109,63	72,58	-33,8%	-37,0
Nombre de Transactions	65 051	63 887	47 248	-26,0%	-16639,0

Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers, RTE

Tableau 22 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France

	HHI - Concentration de marché	
	2019	2020
Livraison		
Marchés à terme (Physique) - achats	512,78	559,59
Marchés à terme (Physique) - ventes	505,89	579,04
EPEX - achats	986,00	1386,69
EPEX - ventes	2609,01	2786,69
Injections		
Production	6 714,98	6 447,33

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

2. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 23 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle 2019/2020				
	2018	2019	2020	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés					
Approvisionnement (TWh)	704	761	682	-10%	-79
Déstockage	119	122	153	26%	32
Importations	585	639	529	-17%	-110
<i>Importations terrestres</i>	468	421	350	-17%	-71
<i>Importations GNL</i>	117	219	179	-18%	-40
Production	0,1	0,2	0,1	-58%	0
Débouchés (TWh)	704	761	682	-10%	-79
Stockage	144	143	131	-8%	-12
Consommation clients finals	469	479	444	-7%	-34
<i>Clients distribution</i>	291	288	269	-7%	-20
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	178	190	176	-8%	-15
Exportations	88	135	106	-21%	-29
Autres	3	4	1	-83%	-4
Livraisons au PEG* (TWh)	860	868	864	0%	-4

*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 24 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle 2019/2020				
	2018	2019	2020	En pourcentage	En Valeur
Prix spot (€/MWh)					
PEG day-ahead (moyenne)*	22,8	13,6	9,3	-31%	-4,2
Spread PEG/TTF*	-0,18	0,06	-0,10	-276%	-0,2
Prix à terme (€/MWh)					
PEG M+1 (moyenne)*	22,4	14,6	9,4	-35%	-5,2
PEG Y+1 (moyenne)*	20,9	18,3	13,4	-27%	-4,9
Spread PEG/TTF (Y+1)*	0,26	0,13	-0,04	-129%	-0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,1	4,0	4,2	6%	0,2

*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Sources : EEX, ICIS – Analyse : CRE

Tableau 25 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2019/2020				
	2018	2019	2020	En pourcentage	En Valeur
Echanges au PEG* (TWh)	677	738	781	6%	43
En % de la consommation nationale	144%	154%	176%		22%
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français					
Marché spot (TWh)	183	159	190	20%	31
Intraday	32	33	35	6%	2,0
Day Ahead	102	88	91	3%	2,9
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	161	137	161	18%	24,2
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	22	37	29	-20%	-7,3
Marché à terme (TWh)	494	579	593	2%	14
M+1	96	112	164	47%	52,3
Q+1	40	40	35	-11%	-4,5
S+1	132	124	67	-46%	-57,6
Y+1	19	25	22	-12%	-3,0
Bourse (toutes échéances)	11	17	21	24%	4,1
Brokers (toutes échéances)	482	562	572	2%	10,1
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français					
Marché spot	149 605	124 139	132 050	6%	7 911
Intraday	32 716	31 883	33 042	4%	1 159
Day Ahead	93 065	74 127	78 792	6%	4 665
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	137 891	114 095	128 163	12%	14 068
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	11 714	10 044	3 887	-61%	-6 157
Marché à terme	4 978	5 828	5 093	-13%	-735
M+1	2 468	2 673	2 255	-16%	-418
Q+1	375	390	337	-14%	-53
S+1	520	446	311	-30%	-135
Y+1	106	143	203	42%	60
Bourse (toutes échéances)	554	1 019	1 169	15%	150
Brokers (toutes échéances)	4 424	4 809	3 924	-18%	-885

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Sources : GRTgaz, Teréga, EEX, courtiers – Analyse : CRE

Tableau 26 : Acteurs du marché français du gaz

Acteurs du marché français du gaz	Variation annuelle 2019/2020				
	2018	2019	2020	En pourcentage	En Valeur
Nombre d'expéditeurs actifs par point					
PEG	112	127	115	-9%	-12
PIR	52	60	53	-12%	-7
PITD	40	41	44	7%	3
PITS	52	56	47	-16%	-9
Nombre d'acteurs importateurs de GNL en France					
Montoir	5	5	8	60%	3
Fos Tonkin	2	4	1	-75%	-3
Fos Cavaou	5	4	5	25%	1
Dunkerque	2	5	2	-60%	-3

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

AVERTISSEMENT

Les sources de certaines données ont été actualisées par rapport aux rapports de surveillance précédents afin d'apporter plus de précision, ce qui peut expliquer la variation de certains graphiques pour les périodes antérieures à 2020.

Les données sous-jacentes aux tableaux des chiffres-clés sont disponibles sur le site internet de la CRE rubrique « Open Data » (www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data).

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Critères de publication d'une indisponibilité en application du règlement Transparence	17
Tableau 2 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions du règlement REMIT	22
Tableau 3 : Principales publications d'EDF concernant les impacts de la crise sanitaire sur la production nucléaire	39
Tableau 4 Evolution de la capacité installée des filières renouvelables.....	41
Tableau 5 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et intrajournalier.....	48
Tableau 6 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF	50
Tableau 7 : Taux moyen de convergence avec le prix français par pays en 2019 et 2020	51
Tableau 8 Moyenne des prix <i>spots</i> européens comparés avec le prix <i>spot</i> français depuis 2017 (les prix en rouge sont supérieurs aux prix français et les prix en vert sont inférieurs).....	52
Tableau 9 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE et énergies d'équilibrage activées	63
Tableau 10 : Evolution de l'équilibre offre-demande prévisionnel du mécanisme de capacité.....	67
Tableau 11 : Evolution de l'équilibre prévisionnel du mécanisme de capacité entre juin et septembre 2020	68
Tableau 12 : Bilan de l'activation du <i>spread</i> localisé en 2020	80
Tableau 13 Capacités de production installées en France.....	88
Tableau 14 Production des différentes filières technologiques en France	88
Tableau 15 Importations et exportations en France	88
Tableau 16 : Solde aux frontières.....	89
Tableau 17 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spread</i> et charbon.....	89
Tableau 18 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français	89
Tableau 19 Acteurs du marché français de l'électricité.....	89
Tableau 20 : Prix <i>spot</i> et à terme du marché français de l'électricité.....	90
Tableau 21 : Volumes <i>spot</i> et à terme sur le marché français de l'électricité	90
Tableau 22 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France	91
Tableau 23 : Fondamentaux du marché du gaz en France	91
Tableau 24 : Prix du gaz en France	91
Tableau 25 : Négoce du gaz en France.....	92
Tableau 26 : Acteurs du marché français du gaz	92

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Evolution du nombre d'alertes reçues par la CRE en provenance de l'ACER	15
Graphique 2 : Répartition des cas de surveillance analysés par la CRE (hors analyses des cas issus des alertes automatiques de l'ACER).....	15
Graphique 3 : Réenregistrement des acteurs préalablement enregistrés au Royaume-Uni auprès des régulateurs de l'Union européenne	20
Graphique 4 : Evolution des prix des matières premières depuis le 1 ^{er} janvier 2020	29
Graphique 5 : Evolution du prix du quota de CO ₂	31
Graphique 6 : Courbe des températures en France	32
Graphique 7 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2020 [2019]	34
Graphique 8 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières.....	35
Graphique 9 : Consommation en France	36
Graphique 10 : Puissance nucléaire indisponible pour cause de modulation court terme, vu du 31/12/2020	37
Graphique 11 : Puissance nucléaire indisponible pour cause de modulation long-terme, vu du 31/12/2020.....	38
Graphique 12 : Disponibilité prévisionnelle du nucléaire en 2020 vue à différentes dates (et disponibilité effective pour la partie de la courbe antérieure à la date visée)	39
Graphique 13 : Evolution comparée des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)	41
Graphique 14 : Comparaison des productions semestrielles des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)	42
Graphique 15 : Taux de production de la filière hydraulique.....	43
Graphique 16 : Taux de production de la filière gaz.....	44
Graphique 17 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads spot</i> pointe	44
Graphique 18 : Taux de production de la filière charbon.....	45
Graphique 19 : Marginalité des différentes filières de production en 2019 et 2020	47
Graphique 20 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix)	49
Graphique 21 : Taux de convergence (+/- 0,01 €/MWh) trimestriel des prix <i>spots</i> avec les pays couplés	51
Graphique 22 : Ecarts des prix <i>spots</i> européens avec le prix français en 2020.....	52
Graphique 23 : Prix des produits Y+1 base en Europe	53
Graphique 24 : Ecart des prix entre les produits calendaires Y+1 base français et allemand mis en perspective avec la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour la période.....	54
Graphique 25 : Ecart des prix entre les produits trimestriels T4 2020 base français et allemand mis en perspective avec la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour la période	55
Graphique 26 : Ecart de prix entre les produits à terme à livraison physique (indice Heren) et à règlement financier (EEX) pour le produit T4 2020 base	56
Graphique 27 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1	57
Graphique 28 : Volumes échangés sur la bourse et les courtiers des marchés à terme	58
Graphique 29 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité.....	59
Graphique 30 : Somme des positions nettes physiques par acteur, par période de livraison et par maturité de produit	60
Graphique 31 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne hebdomadaire).....	64
Graphique 32 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net.....	64
Graphique 33 : Volumes d'ajustements par type d'entité	65
Graphique 34 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT	68
Graphique 35 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2020 [2019] (flux commerciaux)...	72
Graphique 36 : Equilibre mensuel du système français 2020 (flux commerciaux)	73
Graphique 37 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs	74
Graphique 38 : Niveaux des stocks en France	75
Graphique 39 : Nombre de cargaisons réceptionnées en 2018 par pays d'origine	76
Graphique 40 : Importations de GNL par pays de l'Union européenne	77
Graphique 41 : Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)	78
Graphique 42 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)	79

Graphique 43 : Flux sortant via Pirineos (frontière espagnole)	80
Graphique 44 : Prix <i>day-ahead</i> du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)	81
Graphique 45 : Prix <i>day-ahead</i> du gaz en Europe	82
Graphique 46 : Prix <i>month-ahead</i> mondiaux du gaz	82
Graphique 47 : Prix à terme au PEG	83
Graphique 48 : Différentiel prix hiver/été France	84
Graphique 49 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français	85
Graphique 50 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédié	86
Graphique 51 : Somme des positions d'achat nettes par acteur, par période de livraison et par maturité de produit	87



15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr