

SURVEILLANCE

RAPPORT 2021

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

CONTENU

MESSAGE DU PRÉSIDENT DE LA CRE	6
SYNTHÈSE.....	8
SECTION 1 UNE HAUSSE DES PRIX SANS PRÉCÉDENT SUR LES MARCHES DE GROS DE L'ÉNERGIE EN 2021	14
1. LA FORTE HAUSSE DES PRIX DE GROS DU GAZ ET, A UN DEGRÉ MOINDRE, DES AUTRES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2021	15
2. LA HAUSSE DES PRIX DU GAZ SE REPERCUTE SUR LES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ, ÉGALEMENT AFFECTÉS PAR LA FAIBLE DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLEAIRE	16
3. L'OBJECTIF EUROPEEN DE RÉDUCTION DE 55% DES ÉMISSIONS DE CO₂ EN 2030, MOTEUR DE LA HAUSSE DU PRIX DU QUOTA DE CO₂ EN 2021.....	18
4. 2021, UNE ANNÉE CLIMATIQUE NORMALE, MAIS FORTEMENT CONTRASTÉE	20
SECTION 2 SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE	22
1. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE DANS LE CADRE DU RÉGLEMENT REMIT EN 2021	23
1.1.STATISTIQUES PAR SOURCE DE DÉTECTION DES COMPORTEMENTS POTENTIELLEMENT SUSPECTS	23
1.2.RENFORCEMENT DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DANS LE CONTEXTE DE LA HAUSSE DES PRIX.....	25
1.3.SURVEILLANCE DES PRATIQUES LIÉES À LA GESTION DE L'INFORMATION PRIVILÉGIÉE	25
1.3.1. REMIT ne prévoit pas de critères quantitatifs pour la publication des informations privilégiées.....	25
1.3.2. Une indisponibilité supplémentaire de 100 MW n'a pas, en moyenne, une influence sensible sur les prix du marché intrajournalier français.	26
1.3.3. La CRE a fourni en 2021 des éléments d'appréciation aux acteurs du marché s'agissant de la publication des indisponibilités des moyens de production d'électricité installés en France	27
1.3.4. L'ACER recommande que les informations privilégiées soient publiées sur une plateforme centralisée.....	28
1.4.ACCOMPAGNEMENT DES ACTEURS ORGANISANT DES TRANSACTIONS (BOURSES, COURTIERS, ETC.) DANS LEUR MISSION DE SURVEILLANCE.....	29
2. ENQUÊTES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU RÉGLEMENT REMIT.....	29
2.1.ENQUÊTES CONDUITES PAR LA CRE.....	30
2.2.RESUME DES PRINCIPALES DÉCISIONS SANCTIONNANT DES MANQUEMENTS AU RÉGLEMENT REMIT PRONONCÉES PAR LES RÉGULATEURS DANS L'UNION EUROPÉENNE.....	30
2.3.UNE PARTICIPATION ACTIVE DE LA CRE À LA COOPÉRATION INTER-AAI.....	33
3. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPÉEN.....	33
3.1.ACTIVITÉS MENEES OU COORDONNÉES PAR L'ACER SUR LA SURVEILLANCE DES MARCHES	33
3.2.EVOLUTION DES ORIENTATIONS NON CONTRAIGNANTES DE L'ACER	33
3.3.AVANCEMENT DANS LA MISE EN PLACE DES ÉCHANGES DE DONNÉES REMIT AVEC L'ACER.....	34
SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL.....	36
1. ÉVOLUTION DE L'OFFRE ET LA DEMANDE EN FRANCE DE GAZ EN 2021	37
1.1.ÉQUILIBRE DU SYSTÈME FRANÇAIS.....	37
1.2.UNE HAUSSE DE LA CONSOMMATION DUE À DES TEMPÉRATURES PLUS BASSES QU'EN 2020 ET À LA REPRISE DE L'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE.....	38
1.3.DES NIVEAUX DE STOCKAGE EN EUROPE NETTEMENT INFÉRIEURS AUX TROIS DERNIÈRES ANNÉES SUR LA MAJEURE PARTIE DE L'ANNÉE, DU FAIT PRINCIPALEMENT DU COMPORTEMENT DE GAZPROM.....	39
1.4.DES IMPORTATIONS DE GNL EN BAISSÉ DE 8 % PAR RAPPORT À 2020	41
1.5.L'APPROVISIONNEMENT DE LA FRANCE PAR GAZODUC A ÉTÉ RÉSILIENT EN 2021, AVEC UN DÉBUT DE RÉÉQUILIBRAGE LIÉ À DES FLUX DU SUD VERS LE NORD PLUS FRÉQUENTS QUE PAR LE PASSÉ	45

1.6.LE MECANISME DU SPREAD LOCALISE A ETE TRES PEU UTILISE EN 2021.....	46
2. L'ANNEE 2021 A ETE MARQUEE PAR DES PRIX RECORDS DU GAZ NATUREL.....	47
2.1.LA CONJONCTURE AU NIVEAU EUROPEEN A ETE FORTEMENT HAUSSIERE SUR 2021	47
2.2.HAUSSE DES PRIX DE COURT TERME ATTEIGNANT DES SOMMETS SUR LA FIN DE L'ANNEE	47
2.3.LES PRIX DE GROS DU GAZ ONT ETE TIRES A LA HAUSSE TOUT AU LONG DE L'ANNEE PAR LA COMPETITION AVEC L'ASIE POUR LE GNL.....	48
2.4.HAUSSE DES PRIX A TERME EN REPONSE AUX CRAINTES LIEES A L'APPROVISIONNEMENT	49
2.5.LES ECARTS DE PRIX ENTRE L'ETE ET L'HIVER ETAIENT DEFAVORABLES MAIS N'ONT PAS EMPECHE L'ALLOCATION DE LA QUASI-TOTALITE DES CAPACITES DE STOCKAGE EN FRANCE	50
3. L'EVOLUTION PROGRESSIVE VERS DES ECHANGES DE CONTRATS DE PLUS COURT TERME SE POURSUIT, SOUTENUE PAR LES PRIX ELEVES.....	51
4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2021.....	54
SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE	55
1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2021	56
1.1.REPRISE DE LA CONSOMMATION EN 2021 APRES LA CRISE SANITAIRE	57
1.2.LA PRODUCTION NUCLEAIRE RETROUVE UN NIVEAU NORMAL EN 2021, MAIS LA DECOUVERTE D'ANOMALIES A LA CENTRALE DE CIVAUX PORTE LA DISPONIBILITE DU PARC NUCLEAIRE A DES MINIMA HISTORIQUES EN FIN D'ANNEE	58
1.2.1. Les conséquences de la crise sanitaire continuent à perturber un calendrier de maintenances du parc nucléaire déjà chargé	58
1.2.2. L'identification de l'anomalie sur le site de Civaux pourrait entraîner des effets importants sur le parc nucléaire.....	60
1.3.EVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES : LA FILIERE SOLAIRE ACCELERE SA CROISSANCE	61
1.4.APRES AVOIR ETE FORTEMENT SOLLICITE EN DEBUT D'ANNEE, LE STOCK HYDRAULIQUE FINIT L'ANNEE A DES NIVEAUX BAS.....	64
1.5.LA PRODUCTION DE LA FILIERE GAZ A DIMINUE DANS UN CONTEXTE DE HAUSSE DES PRIX DU GAZ SANS PRECEDENT	65
1.6.LA HAUSSE DU PRIX DU GAZ A FAVORISE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE CHARBON EN 2021, QUI RESTE TRES FAIBLE DANS LE MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS.....	67
1.7.MARGINALITE DES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION EN 2021.....	68
2. LES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE	71
2.1.HAUSSE GENERALISEE DES PRIX SPOT DANS UN CONTEXTE DE TENSIONS SUR LES PRIX DES COMBUSTIBLES ET DE REPRISE ECONOMIQUE	71
2.2.ECART ENTRE PRIX SPOT ET COUTS MARGINAUX D'EDF EN 2021	73
2.3.CONVERGENCE DES PRIX SPOTS FRANÇAIS AVEC LES PAYS VOISINS	74
2.4.PRIX A TERME EN FRANCE ET EN EUROPE.....	77
3. VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES DE GROS	83
4. LES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET LEUR SURVEILLANCE PAR LA CRE	87
4.1.RAPPEL DES PRINCIPES GENERAUX DE FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET DES EVOLUTIONS A VENIR.....	87
4.1.1. La réserve primaire.....	87
4.1.2. La réserve secondaire	88
4.1.3. La réserve tertiaire.....	88
4.1.4. Le dispositif de responsable d'équilibre.....	89
4.2.BILAN DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE EN 2021.....	89
4.2.1. Vue d'ensemble	89
4.2.2. La coopération « FCR » pour la réserve primaire.....	90

4.2.3. La réserve secondaire	90
4.2.4. Le mécanisme d'ajustement.....	91
4.2.5. La plateforme TERRE.....	92
4.3.LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE PAR LA CRE.....	93
5. LE MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITÉ ET SA SURVEILLANCE PAR LA CRE.....	94
5.1.RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ FRANÇAIS.....	94
5.2.LE PRIX DE LA CAPACITÉ POUR L'ANNÉE DE LIVRAISON 2022 RESTE ÉLEVÉ EN RAISON DE LA FAIBLE DISPONIBILITÉ DU NUCLEAIRE	94
5.3.LA CRE ESTIME QU'UNE RÉFLEXION D'ENVERGURE ET EXHAUSTIVE SUR L'ARCHITECTURE DU MÉCANISME DE CAPACITÉ DOIT ÊTRE LANCÉE.....	97
6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE EN FRANCE EN 2021.....	97
CHIFFRES CLES	99
1. MARCHÉ DU GAZ.....	99
2. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE.....	101

MESSAGE DU PRÉSIDENT DE LA CRE

Cette 15^{ème} édition du rapport annuel de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel de la CRE, qui porte sur l'année 2021, est inédite à bien des égards. Les marchés de l'énergie ont en effet connu en Europe une crise d'approvisionnement sans précédent, portant les prix de gros à des niveaux historiques.

Alors que l'on pouvait penser que la crise gazière serait limitée à l'hiver 2021-2022, la guerre déclenchée par la Russie en Ukraine le 24 février 2022, qui se poursuit tragiquement au moment où ce rapport est publié, a encore aggravé la crise et pourrait conduire l'Europe à se passer complètement de son principal fournisseur de gaz, la Russie.

La crise des prix de l'énergie survenue en 2021 et qui se poursuit n'est pas de nature spéculative ou financière. Il s'agit bien d'une crise d'approvisionnement, et d'abord d'une crise d'approvisionnement en gaz.

L'année 2021 a commencé par une tension sur les marchés que l'on peut qualifier de « normale » car résultant de fondamentaux tels que la forte reprise économique européenne et mondiale et un début de printemps froid retardant le remplissage des stockages en Europe.

Pendant l'été, la prise de conscience progressive que Gazprom laissait vides les importantes capacités de stockage qu'il détient en Europe, notamment en Allemagne, aux Pays-Bas et en Autriche, a commencé à créer une situation de crise. Au quatrième trimestre, les craintes concernant l'approvisionnement en gaz de l'Europe pour l'hiver 2021-2022 se sont renforcées. Les prix du gaz en Europe ont alors atteint des niveaux totalement inédits. L'arrivée massive de GNL en réponse aux prix élevés, conjuguée à un hiver doux, a finalement permis à l'Europe de passer l'hiver.

Pendant cette période, le système gazier français a contribué de façon positive à la sécurité d'approvisionnement européenne : les stockages français étaient remplis à 95% en début d'hiver, les quatre terminaux méthaniers français ont fonctionné à plein cet hiver et la flexibilité du réseau de transport de gaz a permis d'optimiser les flux et d'utiliser les interconnexions à leur maximum.

La hausse sans précédent des prix du gaz a entraîné une hausse similaire des prix de l'électricité, car le gaz joue un rôle essentiel dans la production d'électricité, particulièrement en période hivernale, en Europe mais aussi dans notre pays.

A cette situation tendue est venue s'ajouter en fin d'année 2021 une crise électrique spécifiquement française. La disponibilité du parc nucléaire, déjà basse, s'est dégradée à la suite de la découverte d'une anomalie sur des systèmes de sécurité à caractère potentiellement générique à la centrale de Civaux. Cette annonce a suscité une tension extrême sur les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2021-2022. Alors qu'ils étaient traditionnellement parmi les plus compétitifs, les prix de gros de l'électricité en France sont aujourd'hui les plus élevés d'Europe.

L'ACER a remis en avril 2022 à la Commission européenne son rapport sur le fonctionnement du marché de gros européen de l'électricité. La CRE en partage les principales conclusions : le marché intérieur européen permet l'optimisation à court terme du système électrique européen, et il est irremplaçable pour atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne de façon efficace. Toutefois, deux problèmes ne sont pas réglés : ce marché ne délivre pas aujourd'hui une visibilité suffisante à long terme et la question de la protection des consommateurs contre les périodes de prix élevés reste posée.

Dans l'immédiat, la situation actuelle, fortement volatile, appelle deux types de mesures.

D'une part, l'Union européenne doit se préparer à une interruption des livraisons de gaz russe, en prévoyant dans cette éventualité des mesures exceptionnelles telles qu'un plafond des prix de gros du gaz et des garanties publiques temporaires pour éviter des défaillances en cascade d'acteurs du marché de gros de l'électricité ou du gaz.

D'autre part, s'il est tout à fait légitime que les gouvernements protègent les consommateurs des conséquences de la flambée des prix de gros, de telles mesures n'encouragent pas les efforts de maîtrise de la consommation, pourtant indispensables pour faire face à la crise d'approvisionnement physique que reflètent les prix de gros. Il est donc très important, particulièrement en France, où le système dit de « bouclier tarifaire » est très protecteur, d'inciter les consommateurs qui le peuvent à réduire leur consommation, que ce soit par des campagnes de communication ou des aides aux dispositifs de maîtrise de la consommation ou d'effacement.

Cet effort très important de réduction de la consommation de gaz et d'électricité, qui doit commencer au plus tôt, est essentiel pour aborder dans de bonnes conditions l'hiver 2022-2023. Il s'inscrit en outre parfaitement dans la stratégie à long terme de notre pays visant la neutralité carbone.

Enfin, dans cette période de prix élevés et de forte volatilité, la mission de surveillance des marchés exercée par la CRE revêt une importance particulière. A cet égard, je me félicite que les premières décisions de sanction pour des

Juin 2022

manquements au règlement REMIT, prises en 2018 et 2019 par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE, aient été confirmées par le Conseil d'Etat en juin 2021 et en février 2022.

Jean-François CARENCO,
Président de la CRE

SYNTHESE

L'année 2021 a connu une hausse sans précédent des prix sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz

La crise sanitaire liée à la pandémie de COVID-19 avait fortement affecté l'année 2020, avec des prix de gros de l'électricité et du gaz parmi les plus bas jamais observés. La situation s'est complètement renversée cette année 2021, qui a été marquée par le début d'une hausse des prix de l'énergie sans précédent depuis les dernières décennies. Au niveau mondial, la reprise économique à la suite de la pandémie a contribué à une forte hausse des prix des matières premières. En Europe, le marché de gros du gaz a connu à partir du second semestre 2021 (et connaît encore en 2022) une crise d'approvisionnement majeure, du fait principalement des incertitudes concernant l'approvisionnement depuis la Russie et du non-remplissage par Gazprom des stockages qu'il détient en Europe. Cette tension s'est répercutée sur les prix de gros de l'électricité, du fait du rôle majeur du gaz dans la production d'électricité, particulièrement en période hivernale. En fin d'année, la baisse importante de la disponibilité du parc nucléaire a contribué à renforcer la hausse des prix de gros de l'électricité en France, désormais significativement supérieurs à ceux des pays voisins.

Dans ce contexte exceptionnel, les marchés de gros du gaz et de l'électricité ont joué leur rôle en reflétant par des prix élevés le déséquilibre entre l'offre et la demande d'énergie.

Toutefois, les prix de gros du gaz ont été particulièrement volatils et réactifs aux annonces imprévisibles et dictées par des considérations principalement politiques concernant l'approvisionnement en gaz depuis la Russie. Une telle situation est, par nature, propice à des manipulations de marché et à des délits d'initiés à l'échelle européenne.

Dans ces circonstances, la CRE n'est pas en mesure, contrairement aux années précédentes, d'assurer avec un degré de confiance raisonnable que le marché de gros du gaz naturel a fonctionné de manière satisfaisante en 2021.

Le marché de gros de l'électricité a reflété normalement les variations de l'équilibre entre l'offre et la demande et les craintes sur la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2021-2022. Toutefois, ses liens étroits avec le marché européen du gaz le rendent dépendant d'éventuels dysfonctionnements de ce dernier.

La CRE a renforcé sa surveillance des marchés de gros, en lien avec l'ACER et les autres régulateurs européens

Dans ce contexte très perturbé, la surveillance des marchés de gros par la CRE revêt une importance particulière. Sur le marché du gaz, la CRE a concentré ses efforts de surveillance des transactions sur les périodes où la sensibilité des prix du gaz aux annonces, souvent de nature politique et non commerciale, concernant l'approvisionnement européen a été la plus forte. Sur le marché de l'électricité, la CRE a surveillé particulièrement la qualité des publications concernant l'état du parc de production d'électricité, étant donné leur impact majeur sur les prix.

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du règlement REMIT, a représenté plus de 5,2 millions de transactions effectuées en 2021 sur les marchés de gros de l'énergie, pour plus de 1399 TWh échangés ou encore 111 Mds€ de valeur. Une quarantaine de cas de surveillance sont en cours d'analyse approfondie.

A fin 2021, cinq enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et une enquête a fait l'objet en 2021 d'une saisine du CoRDIS par le Président de la CRE.

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) qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. Les PPAT ont, en application de l'article 15 du 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 ; 12 notifications de transactions suspectes ont été ainsi reçues par la CRE en 2021.

Dans le contexte d'une hausse des prix sans précédent depuis la création du marché intérieur de l'énergie, la CRE a renforcé en 2021 ses contrôles sur les marchés de gros au titre des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché et obligation de publier les informations privilégiées). En particulier, elle s'est attachée à vérifier la cohérence entre les prix de l'électricité et les fondamentaux, dont les prix des matières premières et des quotas d'émissions de CO₂, ainsi que la disponibilité du parc de production nucléaire.

La CRE est particulièrement attentive à la qualité des publications relatives aux indisponibilités du parc de production d'électricité. Dans ce cadre, elle surveille notamment les délais dans lesquels les informations privilégiées sont publiées par les acteurs de marché. Elle a par ailleurs publié en 2021 une ligne directrice concernant la publication des indisponibilités des moyens de production d'électricité en France, sur la base d'une étude visant à quantifier la sensibilité moyenne des prix de marché aux publications des indisponibilités des moyens de production en France.

La CRE attache une importance majeure aux travaux et projets européens pour la mise en place de règles et de pratiques communes de surveillance des marchés de l'énergie au sein de l'Union européenne. 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 Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de la concurrence. L'ACER a publié, dès octobre 2021, des éléments d'analyse concernant la hausse des prix de gros de l'électricité, puis a été mandatée par la Commission européenne pour en réaliser une analyse approfondie. En coopération avec les régulateurs, l'ACER a par ailleurs publié de nouvelles orientations sur l'application du règlement REMIT, et en particulier la 6^{ème} édition de ses orientations générales, qui refond en profondeur le document, 10 ans après la publication de la première version, en prenant en compte les retours des régulateurs et des acteurs de marché.

Enfin, la CRE a contribué activement en 2021 aux travaux de l'ACER concernant l'amélioration de la qualité des données déclarées par les acteurs de marché à l'ACER au titre de l'article 8 de REMIT et leur exploitation. Dans ce cadre, l'ACER a mis à jour en 2021 ses orientations concernant la déclaration des données transactionnelles et fondamentales. Par ailleurs, les travaux menés en 2021 ont abouti à la publication en 2022 d'une décision de l'ACER relative à la déclaration de données additionnelles concernant le couplage de marché intrajournalier, visant à permettre une meilleure surveillance du marché intrajournalier de l'électricité par les régulateurs.

Les prix du gaz, qui ont connu une hausse inédite en 2021, ont montré une forte volatilité et une grande sensibilité au second semestre à toutes les annonces relatives à l'approvisionnement de l'Europe, notamment depuis la Russie

Les prix au PEG avaient atteint des niveaux particulièrement faibles en 2020, à 9,3 €/MWh en moyenne annuelle pour le prix *day-ahead*, avec la baisse généralisée des prix des matières premières liée à la crise sanitaire du COVID-19. Une hausse globale des prix des matières premières s'était déjà amorcée dès fin 2020 avec la reprise économique.

L'année 2021 a débuté par une faiblesse de l'approvisionnement en GNL de l'Europe. Une vague de froid importante en Asie a fortement tendu le marché du GNL et conduit l'Europe à recourir de manière intensive à ses stockages pour satisfaire sa demande. Ainsi, le prix *month-ahead* au PEG a atteint le 12 janvier un pic à 21,9 €/MWh, restant cependant bien inférieur aux niveaux atteints en Asie, où le GNL s'échangeait à plus de 85 €/MWh. Toute l'année, le remplissage des stockages est resté faible, contribuant à une hausse continue des prix du gaz. Les températures printanières anormalement fraîches en Europe, soutenant la consommation, ainsi que l'absence d'injections de Gazprom dans ses propres stockages, ont réduit le remplissage des stockages européens jusqu'à l'hiver. La prise de conscience progressive au cours de l'été que le plus gros fournisseur de l'Europe, Gazprom, n'agissait plus en Europe dans une logique purement commerciale, a amplifié fortement la hausse des prix, en faisant craindre des ruptures d'approvisionnement pour l'hiver 2021/2022.

Le GNL livré en Asie est resté plus cher que les prix européens la majeure partie de l'année, pour satisfaire la demande de ce continent, mais une concurrence de plus en plus forte s'est exercée entre l'Europe et l'Asie pour recevoir les cargaisons de GNL, contribuant à la hausse continue des prix. L'équilibre mondial entre l'offre et la demande de gaz est resté très contraint, notamment en raison de la persistance d'une forte demande asiatique en GNL, de la baisse des exportations de gaz russe vers l'Europe, d'incidents sur des infrastructures gazières et d'une hausse de la demande en gaz pour la production thermique d'électricité en remplacement du charbon.

Au quatrième trimestre 2021, le niveau bas des stockages européens a suscité une inquiétude grandissante du marché concernant l'approvisionnement européen pour l'hiver 2021-2022. Contrairement à d'autres pays européens, les stockages français n'ont pas été affectés par ce faible remplissage, grâce à la réforme de la régulation des stockages menée en France en 2018. Les prix européens ont fortement augmenté, avec un premier pic à 114 €/MWh pour le prix *day-ahead* au PEG, le 5 octobre. Le trimestre a été marqué par une très forte volatilité, et une grande sensibilité à toutes les annonces politiques en lien avec l'approvisionnement en gaz, notamment depuis la Russie. L'avancement de la procédure de la mise en service du gazoduc Nord Stream 2 (suspendue le 16 novembre par le régulateur allemand Bundesnetzagentur) ou encore les annonces successives du gouvernement russe sur les exportations de gaz vers l'Europe ont donné lieu à des mouvements de prix très importants.

Dans ce contexte de crainte de pénurie pour l'hiver 2021-2022, les prix du gaz ont atteint des sommets sur les derniers mois de l'année, accompagnés d'une volatilité inédite, avant que l'afflux de méthaniers de GNL vers l'Europe ne permette une détente des prix en toute fin d'année. Ainsi, le prix au PEG *day-ahead* a culminé à 183 €/MWh

le 21 décembre 2021. La France, qui possède quatre terminaux méthaniers et un réseau de transport de gaz de grande capacité, a fait partie des pays européens ayant permis d'absorber cet afflux de GNL.

La sensibilité des prix aux annonces concernant l'approvisionnement de l'Europe est propice aux opérations d'initiés et aux manipulations de marché. La CRE a donc exercé, en liaison avec les autres régulateurs et l'ACER car le marché du gaz est européen, une surveillance particulière sur ces périodes.

Les prix de l'électricité ont connu une hausse tout aussi exceptionnelle, tirés par les prix des matières premières et surtout du gaz ; les prix français ont été particulièrement élevés en fin d'année du fait de la faible disponibilité du parc nucléaire

Les prix de gros de l'électricité sont étroitement liés aux prix des matières premières, et particulièrement à celui du gaz qui joue un rôle majeur, y compris dans notre pays, dans la production d'électricité, notamment en période hivernale. La grande sensibilité des prix de gros de l'électricité aux prix du gaz a conduit, surtout au deuxième semestre 2021, à une hausse des prix de l'électricité sans précédent depuis le début de l'ouverture des marchés. Ainsi, les prix journaliers s'établissent en moyenne en 2021 à 109,2 €/MWh, soit un doublement par rapport au niveau moyen constaté ces dernières années.

Mais surtout, l'incertitude sur l'approvisionnement de l'Europe en gaz pendant l'hiver 2021-2022 a entraîné une incertitude du même ordre sur l'approvisionnement en électricité. En fin d'année, la prolongation d'arrêts programmés sur le parc nucléaire et la découverte d'anomalies de nature à affecter une grande partie du parc ont renforcé ces craintes et conduit à une nouvelle hausse des prix à terme, cette fois spécifiquement française. Les prix à terme pour l'hiver 2021-2022 reflétaient ainsi des craintes du marché concernant la sécurité d'approvisionnement, anticipant des heures de prix très élevés voire de défaillance. Ainsi, le prix pour livraison en base en France au premier trimestre 2022 a culminé à 772 €/MWh le 21 décembre 2021. Cette tension sur les prix à terme s'est reflétée dans les prix de plus court terme, notamment au travers des prix des moyens de production disposant d'un stock d'énergie limitée, comme la production hydroélectrique.

La production nucléaire, très affectée par les perturbations des plannings de maintenance liées à la crise sanitaire en 2020, avait pourtant retrouvé un niveau dans la moyenne historique récente en milieu d'année 2021, après un début d'année 2021 encore perturbé. La production thermique, rentabilisée en fin d'année par des prix de l'électricité augmentant plus vite que les prix des combustibles, a contribué avec les importations à combler ce déficit de production. La production d'origine renouvelable, à 60 TWh en 2021, a été proche de celle de 2020, malgré une hausse significative de la capacité installée, en raison de conditions climatiques défavorables.

Au total, la France a été exportatrice nette d'électricité en 2021 à hauteur de 43 TWh (exportations de 87 TWh, importations de 44 TWh – ce niveau d'importation n'avait jamais été atteint dans les années récentes), avec une situation importatrice nette en novembre et décembre 2021.

Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2021. Le cas échéant, les faits marquants de l'activité de surveillance pendant les premiers mois de l'année 2022 sont également mentionnés.

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

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est responsable depuis 2006 de la surveillance des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel. Elle publie chaque année son rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel 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)¹, de leurs obligations de détection et de déclaration de suspicions d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché au titre de l'article 15 du règlement REMIT.

Enfin, l'application de certains articles du règlement REMIT a été étendue au marché de garanties de capacité français. En application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE garantit 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 est mis en œuvre au niveau européen dans le cadre des dispositions de l'article 16 du règlement REMIT qui prévoit en particulier la coopération entre l'ACER, l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF), les régulateurs de l'énergie des Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de concurrence.

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

Activité de la CRE en 2021 dans le cadre de sa mission de surveillance



5,2 millions de transactions surveillées

1 399 TWh échangés

Plus de **111 Md€** échangés en valeur



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

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

1 655 acteurs enregistrés auprès de la CRE



5 enquêtes en cours

3 enquêtes en cours d'instruction par le CoRDiS

Marché de gros en France en 2021

Prix de l'électricité



109,2 €/MWh en moyenne des prix *spot*, soit + **239 %** par rapport à 2020

94,7 €/MWh en moyenne des prix à terme annuels, soit + **111 %** par rapport à 2020

Prix du gaz naturel



46,4 €/MWh en moyenne des prix *spot*, soit + **398 %** par rapport à 2020

33,7 €/MWh en moyenne des prix à terme annuels, soit + **151 %** par rapport à 2020

SECTION 1
UNE HAUSSE DES PRIX SANS PRECEDENT SUR LES MARCHES DE
GROS DE L'ENERGIE EN 2021

1. LA FORTE HAUSSE DES PRIX DE GROS DU GAZ ET, A UN DEGRE MOINDRE, DES AUTRES MATIERES PREMIERES EN 2021

Après une chute en 2020 principalement due aux mesures sanitaires prises partout dans le monde, les prix des matières premières ont observé un rebond à partir de la fin de l'année 2020, en lien avec le rétablissement de la situation sanitaire et le rebond économique associé. La reprise économique mondiale s'est poursuivie en 2021, portée notamment par les politiques monétaires, avec une hausse généralisée des prix des matières premières sur l'ensemble de l'année pour atteindre des niveaux inédits par rapport aux dernières années sur le quatrième trimestre. D'après la Banque mondiale, le rebond de la croissance mondiale en 2021 est estimé à 5,5 %.

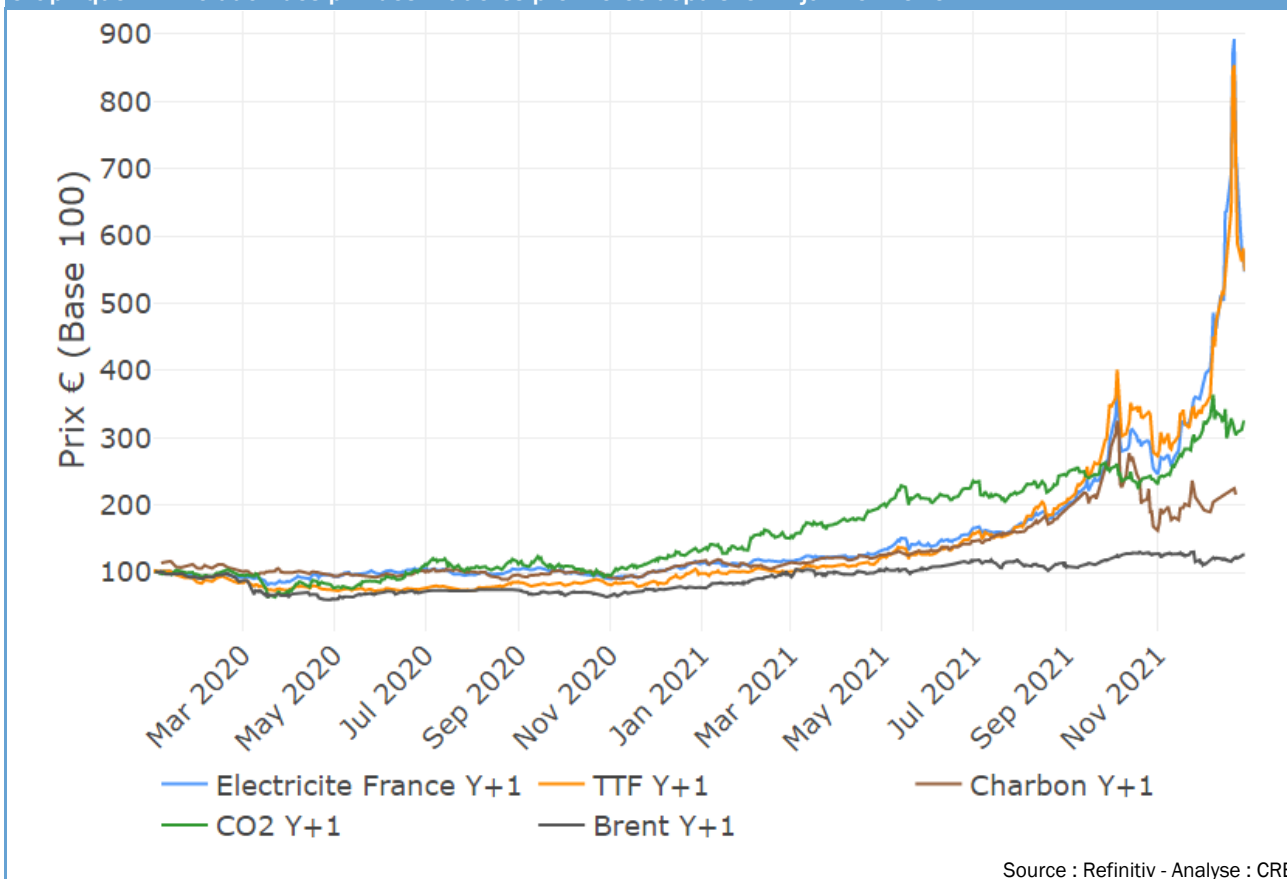
La reprise de la demande mondiale en pétrole a soutenu les prix sur la majeure partie de l'année, lesquels ont enregistré une hausse moyenne de 41,3 % par rapport à 2020. Cette hausse a toutefois été contenue en fin d'année avec l'annonce de l'OPEP+ d'une augmentation de production de 400 000 barils/jour en janvier et l'émergence du nouveau variant Omicron fin novembre, conduisant à un baril à 77,8\$ en fin d'année. La poursuite des restrictions sanitaires dans certains pays ainsi que celles sur les vols internationaux ont également pesé sur la demande tout au long de l'année, mais à un niveau bien moindre qu'en 2020.

L'année 2021 a été marquée par la forte reprise de l'activité économique de l'Asie, dont la demande en charbon et en gaz a impacté l'offre de ces matières premières en Europe et en France. L'approvisionnement en gaz et en charbon en Asie a été très perturbé en 2021, du fait de l'embargo officieux de Pékin sur les importations de charbon australien décidé en octobre 2020 ou encore de la vague de froid au Sud-Est du continent en janvier ayant conduit à d'importantes tensions autour de l'offre en gaz. A la suite de cet épisode, plusieurs pays asiatiques ont fixé des objectifs élevés de remplissage des stockages de gaz avant l'hiver 2021-2022, contribuant ainsi à accroître la demande du continent sur l'année. Dépendante du charbon pour les deux tiers de son électricité, la pénurie du combustible a été telle que la Chine a été contrainte d'instaurer de nombreuses coupures de courant sur l'année 2021, affectant l'activité industrielle du pays.

La forte demande asiatique en GNL du début de l'année a conduit l'Europe à recourir de manière intensive à ses stockages pour satisfaire sa demande. Au printemps, le niveau des stockages européens est resté continuellement faible, du fait notamment des températures printanières anormalement fraîches en Europe, ce qui a contribué à tendre les prix. S'y est ajoutée l'absence d'injection de Gazprom dans ses propres stockages, qui s'est poursuivie pendant l'été. L'équilibre mondial entre l'offre et la demande de gaz en 2021 est resté très contraint, notamment en raison de la persistance de la demande asiatique en GNL, de la baisse des exportations de gaz russe vers l'Europe, de nombreux incidents sur des infrastructures gazières et d'aléas climatiques (sécheresses) ayant conduit à une hausse de la demande en gaz pour la production thermique d'électricité.

Au quatrième trimestre 2021, le pessimisme grandissant du marché concernant l'approvisionnement de l'Europe en gaz russe a accéléré la hausse et entraîné une très forte volatilité des prix du gaz, qui ont atteint des niveaux inédits. Le marché a été très sensible à toutes les annonces politiques en lien avec l'approvisionnement en gaz. Notamment, l'avancement de la procédure de la mise en service du gazoduc Nord Stream 2 (suspendue le 16 novembre par le régulateur allemand Bundesnetzagentur) ou encore les annonces du gouvernement russe sur les exportations de gaz du pays vers l'Europe ont été suivis de près par les marchés et ont donné lieu à des mouvements de prix très importants.

Ce contexte, marqué par le faible remplissage des stockages de gaz européen avant l'hiver et les incertitudes sur la poursuite des livraisons de gaz russe, a généré des fortes craintes de pénurie de gaz pour l'hiver 2021-2022. Les prix du gaz ont atteint des sommets sur les derniers mois de l'année, accompagnés d'une volatilité inédite, avant que l'afflux de méthaniers de GNL, notamment américain, vers l'Europe ne vienne contribuer à une détente des prix.

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

2. LA HAUSSE DES PRIX DU GAZ SE REPERCUTE SUR LES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ, ÉGALEMENT AFFECTÉS PAR LA FAIBLE DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLEAIRE

Les marchés des combustibles, de l'électricité et des quotas de CO₂ sont étroitement liés et plusieurs facteurs expliquent cette interaction. En particulier, les prix de l'électricité sont directement affectés par les prix des combustibles, surtout le gaz, et des quotas de CO₂, du fait du rôle très important des moyens thermiques pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, particulièrement en période hivernale. La hausse des prix de gros du gaz en 2021 s'est donc répercutée largement sur les prix de gros de l'électricité, qui ont connu une hausse spectaculaire en 2021. Cette forte hausse, qui a touché toute l'Europe, a été accentuée en France au quatrième trimestre par une faible disponibilité du parc nucléaire générant une incertitude sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2021-2022.

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

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

Pour cela, la production est appelée en « préséance économique » (ou « *Merit order* »), consistant à empiler les moyens de production « pilotables » par ordre de coûts variables² croissants afin d'ajuster la production à la demande résiduelle, calculée après avoir déduit la production dite « fatale » des énergies renouvelables (éolien, solaire, fil de l'eau, etc.). Ce principe permet de minimiser les coûts de production variables à court terme. Cette optimisation est faite par chaque producteur au sein de son portefeuille de moyens de production.

² Le coût variable correspond au coût de production du dernier kWh produit. Il représente la part des coûts induits par le fonctionnement effectif du moyen de production (coûts opérationnel, coûts en combustibles, coûts de démarrage, certificats de CO₂, coûts de gestion des déchets, etc.)

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

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

Dans un système de règlement alternatif où chaque offre des producteurs serait payée à son propre prix d'offre, les producteurs seraient amenés à anticiper le prix de l'offre retenue la plus chère, et à rehausser leurs propres prix d'offre à un niveau immédiatement inférieur, pour limiter leur perte d'opportunité. Un tel mode de règlement « au prix d'offre » (ou « *pay-as-bid* ») ne permet pas de faire baisser les coûts pour les consommateurs, et est source d'inefficacité au vu des ressources nécessaires pour être en mesure de prévoir les prix de marché, et des coûts de production supplémentaires liés à la désoptimisation de la production car les prix d'offres ne reflètent plus les coûts variables.

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

Les productions à faible coût variable (moyens « de base » comme le nucléaire, ou les énergies renouvelables) reçoivent donc généralement une « rente inframarginale » égale à la différence entre le prix de gros et leur coût variable. Ce profit doit permettre notamment de couvrir leurs coûts fixes (qui sont plus importants que ceux des centrales thermiques aux coûts variables plus importants). Sur des périodes longues, on observe que le prix de gros est en moyenne proche du coût complet (coûts variables et coûts fixes) de la production d'électricité.

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

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

Le charbon est un marché global avec plusieurs indices mondiaux qui se traitent en dollar. Son prix est souvent fortement influencé par la demande chinoise et dans une moindre mesure indienne.

Les prix du gaz en Europe sont formés sur différentes places de marché et dépendent de la consommation, des flux physiques, des volumes livrés de GNL, des prix mondiaux du GNL (fortement influencés par la demande asiatique), des niveaux de stockage, etc. Avant la crise, un véritable indice de prix du gaz européen, fondé sur le marché néerlandais TTF, s'était formé depuis plusieurs années, les prix des autres marchés européens, dont le PEG en France, évoluant avec un très faible écart par rapport au TTF.

Le marché du quota de CO₂ est un marché règlementé dans lequel l'offre est administrée, pour répondre à la demande des acheteurs obligés, émetteurs de CO₂. Les quotas sont achetés pour couvrir les émissions liées à la production d'électricité et de l'industrie. Leur prix dépend fortement de l'activité économique et des prévisions de consommation d'électricité, mais d'autres facteurs jouent également un rôle très important comme les objectifs politiques ainsi que les évolutions règlementaires du marché. Les anticipations concernant le futur mix énergétique européen (rythme de décarbonation plus ou moins rapide) influencent directement le prix du CO₂, rendant le charbon ou le gaz plus attractif pour la production d'électricité. Ainsi, lorsque les prix du charbon, plus émetteur de CO₂, sont plus avantageux que ceux du gaz pour la production d'électricité, cela tire à la hausse les prix des quotas CO₂.

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

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

En 2021, la hausse très importante des prix des matières premières, et particulièrement du gaz, a conduit à une forte hausse des prix de gros de l'électricité, de +112,9 % par rapport à 2020, portée par les hausses des prix du gaz (150,4 %), du charbon (56,5 %) et du CO₂ (116,4 %). Les hausses des prix du gaz, de l'électricité et du CO₂ se sont particulièrement accélérées sur la fin de l'année. Le gaz a en effet observé une hausse de 164,7 % sur les

quatre derniers mois de l'année contre 109,2 % sur les huit premiers. Cette différence est encore plus marquée pour l'électricité (173,9 % contre +73,4 %). Le prix du CO₂ a également montré une croissance quasi-continue sur l'année, qui s'est particulièrement accélérée sur les deux derniers mois de l'année (+41,0 %). Le prix du charbon a quant à lui observé son maximum annuel début octobre avant d'observer une correction après une série de mesures du gouvernement chinois pour soutenir l'offre.

Alors que le phénomène précédent concernait toute l'Europe, des facteurs spécifiques au marché de l'électricité français ont exacerbé la hausse des prix, au premier rang desquels la disponibilité du parc nucléaire français. Mi-2021, le niveau de disponibilité, fortement affecté en 2020 et début 2021 par les perturbations des maintenances dans le sillage de la crise sanitaire, était revenu à un niveau normal. Au quatrième semestre, la disponibilité s'est à nouveau dégradée, et des incertitudes sont apparues concernant la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2021-2022. La disponibilité du parc nucléaire français est un facteur qui affecte très directement les prix de l'électricité en France, mais aussi dans une moindre mesure en Europe, du fait du rôle important des interconnexions. Une production nucléaire moindre implique un recours plus important à la production thermique sur un plus grand nombre d'heures. Elle peut même faire craindre des heures de pénurie, où le prix peut atteindre des niveaux très élevés, ne reflétant plus des coûts de production mais plutôt des coûts de réduction de la consommation. Ce dernier phénomène est exacerbé par la forte sensibilité de la consommation électrique française à la température du fait du poids élevé du chauffage électrique dans notre pays, qui augmente le risque sur l'équilibre offre – demande lorsque la disponibilité du parc de production est faible. Ainsi, les prix de l'électricité ont atteint fin 2021 des prix particulièrement élevés, notamment en ce qui concerne les prix à terme pour le premier trimestre 2022, dont le prix égal à 127 €/MWh le 1^{er} septembre 2021, a atteint 316 €/MWh le 1^{er} décembre 2021 pour culminer à 772 €/MWh le 21 décembre 2021.

En octobre 2021, l'ACER a publié une note³ présentant de façon quantitative la hausse des prix de l'électricité et le lien avec la hausse des prix du gaz, qui en est la principale cause. Cette note présentait aussi les perspectives de moyen terme, vues de cette date, ainsi qu'un aperçu des mesures pouvant permettre d'atténuer les impacts de cette hausse pour les consommateurs vulnérables, ou de limiter la sensibilité du système à ce type de chocs, par exemple au travers d'obligations de stockage de gaz étendues ou encore de réserves stratégiques de gaz.

Le 13 octobre 2021, la Commission européenne a présenté une panoplie de mesures de soutien pour lutter contre la hausse des prix de l'énergie⁴. Dans ce cadre, elle a confié à l'ACER une mission d'évaluation des avantages et inconvénients de l'organisation actuelle du marché de gros de l'électricité, notamment sa capacité à faire face à des situations de volatilité extrême des prix sur les marchés du gaz et les mesures en place pour atténuer cette volatilité, tout en assurant l'efficacité économique de la transition énergétique.

L'ACER a publié en novembre 2021 la première partie de son évaluation⁵. Dans son rapport, l'ACER rappelait les principes de marché actuel, et établissait notamment que la détermination du prix de l'électricité sur la base du prix marginal permettait l'optimisation de l'utilisation du parc. L'évaluation finale de l'ACER a été publiée en avril 2022⁶.

3. L'OBJECTIF EUROPEEN DE REDUCTION DE 55% DES EMISSIONS DE CO₂ EN 2030, MOTEUR DE LA HAUSSE DU PRIX DU QUOTA DE CO₂ EN 2021

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

L'année 2021 marque l'entrée dans la phase 4, allant jusqu'en 2030, qui est marquée par des ambitions importantes pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Un nouvel accord plus ambitieux a été conclu le 11 décembre

³ A consulter sur le site de l'ACER : https://extranet.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer's%20preliminary%20assessment%20of%20europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf

⁴ Communication de la Commission en date du 13 octobre 2021 : « Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien » (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101>)

⁵ A consulter sur le site de l'ACER : https://extranet.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer's%20preliminary%20assessment%20of%20europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf

⁶ A consulter sur le site de l'ACER : <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/press-release-acer-publishes-its-final-assessment-eu-wholesale>

2020 portant la réduction des émissions des pays de l'Union européenne à 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990 (contre 43 % précédemment). Cet accord a été adopté en juillet 2021 dans la loi européenne sur le climat.

L'entrée dans la phase 4 prévoyait déjà des évolutions importantes, comme la baisse du volume de quotas en circulation, la mise en place d'un système d'allocation dynamique⁷, la création de Fonds d'Innovation et de Modernisation⁸ et le renforcement de la Réserve de Stabilité de Marché. En outre, la baisse du volume de quotas en circulation sur le marché s'accélère, passant d'une réduction de 1,74 % par an (soit 38 millions de tonnes de quotas par an) à 2,2 % en moyenne (soit 48 millions de quotas).

« *Fit for 55* », un paquet de douze propositions pour permettre l'atteinte de l'objectif climatique 2030 de l'Union Européenne, accélère encore le rythme avec des nouvelles mesures fortes :

- la réduction des émissions de GES du secteur EU ETS réhaussée à -61% en 2030 par rapport à 2005, soit une réduction linéaire du nombre de quotas en circulation dans l'EU ETS portée à -4,2 %/an (au lieu de 2,2 % tel qu'initialement prévu pour la phase 4),
- le secteur maritime sera inclus dans l'EU ETS à partir de 2023,
- la fin des quotas gratuits de l'EU ETS sera appliquée à partir de 2036,
- les énergies renouvelables devront atteindre une part de 40 % dans le mix européen au lieu de 32,5 %.

Alors que l'année 2020 s'est terminée sur une hausse record du prix du CO₂, atteignant un pic à 33,4 €/tCO₂ le 28 décembre 2020, le mois de janvier 2021 a connu une interruption temporaire de la hausse. En revanche, les mois de février et mars ont été marqués par des hausses spectaculaires et inédites du prix qui n'a cessé de franchir de nouveaux records. A la fin du 1^{er} trimestre, le prix atteignait ainsi 42,5 €/tCO₂, soit une hausse de près de 30 % par rapport au début de l'année 2021 (en 2020 le prix avait connu une hausse de près de 37 % entre le début et la fin d'année).

Pendant le 2^{ème} trimestre, le prix du quota de CO₂ a d'abord poursuivi sa hausse en avril et début mai, alors que les analystes et les investisseurs continuaient de percevoir une hausse du marché, anticipant notamment les évolutions réglementaires de l'été. Le 17 mai, le prix atteignait un record à 56,6 €/tCO₂. A partir de mi-mai, pendant le mois de juin et jusqu'à fin juillet, le prix a marqué une pause sur un plateau autour des 52 €/tCO₂.

Après cette période d'incertitudes, le prix est reparti à la hausse pendant le mois d'août, soutenu par la hausse du prix du gaz depuis fin 2020, et, le 30 août 2021, le prix dépassait la barre symbolique des 60 €/tCO₂. Les mois de septembre et octobre sont à nouveau marqués par une période de relative stabilité et d'incertitudes, portant notamment sur de possibles interventions politiques pour limiter la hausse.

En fin d'année 2021, les tensions sur les prix du gaz et du charbon entraînent le prix du CO₂, qui franchit un pic exceptionnel à 88,9 €/tCO₂, le 8 décembre 2021, avant de se stabiliser autour des 80 €/tCO₂ jusqu'en fin d'année.

La hausse du prix du CO₂ s'explique dans un premier temps principalement par les réformes du marché qui ont contribué au resserrement de l'offre avec une direction clairement établie à la hausse pour les années à venir. Au second semestre, les tensions sur le gaz et le charbon ont entraîné le CO₂ et contribué à la hausse du prix.

L'autorité européenne des marchés financiers, l'ESMA, a publié le 18 novembre 2021 un rapport sur le fonctionnement du marché européen des quotas de CO₂ et des produits à terme concernant les quotas de CO₂⁹, réalisé à la demande de la Commission européenne dans sa communication du 13 octobre 2021 sur la hausse des prix de l'énergie¹⁰. Dans ce rapport préliminaire, l'ESMA concluait que la répartition des positions sur le marché des quotas de CO₂ n'avait pas significativement évolué depuis 2018, et était globalement en ligne avec le fonctionnement attendu de ce marché, dans lequel les acteurs non-financiers prennent des positions longues pour couvrir leur exposition au prix des quotas de CO₂ et les acteurs financiers agissent en intermédiaires pour faciliter les échanges et apporter de la liquidité au marché. L'ESMA note ainsi la place restant relativement faible des fonds d'investissement dans le marché des quotas de CO₂.

L'ESMA a publié, le 28 mars 2022, son rapport final¹¹, approfondissant sa précédente analyse. Elle confirme ses constats généraux précédemment établis concernant la répartition des positions des acteurs, et formule des recommandations ciblées pour améliorer la transparence et la surveillance du marché européen du carbone. Parmi ces recommandations, elle recommande de donner à l'ESMA une compétence supplémentaire de surveillance de

⁷ Les allocations gratuites sont adaptées annuellement en fonction des niveaux d'activité moyens

⁸ Le Fonds pour l'innovation soutiendra la démonstration de technologies innovantes et d'innovations révolutionnaires dans l'industrie. Le montant du financement disponible correspondra à la valeur marchande d'au moins 450 millions de quotas d'émission.

Le Fonds pour la modernisation soutiendra les investissements dans la modernisation du secteur de l'électricité et des systèmes énergétiques au sens large, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la facilitation d'une transition juste dans les régions dépendantes du carbone dans 10 États membres à faible revenu.

⁹ Accessible sur le site internet de l'ESMA : <https://www.esma.europa.eu/press-news/esma-news/esma-publishes-its-preliminary-report-eu-carbon-market>

¹⁰ Communication de la Commission en date du 13 octobre 2021 : « Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien » (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101>)

¹¹ <https://www.esma.europa.eu/press-news/esma-news/esma-publishes-its-final-report-eu-carbon-market>

ce marché, lui donnant accès notamment aux données concernant les transactions sur le marché primaire. Elle soumet à l'examen de la commission des mesures plus structurantes, en pesant leurs avantages et leurs inconvénients : l'introduction d'un régime de limites de positions sur les produits dérivés sur les quotas de CO₂, et l'instauration d'une surveillance centralisée du marché du carbone au niveau de l'UE, similaire à la mission confiée à l'ACER pour les marchés de l'électricité et du gaz.

Graphique 2 : Evolution du prix du quota de CO₂

4. 2021, UNE ANNEE CLIMATIQUE NORMALE, MAIS FORTEMENT CONTRASTEE

D'après le bilan climatique de Météo France¹², l'année 2021 a été en moyenne plus conforme à la normale que les années précédentes qui étaient exceptionnellement chaudes. Ainsi, la température annuelle moyenne sur le pays s'est élevée à 12,9 °C, soit 0,4 °C au-dessus de la normale et 1,2 °C de moins qu'en 2020 (qui est l'année la plus chaude que la France ait connue depuis 1900). Cependant, l'année a été très contrastée alternant entre des périodes de grande douceur et des périodes de froid assez marqué.

En particulier, les mois de février, juin et septembre ont été particulièrement chauds et se sont classés parmi les 10 plus chauds depuis 1900. La fin du mois de décembre a également été marquée par une grande douceur.

A l'inverse, des pics de froid ont été constatés début janvier et mi-février et le printemps a été particulièrement frais notamment en avril et en mai. Ainsi, le mois de mai a été le deuxième mois de mai le plus froid depuis 2000 (en moyenne plus de 1 °C en dessous de la normale). Le mois de novembre a également été particulièrement froid en 2021 avec des températures en moyenne inférieures de 0,7 °C par rapport à la normale. Ces épisodes de froid ont eu un impact significatif sur la consommation électrique française qui est particulièrement thermosensible. En effet, la hausse de consommation électrique est estimée en moyenne à environ 2 400 MW par degré Celsius en moins en hiver.

La pluviométrie a été dans la moyenne en 2021, avec des cumuls de précipitations proches de la normale sur une grande partie du territoire.

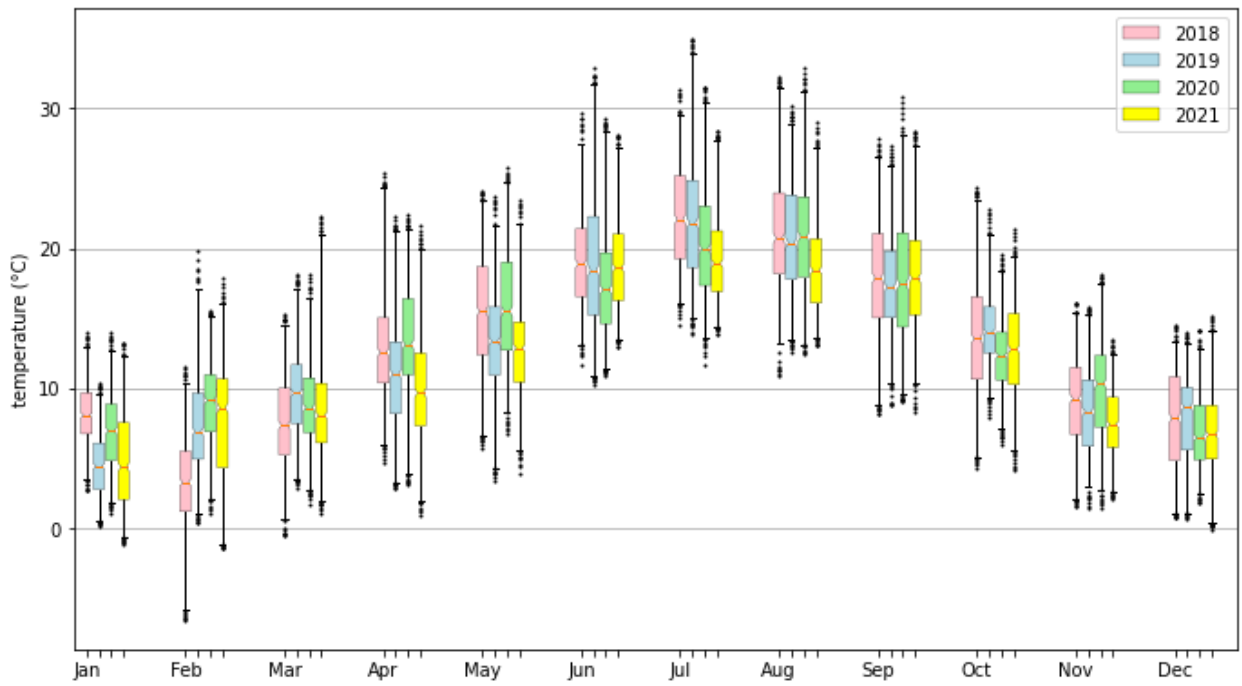
L'ensoleillement moyen sur le territoire a également été proche de la normale¹³. En revanche, le vent a été en moyenne significativement plus faible que pour une année normale, ce qui a conduit à une production éolienne en baisse en 2021 par rapport à 2020 alors que la puissance installée augmentait.

¹² <https://meteofrance.fr/actualite/publications/les-publications-de-meteo-france/2021-les-bilans-climatiques>

¹³ Moyenne de référence 1991-2010

Graphique 3 : Courbe des températures en France

source = MétéoFrance - nature = observation - physical quantity = temperature (°C)



Source : Météo France - Analyse : CRE

SECTION 2

SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE

1. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE DANS LE CADRE DU REGLEMENT REMIT EN 2021

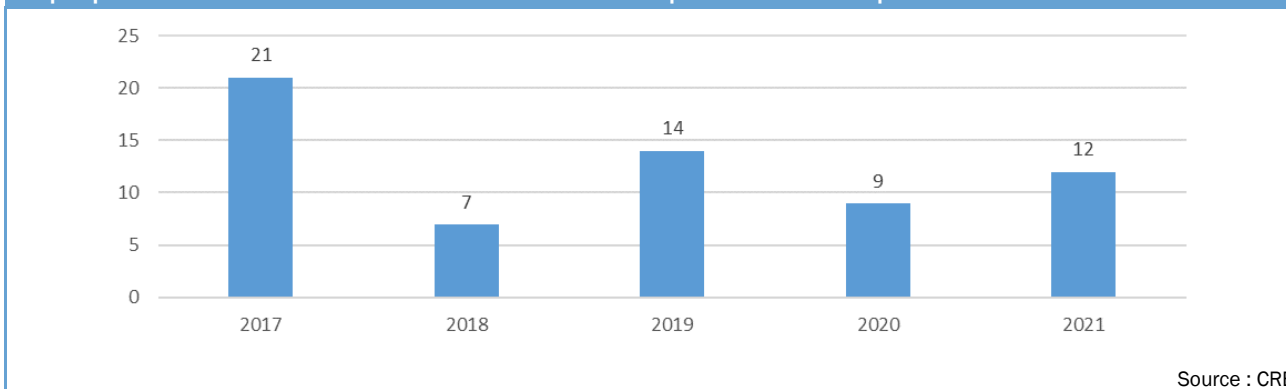
1.1 Statistiques par source de détection des comportements potentiellement suspects

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, particulièrement important dans le contexte de marché exceptionnel connu en 2021, 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 suspicion reçues par différentes sources, dont en premier lieu les PPAT qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes¹⁴, représentent une source d'information de grande valeur pour la CRE. Le Graphique 4 présente le nombre de signalements de suspicions de manquement à REMIT notifiés à la CRE par les PPAT ces dernières années. 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. Les manquements à cette obligation peuvent être sanctionnés par le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

Graphique 4 : Evolution du nombre de notifications de suspicion transmises par les PPAT

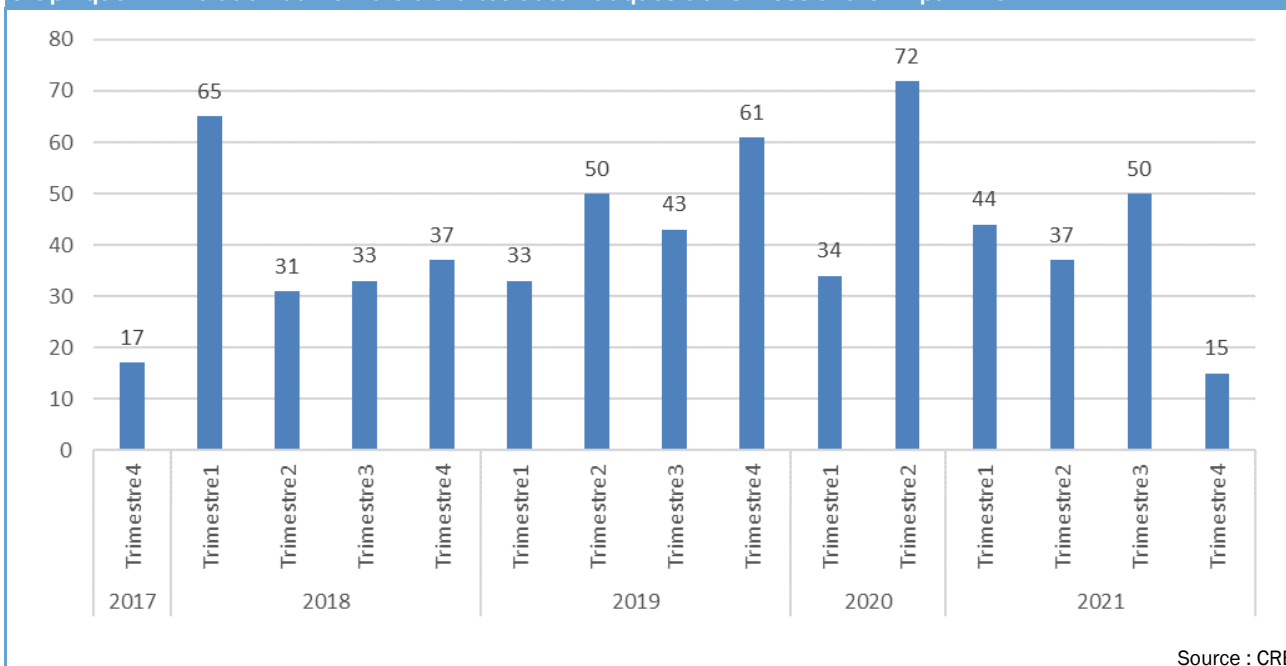


L'ACER transmet également des cas de suspicion qu'elle détecte, ainsi que les alertes issues de ses systèmes automatiques de détection. Sur ce dernier point, elle transmet aux régulateurs nationaux depuis fin 2017, à un rythme mensuel, les alertes pointant des transactions qu'elle juge suspectes. Ces alertes permettent d'identifier des transactions inhabituelles dont l'analyse par la CRE peut mener à l'ouverture d'une analyse approfondie, puis éventuellement d'une enquête. La transmission d'alertes par l'ACER a été perturbée en 2020, du fait de difficultés rencontrées par l'ACER en lien avec la généralisation du télétravail à la suite de la crise sanitaire de la COVID-19, dans le contexte des mesures de sécurité informatique mises en place afin de préserver la confidentialité des données transactionnelles et de ses analyses. La génération et la transmission des alertes sont revenues à la normale en 2021, avec 146 alertes reçues par la CRE en 2021.

D'octobre 2017 à mars 2022, 622 alertes de comportements potentiellement suspects ont été transmises à la CRE par l'ACER (Graphique 5). Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE, d'autres concernent des produits transfrontaliers et donc également d'autres régulateurs. Parmi les alertes reçues, on note une prépondérance des alertes concernant des achats et ventes d'un même produit et au même prix par un acteur de marché, qui peuvent résulter de transactions de l'acteur avec lui-même.

¹⁴ 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.

Graphique 5 : Evolution du nombre d'alertes automatiques transmises à la CRE par l'ACER



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

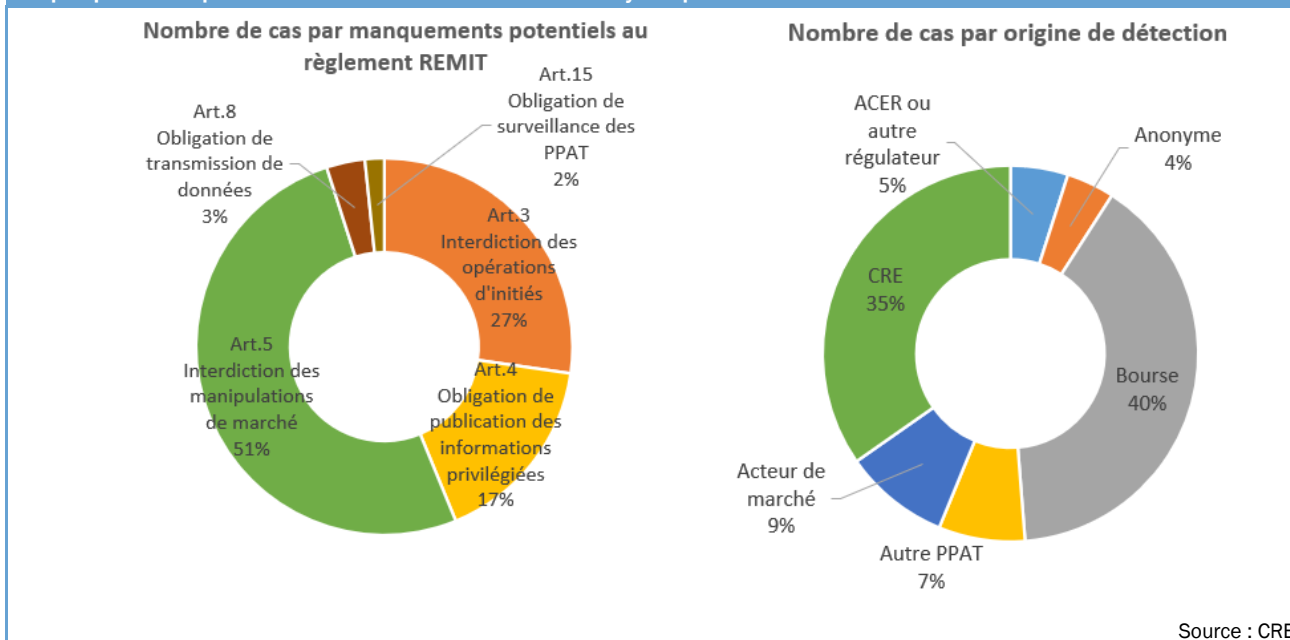
La CRE reçoit également des informations relatives à des comportements suspects de la part des acteurs du marché. La CRE encourage cette vigilance et rappelle que toute personne ayant des suspicions de manquement au règlement REMIT peut les signaler, de façon anonyme ou non, à l'adresse surveillance@cre.fr ou sur la plateforme européenne de notification prévue à cet effet¹⁵.

Les comportements suspects détectés, en interne par la CRE ou par un signalement externe, donnent d'abord lieu à une vérification du caractère raisonnable de la suspicion. 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 quarantaine de cas d'analyse sont actuellement ouverts par la CRE et en cours d'analyse. Certaines analyses menées en 2021 ont donné lieu à l'ouverture d'enquêtes au premier semestre 2022, et trois analyses ont été clôturées en 2021 sans donner lieu à l'ouverture d'une enquête. Les enquêtes concernant des manquements suspectés à REMIT peuvent mener à des sanctions financières prononcées par le CoRDIS,

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 27 % et 51 % des cas.

¹⁵ <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

Graphique 6 : Répartition des cas de surveillance analysés par la CRE



1.2 Renforcement de la surveillance des marchés dans le contexte de la hausse des prix

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

La CRE a ainsi renforcé ses contrôles sur les marchés de gros au titre des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché et obligation de publier les informations privilégiées), en concentrant ses moyens sur la surveillance des pratiques des acteurs du marché et notamment des transactions et ordres effectués. En particulier, elle s'est attachée à vérifier la cohérence entre les prix de l'électricité et les fondamentaux, dont les prix des matières premières et des quotas d'émissions de CO₂, et la disponibilité du parc de production nucléaire.

Enfin, la CRE collabore avec l'ACER et les régulateurs nationaux européens, notamment dans le contexte de la hausse des prix, afin de renforcer la capacité à détecter de potentiels abus de marché dans ce contexte.

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

1.3.1 REMIT ne prévoit pas de critères quantitatifs pour la publication des informations privilégiées.

Le bon fonctionnement des marchés de gros de l'électricité nécessite que les informations concernant l'état du système électrique soient rendues publiques par les différents acteurs du marché. Dans le cas contraire, des asymétries d'information entre les acteurs du marché pourraient créer des avantages injustifiés et, en conséquence, nuire à la bonne formation du prix et à la confiance générale dans le marché de gros de l'énergie.

Dans ce cadre, les indisponibilités des installations de production d'électricité, qu'elles soient fortuites ou planifiées, constituent des informations qui doivent être publiées en application de deux règlements européens :

- le règlement (UE) No 543/2013¹⁶, dit règlement Transparence, qui prévoit la publication systématique des indisponibilités fortuites et programmées, d'un certain niveau de puissance fixé à 100 MW pour le seuil le plus bas¹⁷ ;

¹⁶ Règlement (UE) n° 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.

¹⁷ Voir Rapport de surveillance des marchés de gros 2020 pour plus de détail sur les critères de publication du règlement Transparence

- le règlement (UE) No 1227/2011¹⁸, dit 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.

En application de l'article 2(1) du règlement REMIT, l'information est considérée comme privilégiée lorsque quatre critères cumulatifs 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.

Contrairement au règlement Transparence, REMIT ne prévoit pas de critères quantitatifs pour la publication des informations privilégiées.

L'évaluation par chaque acteur du marché du caractère privilégié d'une information relative à l'indisponibilité d'un moyen de production d'électricité doit s'appuyer sur les quatre critères cumulatifs susmentionnés, examinés sur la base d'une analyse au cas par cas, ce qui peut se révéler complexe. A ce titre, certains producteurs s'interrogent, pour des besoins opérationnels d'application du règlement REMIT, sur la mise en place d'un seuil quantitatif de publication des informations privilégiées à l'instar de ce qui est défini dans le règlement Transparence, afin de faciliter l'évaluation de l'effet potentiel et sensible sur le prix des produits énergétiques de gros.

L'ACER a mené une consultation publique couvrant notamment ce sujet en 2019¹⁹. Les orientations de l'ACER concernant la mise en œuvre du règlement REMIT ne prévoient pas de critères quantitatifs permettant d'apprécier l'influence sensible ou non sur le prix d'un produit énergétique de gros d'une information concernant l'indisponibilité d'un moyen de production.

1.3.2 Une indisponibilité supplémentaire de 100 MW n'a pas, en moyenne, une influence sensible sur les prix du marché intrajournalier français.

Depuis 2019, la CRE mène des analyses approfondies sur la gestion de l'information privilégiée par les acteurs du marché (cf. rapports de surveillance des marchés de gros 2019 et 2020). La CRE a publié le 16 septembre 2021²⁰ une étude sur la sensibilité du prix intrajournalier de l'électricité français aux publications des informations relatives aux indisponibilités des moyens de production en France effectuées en application du règlement REMIT.

La méthodologie d'analyse retenue dans cette étude repose sur des méthodes statistiques estimant l'effet d'une publication, relative à l'indisponibilité fortuite ou planifiée d'une centrale de production en France, sur le prix de gros de l'électricité français, entre la clôture de l'enchère sur le marché day-ahead et le moment de la dernière transaction effectuée sur le marché intrajournalier français pour le produit horaire concerné.

Les données utilisées dans le cadre de cette étude proviennent du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE et de la bourse d'électricité au comptant EPEX SPOT.

Plusieurs indices du prix intrajournalier existent. A des fins de l'étude, 5 séries différentes de prix intrajournaliers observés sur la bourse d'électricité EPEX SPOT pour une livraison à heure h et un jour t sont retenues :

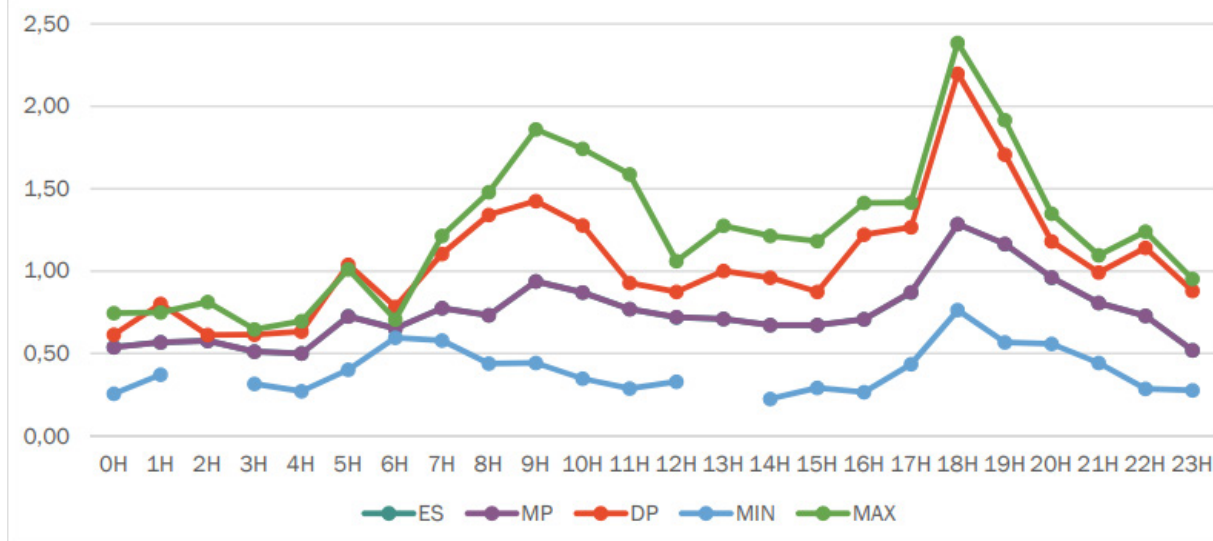
- ES : l'indice prix d'EPEX SPOT ;
- MP : prix moyen pondéré par les volumes des transactions ;
- DP : le prix de la dernière transaction ;
- MIN : le prix minimum parmi toutes les transactions ;
- MAX : le prix maximum de toutes les transactions.

¹⁸ Règlement (UE) 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 Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE.

¹⁹ Les résultats de la consultation publique ont été présentés par l'ACER lors de la table ronde organisée le 26 Novembre 2019 avec des associations des acteurs de marché et les entreprises proposant les plateformes de publication de l'information exigée au titre du règlement Transparence ou de l'information privilégiée au titre du règlement REMIT : https://extranet.acer.europa.eu/en/remit/REMITACER/Roundtable/Documents/Minutes_IIPs%20roundtable%20meeting_26%20November%202019_publication.pdf

²⁰ <https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-publie-une-etude-sur-la-sensibilite-du-prix-du-marche-de-gros-de-l-electricite-aux-publications-d-informations-relatives-aux-indisponibilite#:~:text=Les%20r%C3%A9sultats%20de%20l'%C3%A9tude,au%20sens%20du%20r%C3%A8glement%20REMIT> .

Graphique 7 : Comparaison des coefficients de sensibilité (€/MWh /GW indispo) des écarts de prix aux indisponibilités publiées selon l'indice de prix infrajournalier choisi. Estimations obtenues avec régression par les moindres carrés ordinaires avec toutes les indisponibilités prises en compte



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

L'étude montre que l'effet d'1 GW supplémentaire d'indisponibilité annoncée sur l'écart entre le prix infrajournalier et le prix day-ahead est estimé entre 0 et 2,3 euros/MWh, ce qui peut être considéré comme peu « sensible » au sens du règlement REMIT. Il convient de noter que, compte tenu de la méthodologie d'analyse retenue et de la large période analysée allant de 2015 à 2020, les résultats reflètent des moyennes conduisant à minimiser certaines situations de fonctionnement du marché, et notamment des scénarios extrêmes de situations tendues.

Les impacts de prix varient selon l'heure de livraison, étant au plus haut en fin de pointe vers 19h et minimaux vers 3h. L'analyse par filière montre un impact prix significatif pour les indisponibilités de moyens de production nucléaires indépendamment de l'heure de livraison concernée. L'impact prix est beaucoup plus faible lorsqu'il s'agit de moyens de production fossiles, mais leurs indisponibilités sont trop peu fréquentes pour avoir des statistiques représentatives. A l'inverse, l'impact prix des indisponibilités des moyens de production ENR, composés surtout de centrales hydrauliques, est plus élevé que pour les autres filières et significatif entre 18h et 21h.

Enfin, la méthodologie retenue par la CRE n'est pas exclusive d'autres méthodologies de détermination de la sensibilité du prix de marché de l'électricité aux publications des indisponibilités des moyens de production en France.

1.3.3 La CRE a fourni en 2021 des éléments d'appréciation aux acteurs du marché s'agissant de la publication des indisponibilités des moyens de production d'électricité installés en France

L'étude de la CRE portant sur les indisponibilités est fondée sur des estimations en moyenne et ne permet pas de conclure de manière systématique sur l'effet d'une telle indisponibilité dans une situation de marché particulière ou sur d'autres segments du marché de gros que l'infrajournalier.

Toutefois, le résultat de cette étude constitue un élément d'appréciation utile. Le marché français a un parc installé et une consommation d'électricité parmi les plus importants d'Europe. La puissance moyenne appelée sur l'année est d'environ 50 GW, avec un minimum d'environ 30 GW et une pointe de l'ordre de 90 GW. Une indisponibilité de moins de 100 MW, soit 0,2 % de la puissance moyenne appelée, est peu susceptible, sauf situation exceptionnelle, d'exercer une influence sensible sur le prix des produits énergétiques de gros.

Ces constats ont conduit la CRE, dans sa délibération du 30 septembre 2021²¹, à considérer que les indisponibilités des moyens de production d'électricité d'une ampleur inférieure aux critères prévus dans le règlement Transparence et rappelés dans le tableau ci-après, ne sont pas susceptibles, en règle générale, d'avoir une influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros et donc d'être qualifiées d'informations privilégiées au titre de REMIT.

²¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/publication-informations-privilegiees-relatives-aux-indisponibilites-des-moyens-de-production-d-electricite-en-france>

Tableau 1 : Critères de publication d'une indisponibilité en application de l'article 15 du règlement Transparence

	Générateur ²²	Unité de production ²³
Indisponibilité programmée	Volume indisponible \geq 100 MW Variations de disponibilité \geq 100 MW Durée \geq une unité de temps du marché	Volume indisponible \geq 200 MW Variations de l'indisponibilité \geq 100 MW Durée \geq une unité de temps du marché
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

La CRE considère donc que, pour les moyens de production d'électricité en France, les critères quantitatifs de publication d'une indisponibilité définis à l'article 15 du règlement Transparence peuvent être utilisés, en règle générale, pour déterminer le seuil de volume indisponible en deçà duquel l'indisponibilité ne serait pas susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros.

Cette appréciation n'est pas valable lorsque plusieurs variations d'indisponibilités se cumulent dans le parc d'un même acteur jusqu'à ce que la puissance cumulée dépasse les seuils prévus pour une unité de production définis à l'article 15 du règlement Transparence.

La CRE rappelle que, en application de l'article 4(1) du règlement REMIT, chaque acteur du marché doit effectuer sa propre évaluation au cas par cas du caractère privilégié d'une information, y compris l'évaluation du fait que cette information serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros si elle était rendue publique. Cette évaluation doit prendre en considération, notamment, l'activité de l'acteur du marché, la situation conjoncturelle du marché et les spécificités du marché concerné à l'instant donné (taille du marché, équilibre entre l'offre et la demande, heure de la journée, etc.), ces critères n'étant pas limitatifs.

1.3.4 L'ACER recommande que les informations privilégiées soient publiées sur une plateforme centralisée

Les informations privilégiées détenues par les acteurs du marché doivent être rendues publiques et facilement accessibles par les autres participants. Dans ce contexte, l'ACER a recommandé²⁴ aux acteurs du marché d'utiliser une plateforme centralisée (appelée en anglais *Inside Information Platform* ou IIP) pour leur publication.

Une publication sur une plateforme centralisée permet que l'information privilégiée soit considérée comme étant effectivement divulguée au sens du règlement REMIT. La plateforme souhaitant devenir une IIP doit respecter une liste d'exigences minimales afin d'être certifiée en tant que IIP par l'ACER.

Selon la recommandation initiale de l'ACER, la publication des informations privilégiées doit être effectuée, dès le 1^{er} janvier 2021, sur une des plateformes IIP certifiées, dont la liste est disponible sur le site de l'ACER dédié au REMIT (REMIT Portal²⁵).

En raison de la crise sanitaire, l'ACER a indiqué aux acteurs du marché que ceux-ci pouvaient utiliser leur site internet comme solution transitoire. Initialement établi au 31 décembre 2021, le terme de cette période provisoire a été reporté au 31 décembre 2022 (lettres ouvertes de l'ACER en date du 20 novembre 2020²⁶ et du 14 décembre 2021²⁷). Les exigences minimales que ces sites internet doivent respecter sont précisées dans la question III.7.22 du document questions-réponses de l'ACER²⁸.

S'agissant en particulier du marché de gros d'électricité en France, RTE a pris l'initiative de développer une plateforme IIP, qui est, à ce jour, en phase finale de certification auprès de l'ACER. Au regard de l'avancement du processus de certification fin 2021, la CRE a considéré²⁹ que la plateforme de RTE pouvait être utilisée pendant la période transitoire définie par l'ACER par les acteurs qui l'ont choisie, ou envisagent de la choisir, en tant que IIP

²² L'article 2(17) du règlement Transparence définit « générateur », comme un générateur d'électricité individuel appartenant à une unité de production.

²³ 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.

²⁴ Voir notamment le Chapitre 4 de la 6^{ème} version en vigueur des orientations de l'ACER portant sur l'implémentation du REMIT

²⁵ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

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://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/Updated-Open-Letter-on-extension-of-possibility.pdf>

²⁸ <https://documents.acer-remit.eu/category/remit-reporting-user-package/qas-and-faq-on-remit/>

²⁹ Communication de la CRE sur la recommandation de l'ACER concernant la publication des informations privilégiées sur les plateformes centralisées dédiées : <https://www.cre.fr/Actualites/communication-de-la-cre-sur-la-recommandation-de-l-acer-concernant-la-publication-des-informations-privilegiees-sur-les-plateformes-centralisees-de>

pour la divulgation d'informations privilégiées. Dans l'éventualité où RTE ne parviendrait pas à faire certifier sa plateforme d'ici le 31 décembre 2022, la CRE a indiqué qu'elle communiquera de nouvelles orientations.

Enfin, la CRE rappelle que les acteurs du marché de gros de l'électricité et du gaz naturel doivent indiquer la plateforme IIP de leur choix, ainsi qu'éventuellement leur propre site internet désigné en tant que solution de secours, sur leur compte dans le système centralisé européen d'enregistrement des acteurs des marchés de gros de l'énergie (CEREMP) (voir également la question II.4.57 du document questions-réponses de l'ACER).

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 2021 ses échanges avec les bourses, courtiers et RTE (seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France) 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. Le suivi des relations avec les courtiers installés en France est organisé conjointement avec l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

La CRE rappelle l'obligation pour les PPAT (articles 3 et 5 du REMIT) de notifier tout soupçon raisonnable d'une violation potentielle du règlement REMIT identifiée dans l'exercice de leurs fonctions de contrôle. Le PPAT doit notifier l'Autorité de régulation nationale (ARN) de l'Etat membre dans lequel le participant au marché impliqué dans la violation potentielle s'est enregistré³⁰ et l'ARN dans le ou les Etats membre(s) de livraison du ou des produit(s) énergétique(s) de gros impliqué(s).

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

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

De plus, la section 8.3 des orientations³¹ de l'ACER sur REMIT donne des recommandations sur les informations pertinentes à indiquer dans la STR, lorsqu'elles sont disponibles.

La CRE rappelle l'importance de la bonne coopération entre les ARN et les PPAT, alors qu'elle a constaté en 2021 une baisse des STR reportées par certaines PPAT. La CRE n'hésitera à entamer des procédures de sanction, dans le cadre prévu par la loi, à l'encontre des PPAT qui n'exerceraient pas correctement leur mission de surveillance des marchés de gros.

2. ENQUETES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT 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).

³⁰ Dans le registre européen centralisé des participants au marché de l'énergie CEREMP.

³¹ ACER 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 - 6th Edition - 22 July 2021

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 2021, la CRE a ouvert 13 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 et 4 en 2021.

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).

A fin 2021, 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) ;
- trois sont en cours d'instruction par le CoRDIS ;
- pour les cinq enquêtes restantes à fin 2021, les analyses de l'agent enquêteur étaient encore en cours.

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

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

L'ACER tient à jour sur son site internet un récapitulatif³² 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
25/04/2022	CRE, France	Electricité de France SA	Article 3 Article 4	500 000 €	Appel possible
25/04/2022	CRE, France	EDF Trading Limited	Article 5	50 000 €	Appel possible
30/09/2021	BNetzA, Allemagne	Energi Danmark A/S	Article 5	200 000 €	Définitif
30/09/2021	BNetzA, Allemagne	Optimax Energy GmgH	Article 5	175 000 €	En appel
24/08/2021	OFGEM, Royaume-Uni	ESB Independent Generation Trading Limited and Carrington Power Limited	Article 5	6 000 000 £ (env. 7 M €)*	Définitif
25/02/2021	CNMC, Espagne	Rock Trading World S.A.	Article 5	60 000 €	Appel possible

³² Publication ACER Enforcement decisions – Overview of the sanction : <https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions>

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 Com- pany Ltd, Spalding Energy Company Ltd	Article 5	37 291 000 £ (env. 42,5 M €)*	Définitif
03/01/2020	VERT, Litua- nie	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, Hon- grie	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 Commodi- ties SE + Deux traders	Article 5	150 000 € et des amendes de 1 500 € et 2 000 € res- pectivement pour chaque trader.	Définitif
21/12/2018	Pro- cureur/DUR, Danemark	Neas Energy A/S	Article 5	153,000 DKK (env. 20 400 €)*	Définitif
28/11/2018	CNMC, Es- pagne	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	Pro- cureur/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, Es- pagne	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.

Parmi ces décisions, la CRE souhaite présenter brièvement les deux récentes décisions prononcées en 2022 à l'encontre des sociétés EDF et EDF Trading Limited, ainsi que la seule décision prononcée en 2021 pour un montant supérieur à 1 M€.

Décisions de sanction³³ du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie du 25 avril 2022 à l'égard des sociétés Electricité de France et EDF Trading Limited

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la Commission de régulation de l'énergie sanctionne d'une part la société Electricité de France (EDF) à hauteur de 500 000 euros pour manquement aux articles 3 et 4 du règlement REMIT, et d'autre part EDF Trading Limited (EDFT) à hauteur de 50 000 euros pour manquement à l'article 5 du règlement REMIT.

En juin 2018, le président de la commission de régulation de l'énergie (CRE) a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction sur le fondement de l'article L. 134-25 du code de l'énergie. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte en décembre 2016 qui avait constaté des comportements des sociétés EDF et EDFT susceptibles d'enfreindre les règles définies par le règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit « règlement REMIT ».

Décision de sanction de l'OFGEM en 2021 à l'égard des sociétés ESB Independent Generation Trading Limited and Carrington Power Limited

Le 24 août 2021, le « Office of Gas and Electricity Market » (OFGEM) a déclaré que ESB Independent Generation Trading Limited (IGT) et Carrington Power Limited (Carrington), sociétés constituées et enregistrées en Grande-Bretagne, avaient accepté de payer 6M£ au fond de redressement volontaire de l'OFGEM, pour avoir commis par inadvertance 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.

De mars 2019 à septembre 2020, IGT a régulièrement envoyé des signaux trompeurs au « *National Grid Electricity System Operator* » (TSO) concernant les capacités de sa centrale de production à Carrington, ces informations étant exigées pour le fonctionnement du mécanisme d'équilibrage britannique.

En effet, l'OFGEM a constaté qu'à la demande des traders d'IGT, la centrale de Carrington a fréquemment surévalué la capacité déclarée de production minimale d'énergie que Carrington pouvait fournir. De plus, elle a aussi exagéré le délai de mobilisation de la centrale. Ce comportement a été mis en œuvre par les traders d'IGT lorsque IGT et Carrington cherchaient à produire sur le mécanisme d'ajustement. Dans de nombreux cas, le TSO 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 TSO 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 TSO, doivent raisonnablement refléter les véritables caractéristiques de fonctionnement attendues pour une unité de production. En surévaluant la capacité de production que Carrington pouvait fournir, IGT ne s'est pas conformé à cette exigence.

En outre, l'OFGEM constate que la surévaluation de la capacité minimale d'énergie que Carrington pouvait fournir, a donné un signal trompeur au TSO, qui a dû rémunérer IGT pour de l'énergie qui ne correspondait pas à la quantité réellement disponible sur le marché. Ainsi, IGT, 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.

IGT a considéré que son approche de la modification des paramètres dynamiques de Carrington était conforme à sa compréhension de ses obligations réglementaires à l'époque. IGT a également estimé que tenter de couvrir ses coûts fixes de production sur un plus grand volume entraînerait une baisse des coûts d'équilibrage. L'OFGEM indique qu'à présent, la société IGT reconnaît que son comportement, impliquant la contractualisation d'un plus grand volume d'énergie de la part du TSO, l'a conduit parfois à dépenser inutilement de l'argent pour essayer d'équilibrer le système électrique.

La société IGT 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 manquements.

Compte tenu de la coopération d'IGT lors de l'examen du cas, l'OFGEM n'a pas jugé nécessaire d'ouvrir une enquête, la société IGT ayant accepté de payer 6M£ (environ 7 M€) dans le « *voluntary redress fund* » de l'OFGEM³⁴.

³³ <https://www.cre.fr/Documents/Reglements-de-differends/cordis-25-avril-2022-sanction-a-l-encontre-de-la-societe-edf-et-de-la-societe-edf-trading-limited>

³⁴ <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, constitue un moyen privilégié d'échanges avec les autres autorités administratives indépendantes françaises (ACPR, ADLC, AMF, ART, ARCEP, CNIL, HATVP)³⁵. La CRE a participé activement en 2021 à ces groupes qui ont travaillé notamment sur la mise en œuvre des pouvoirs d'enquêtes ainsi que sur les recommandations du rapport d'étude du Conseil d'Etat.

A cet égard, il convient de rappeler la collaboration particulièrement étroite entre la CRE et l'AMF, sur la base notamment du protocole d'accord signé en 2010 ayant pour objet de permettre aux deux autorités de bénéficier de leurs informations et expertises réciproques et d'assurer la réalisation et la pleine efficacité de leurs missions respectives, conformément aux dispositions de l'article L. 621-21 du code monétaire et financier et des articles 28 et 29 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

3. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPEEN

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

Plusieurs groupes de travail dédiés à la surveillance des marchés existent au sein de l'ACER et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER). Ils contribuent notamment à la mise en œuvre opérationnelle du règlement REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente. Ils participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») sur REMIT publiées par l'ACER.

La CRE attache une grande importance à la progression rigoureuse des travaux REMIT dans le cadre d'une collaboration européenne constructive et assure la présidence de plusieurs groupes, notamment e la *REMIT Policy Task Force*, reconduite en 2020 pour 2 ans. 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 reflétés par ces nominations.

3.2 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 manipulatoire 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 2017³⁶ ;
 - une orientation concernant la pratique manipulatoire 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 2018³⁷ ;
 - une orientation concernant la pratique manipulatoire 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 2019³⁸.

³⁵ 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

³⁶ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yg>

³⁷ 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>

³⁸ 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>

L'ACER a publié la 6^{ème} édition de ses orientations générales le 22 juillet 2021. Cette nouvelle édition, parue 10 ans après la première version, refond la structure du document, en prenant en compte les retours des régulateurs et des acteurs de marché. Elle apporte par ailleurs des précisions sur le champ d'application de REMIT et sur les interdictions des opérations d'initiés et manipulations de marché.

L'ACER publie par ailleurs une liste de questions et de réponses (« Q&A ») concernant la mise en œuvre de REMIT, et a publié des mises à jour de ce document les 23 juillet 2021 et 14 décembre 2021. Ces mises à jour concernent notamment la désignation de plateforme de publication d'informations privilégiées par les acteurs de marché.

La CRE contribue à l'élaboration de positions communes sur la définition et l'encadrement des pratiques d'abus des marchés de gros au titre du règlement REMIT. Elle a été un contributeur actif lors de préparation des évolutions des orientations générales.

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

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

L'ACER publie des documents visant à préciser les modalités de déclarations des données transactionnelles et fondamentales. Les échanges entre l'ACER, les parties déclarantes, les régulateurs ainsi que les autres parties prenantes portent notamment sur les mises à jour de ces documents. Les documents principaux sont le manuel de procédures pour la déclaration des données³⁹ et le manuel de l'utilisateur pour la déclaration des données transactionnelles (*Transaction Reporting User Manual* – TRUM), dont les dernières versions ont été publiées le 30 avril 2021. Ils sont complétés par un document de questions et réponses (*Frequently Asked Questions* – FAQ) sur la déclaration des données transactionnelles, ainsi qu'un autre document de question et réponses concernant la déclaration des informations privilégiées et données fondamentales. Des nouvelles versions de ces documents ont également été publiées le 30 avril 2021.

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, se sont poursuivis en 2021. Notamment, l'ACER a communiqué dans son bulletin d'information trimestriel⁴⁰ sur les progrès des travaux d'analyse et d'amélioration de la qualité des données, notamment au travers de projets menés sur quatre thèmes principaux : la complétude des données liées au couplage des marchés journalier et intrajournalier, le développement d'indicateurs de qualité de données, les contrats de transports de gaz et la complétude des données concernant les transactions intermédiiées par les courtiers. L'ACER partageait dans ce document ses premiers constats concernant les transactions intermédiiées par les courtiers, présentant des pratiques et conventions de déclaration assez hétérogènes.

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.

Enfin, l'ACER a publié en janvier 2022⁴¹ une décision relative à la déclaration de données additionnelles concernant le couplage de marché intrajournalier pour l'électricité. Cette décision représente l'aboutissement de travaux débutés en 2019 avec les opérateurs du couplage intrajournalier pour améliorer la visibilité de l'ACER et des régulateurs sur le carnet d'ordre partagé de la plateforme de couplage intrajournalier XBID. Du fait de la conception de cette plateforme, des ordres déposés dans une zone de marché peuvent être partiellement ou totalement visibles dans toutes les autres zones de marché, en fonction des capacités d'échange aux frontières disponibles en temps réel. L'ACER et les régulateurs ne disposant pas d'information concernant les capacités d'échange disponibles en temps réel, ils ne pouvaient pas reconstituer les carnets d'ordres visibles par les acteurs des marchés qu'ils surveillaient. Pour pallier ce manque, la décision de l'ACER prévoit que les opérateurs du couplage, dans les neuf mois suivant la décision (délai pouvant être étendu), mettent à la disposition de l'ACER des données concernant les ordres visibles à chaque instant dans chaque zone de marché. La responsabilité de la mise à disposition des données reposera sur les opérateurs du couplage intrajournalier, et non pas sur les acteurs du marché eux-mêmes, au contraire des déclarations de données transactionnelles au titre de l'article 8 de REMIT.

³⁹ *Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting*: https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting_V7.pdf

⁴⁰ « *REMIT Quarterly* » n° 25, 2^{ème} trimestre 2021 : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q2_2021_1.0.pdf

⁴¹ Décision n° 01/2022 de l'Agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie du 31 janvier 2022 demandant des informations additionnelles concernant les données relatives au couplage unique intrajournalier (https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2022%20on%20SIDC%20data.pdf)

Références utiles

S'agissant des suspicions d'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/>.

SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL

1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET LA DEMANDE EN FRANCE DE GAZ EN 2021

1.1 Équilibre du système français

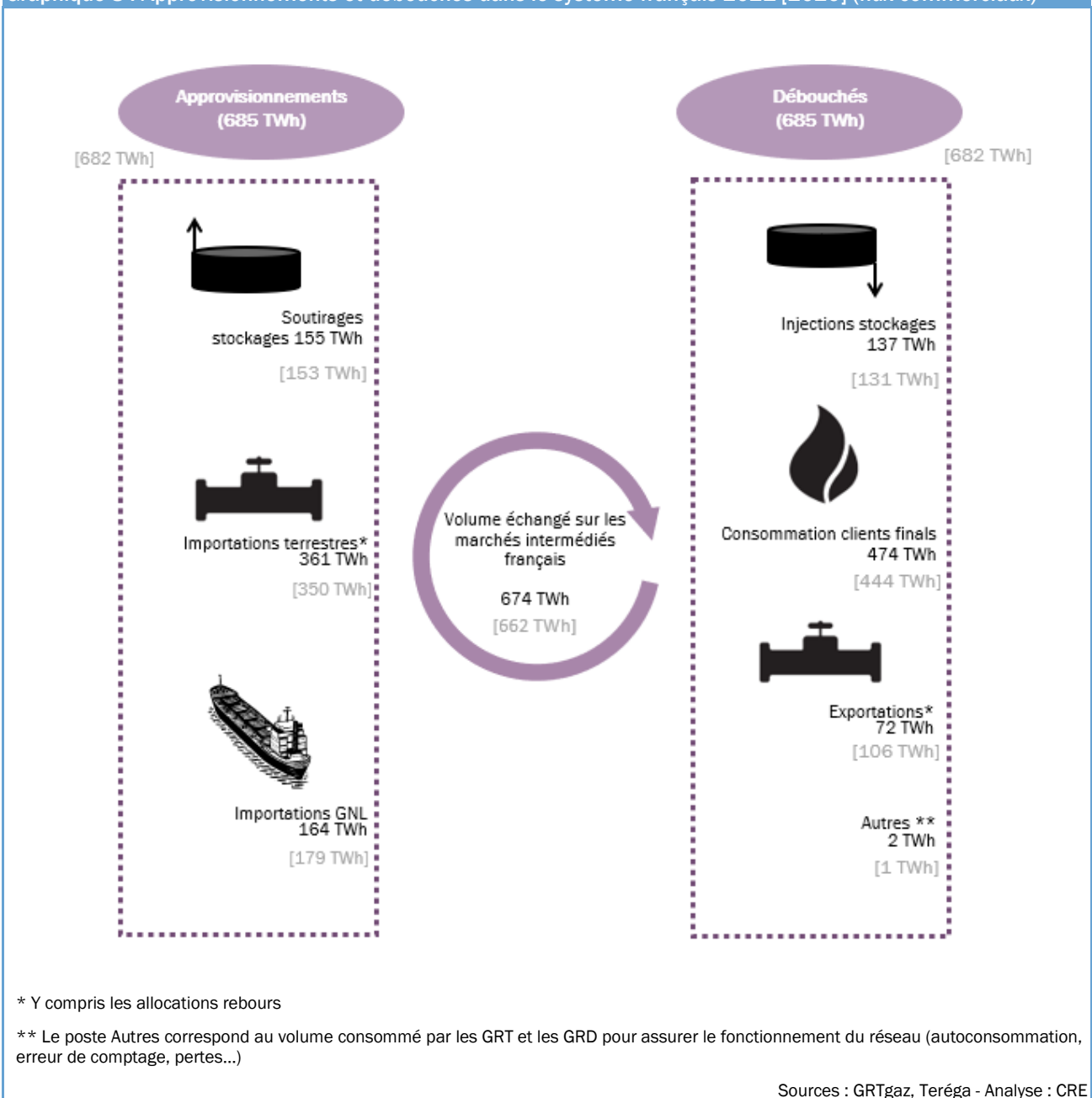
En 2021, la consommation de gaz en France a augmenté de 7 %, portée par la hausse de la consommation des distributions publiques en réponse à des températures moyennes plus froides qu'en 2020.

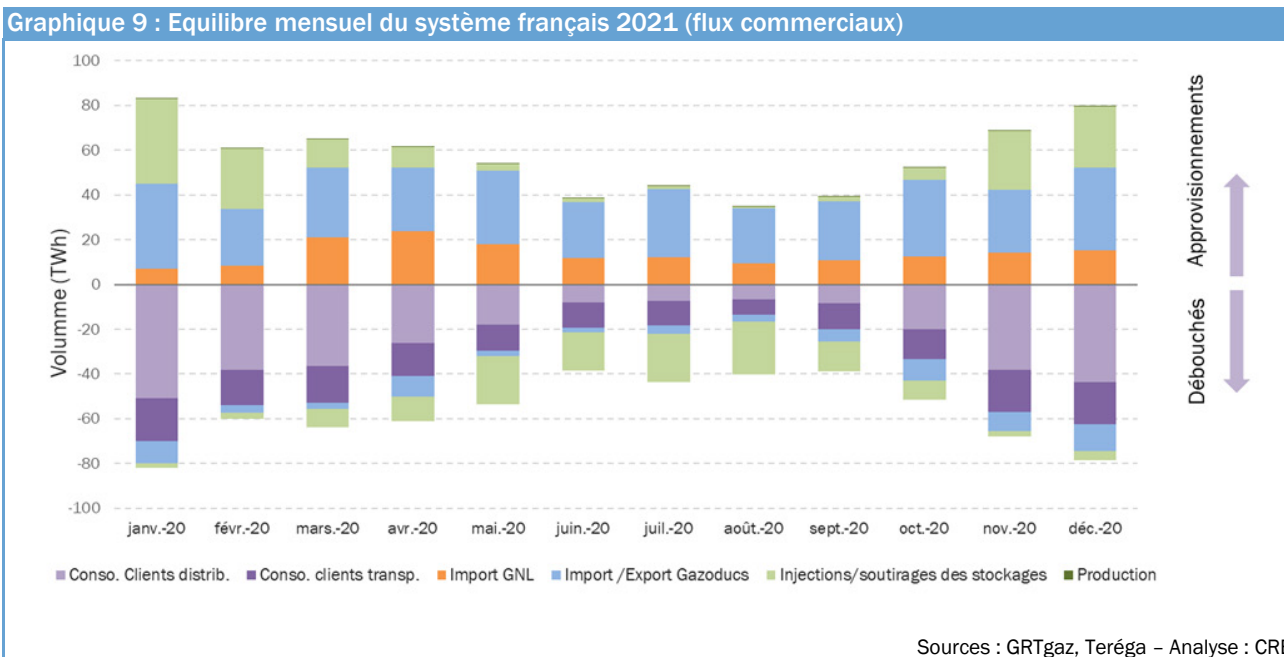
La demande en injection a également augmenté sur l'année (+4 %) en raison des faibles niveaux des stockages français après l'hiver 2020-2021.

Alors que les importations par gazoduc en France sont restées relativement stables (+3 %), les importations du pays en GNL, bien qu'élevées, ont été en baisse par rapport au niveau exceptionnel de 2020 (-8 %). Les volumes de GNL livrés en Europe ont en effet été impactés par la forte demande de l'Asie sur l'année dont les prix d'achat étaient régulièrement supérieurs à ceux de l'Europe.

Le total des exportations annuelles de 2021 a observé une forte diminution (-32 %), notamment en raison des flux importants de gaz algérien vers l'Espagne et du recours de l'Italie au nouveau gazoduc trans-adriatique (TAP) pour s'approvisionner.

Graphique 8 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2021 [2020] (flux commerciaux)





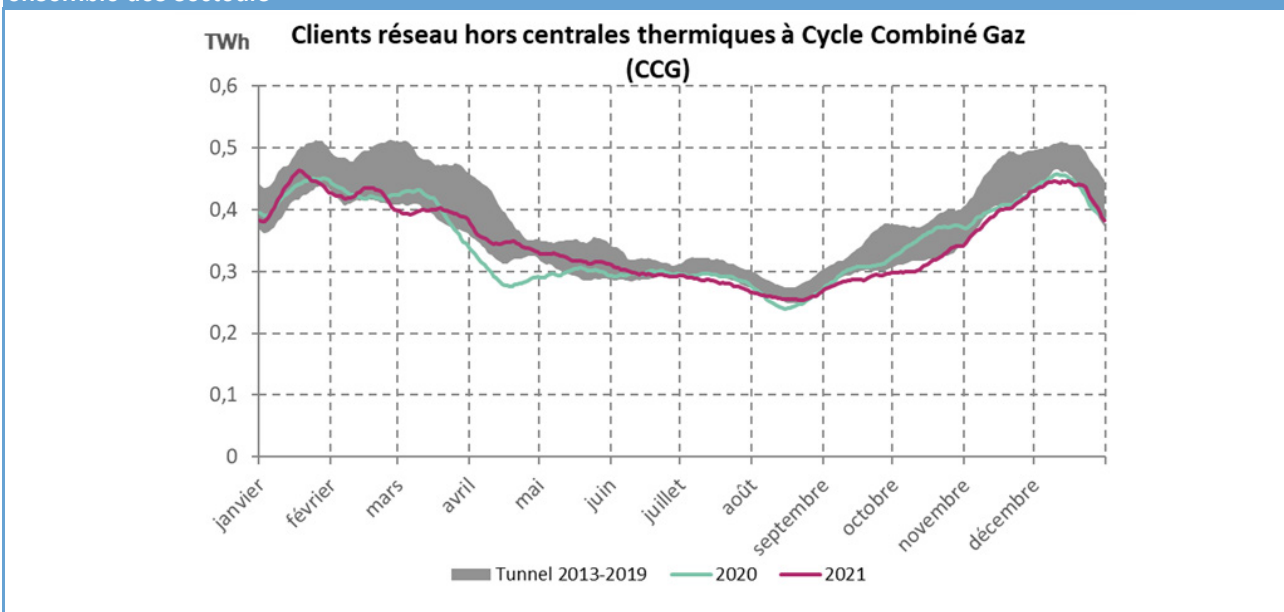
1.2 Une hausse de la consommation due à des températures plus basses qu'en 2020 et à la reprise de l'activité économique

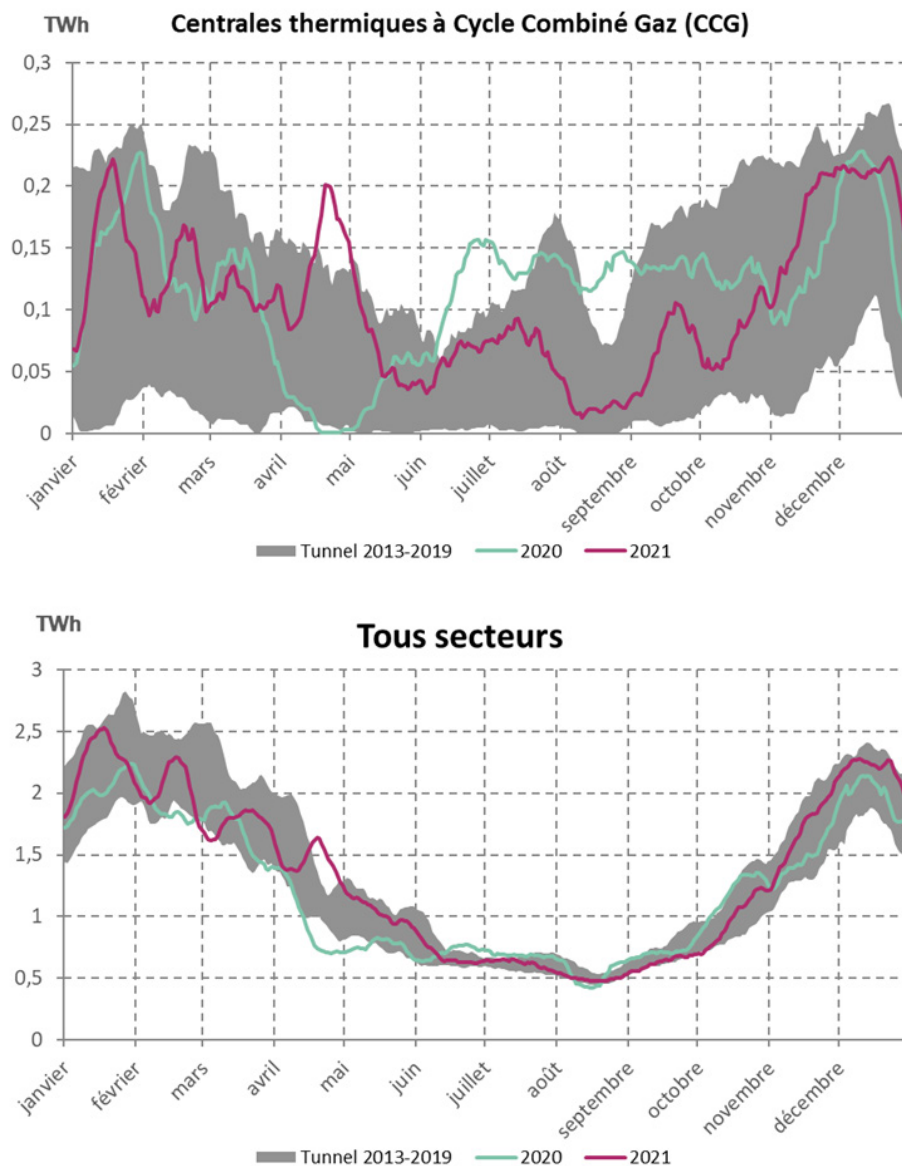
La consommation totale en France a atteint 474 TWh en 2021, soit une hausse de 7 % par rapport à 2020. La hausse de la consommation a été portée par une baisse moyenne des températures de 1,4 °C par rapport à 2020, année la plus chaude jamais enregistrée. Les températures fraîches des mois d'avril et mai ont notamment soutenu la consommation liée au chauffage.

Sur 2021, la consommation de gaz pour la production d'électricité a diminué de 5 TWh par rapport à 2020 pour atteindre 39 TWh. Le moindre recours à la production thermique par rapport à 2020 concerne surtout l'été, principalement du fait de l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et de la moindre rentabilité de cette production à cette période.

En 2021, la consommation des clients industriels est restée stable par rapport à 2020, totalisant 132 TWh (-1 TWh). Sur le premier semestre de l'année, elle a été supérieure en glissement annuel à celle de 2020 où la production industrielle avait été impactée à la baisse par les mesures sanitaires. La consommation des clients industriels a en revanche été en moyenne inférieure à celle de 2020 sur la quasi-totalité des mois du second semestre 2021, conséquence des prix élevés du gaz sur la période se répercutant sur les coûts de production de ces industries.

Graphique 10 : 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 en Europe nettement inférieurs aux trois dernières années sur la majeure partie de l'année, du fait principalement du comportement de Gazprom

Dans la poursuite de décembre 2020, l'année 2021 a débuté par des soutirages intensifs des stockages européens. L'Asie du Nord-Est a en effet été frappée par une vague de froid d'une ampleur exceptionnelle sur cette période et a par conséquent proposé des prix d'achat du GNL nettement supérieurs à l'Europe, qui a dû recourir à ses stockages de manière intensive pour faire face à la forte baisse d'approvisionnement en GNL.

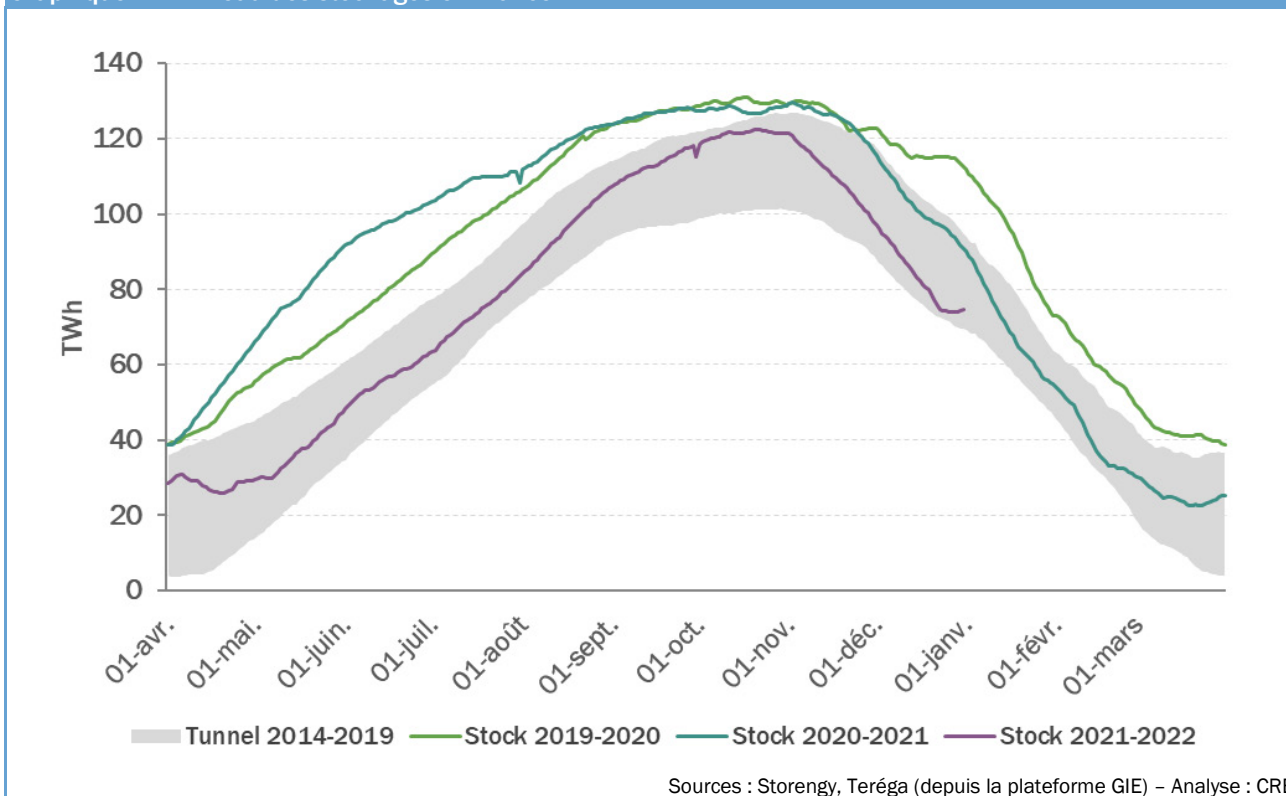
Le remplissage des stockages amorcé en mars a été freiné par des soutirages sur les mois d'avril et mai, en réponse à des températures en dessous des normes saisonnières. Les injections dans les stockages sur l'été ont permis d'atteindre un niveau de remplissage de 94,5 % au 1^{er} novembre, date à laquelle la réglementation française exige un niveau de remplissage minimal de 85 %^{42,43}. Ce niveau était de 100 % en 2020. Les stockages européens affichaient eux un taux de remplissage de seulement 77,0 % à cette date, contre 95,0 % l'année précédente. Sur la fin de l'année, l'offre resserée du gaz et le temps froid ont conduit à une utilisation importante des stockages en France et en Europe pour satisfaire la demande. L'année s'est toutefois terminée par quelques journées d'injections nettes dans les stockages, pendant la période des fêtes.

⁴² Code de l'énergie, Article L421-7 : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000036436013/

⁴³ Arrêté du 9 mai 2018 précisant certaines dispositions relatives au stockage souterrain de gaz naturel, Article 2 : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036936721>

La souscription de l'intégralité des capacités de stockage pour la saison a permis d'assurer un bon remplissage des stockages pour l'hiver 2021-2022. Ceci confirme le bon fonctionnement de la réforme législative de l'accès des tiers au stockage de gaz réalisée en 2018. En application de la loi, les modalités de commercialisation des capacités de stockage ont été définies par la CRE dans ses délibérations du 22 février 2018⁴⁴ et du 27 septembre 2018⁴⁵.

Graphique 11 : Niveau des stockages en France



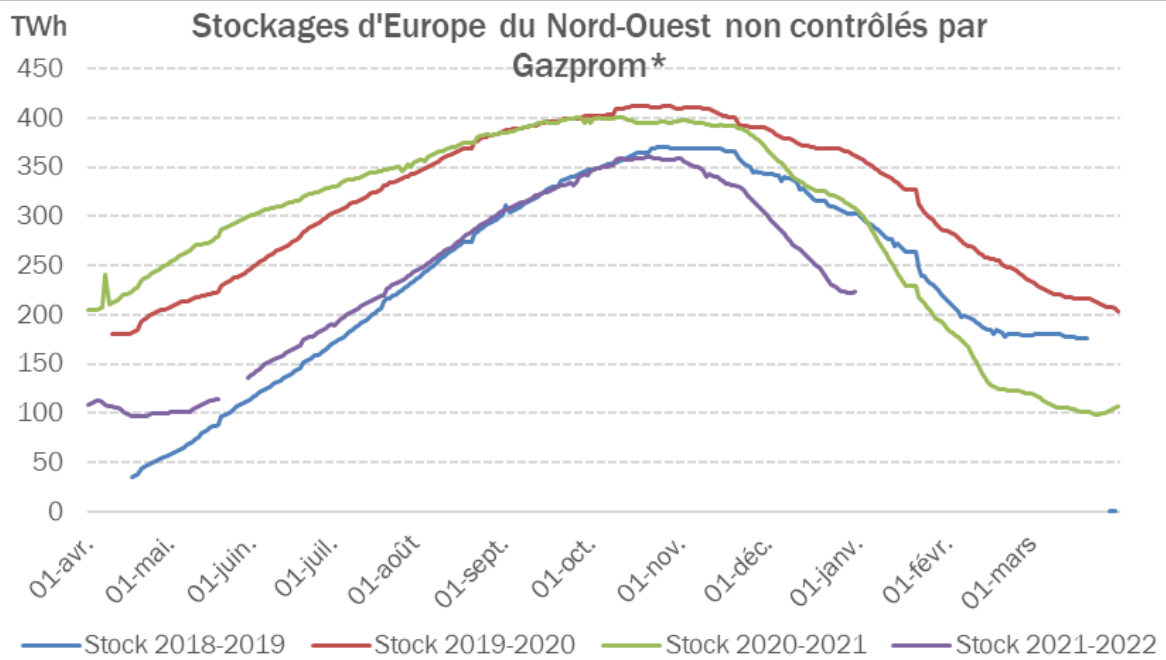
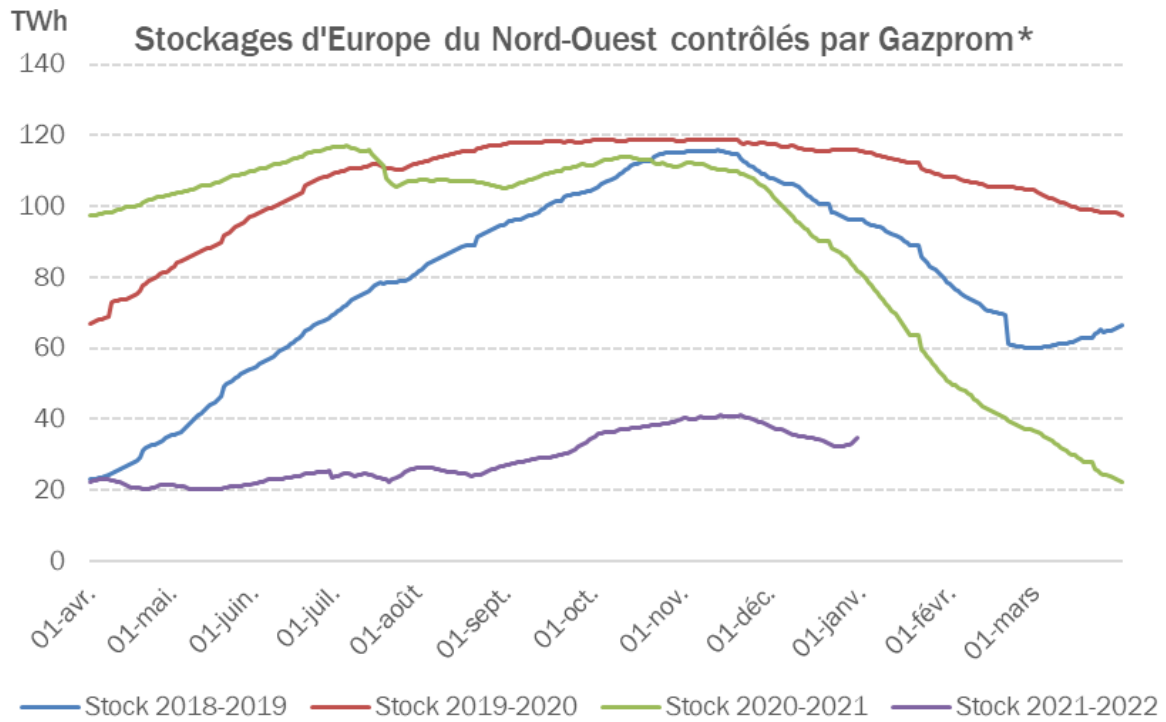
Contrairement à la France, plusieurs pays européens ne possédaient pas de législation imposant un niveau minimal de stockage avant l'hiver. Dans ces pays, les acteurs détenant des capacités de stockage les utilisent librement.

Une partie importante du déficit des stockages européens au début de l'hiver 2021-2022 est dû à l'absence d'injections de Gazprom dans ses stockages sur le continent, principalement détenus en Allemagne, en Autriche et aux Pays-Bas, durant le printemps et l'été 2021. Au début de l'hiver gazier européen (1^{er} octobre), le niveau agrégé des stockages de Gazprom était en déficit de 68,8% par rapport à sa moyenne sur les trois années précédentes. Les autres stockages de l'Europe du Nord-Ouest étaient dans la lignée des années précédentes, avec un déficit de 9,5% au 1^{er} octobre par rapport à la moyenne des trois dernières années.

⁴⁴ 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 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/modalites-de-commercialisation-des-capacites-de-stockage>

⁴⁵ 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 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Evolution-tarif-ATRT6-au-1er-avril-2018>

Graphique 12 : Niveau des stockages en Europe du Nord-Ouest (distinguant ceux contrôlés par Gazprom)



* Les sites contrôlés par Gazprom en Europe du Nord-Ouest sont Bergermeer, Rehden, Haidach GSA, Katharina, Jemgum et Etzel EKB

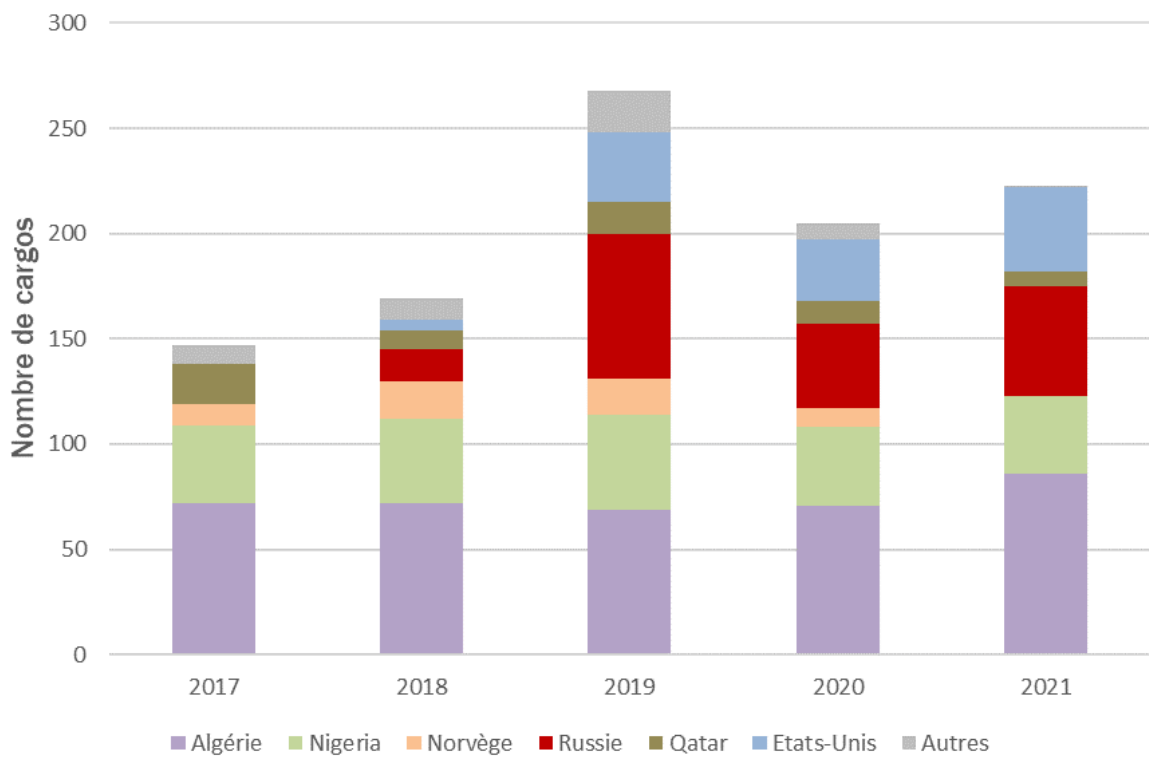
Sources : Refinitiv – Analyse : CRE

1.4 Des importations de GNL en baisse de 8 % par rapport à 2020

A l'échelle européenne, on observe en janvier la plus importante baisse en glissement annuel des importations de GNL (-52,2 %), notamment en raison de la pointe de prix du GNL en Asie sur ce mois liée à la vague de froid qui la touchait à ce moment. A l'inverse, la hausse la plus élevée a eu lieu en décembre, les prix très élevés en Europe redirigeant les méthaniers vers l'Europe, alors que les stockages en Asie affichaient de hauts niveaux.

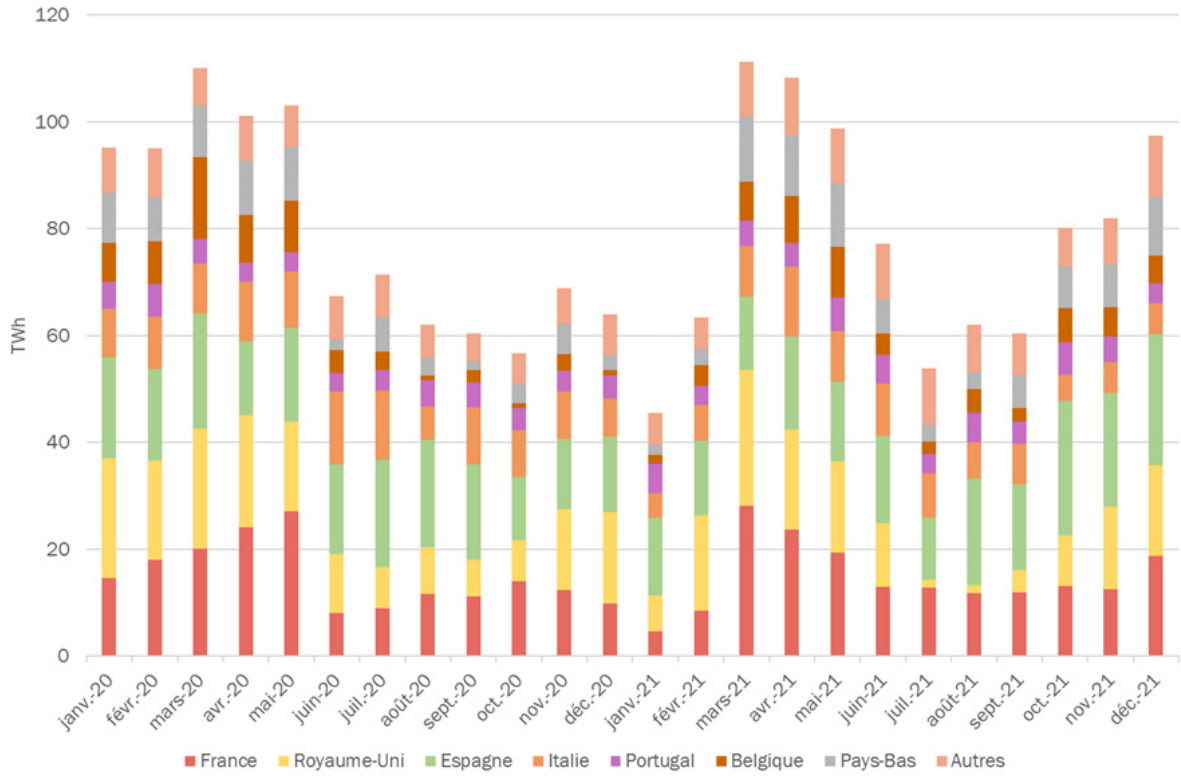
Comme l'année précédente, la France figure en 2021 parmi les trois pays important le plus de GNL en Europe aux côtés de l'Espagne et du Royaume-Uni. La France a même été le pays européen ayant importé le plus de GNL entre mars et avril 2021 avec 47 TWh.

Graphique 13 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2021 par pays d'origine



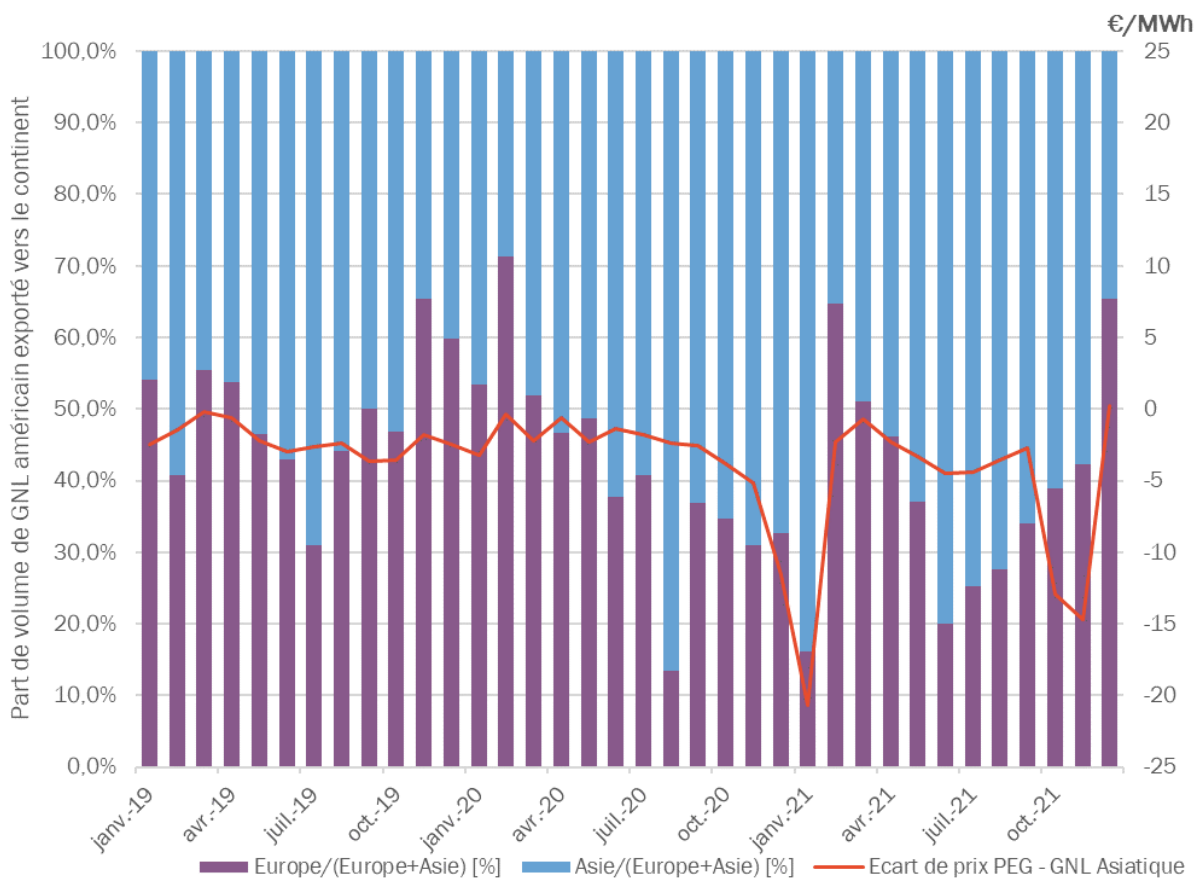
Source : Argus – Analyse : CRE

Graphique 14 : Importations de GNL par pays de l'Union européenne



Sources : Refinitiv, GRTgaz – Analyse : CRE

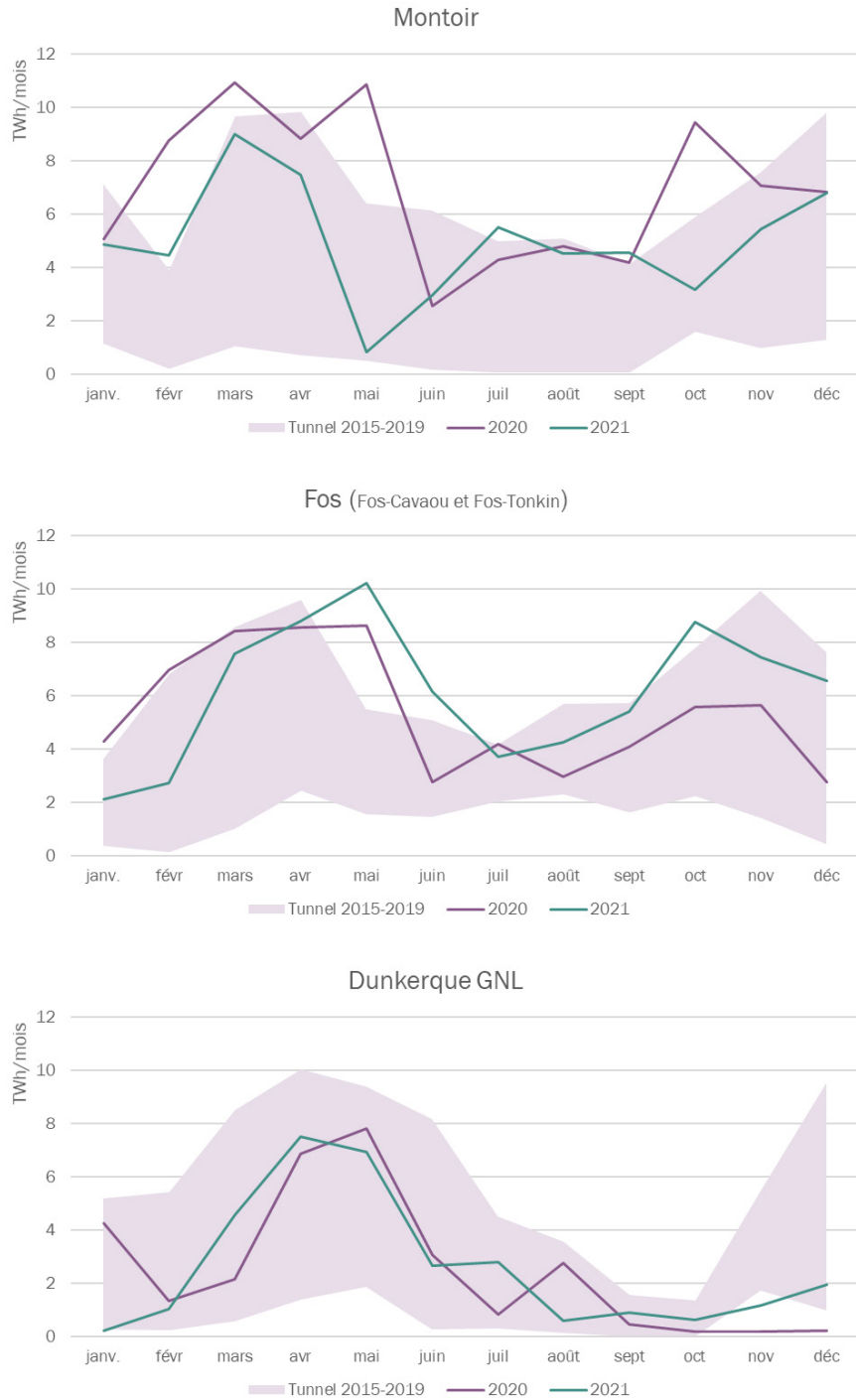
Graphique 15 : Part des exportations mensuelles de GNL américain vers l'Europe et l'Asie



Sources : Refinitiv, ICIS – Analyse : CRE

Les émissions du terminal méthanier de Montoir sur le réseau français ont été en baisse de 28,7 % par rapport à 2020, tandis que celles de ceux de Fos et de Dunkerque ont enregistré des hausses de respectivement 13,7 % et 3,0 %. Le terminal de Montoir a connu un incident technique en mai 2021 ayant rendu temporairement indisponible la capacité d'émission de gaz naturel sur le réseau de transport.

Graphique 16 : Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

1.5 L’approvisionnement de la France par gazoduc a été résilient en 2021, avec un début de rééquilibrage lié à des flux du sud vers le nord plus fréquents que par le passé

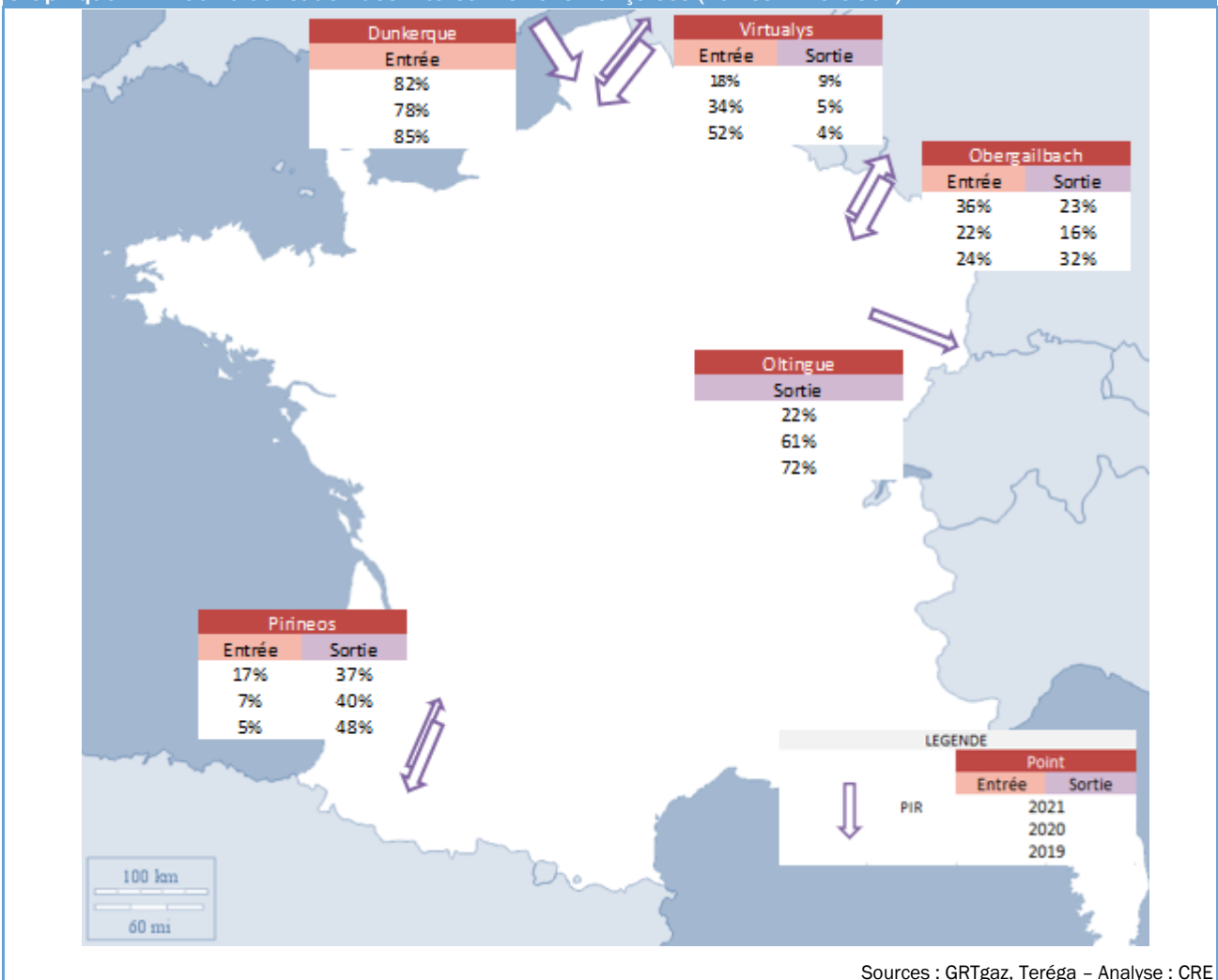
Les importations par gazoduc ont totalisé 361 TWh en 2021, soit 11 TWh de plus qu'en 2020 (+3 %). Le taux d'utilisation du point d'interconnexion réseau de Dunkerque entre la Norvège et la France a augmenté de 4 %. On constate également que le taux d'utilisation du PIR Obergaibach de l'Allemagne vers la France a augmenté de 14 %. La baisse annuelle de 24,4 % des exportations de gaz russe vers l'Europe, ne semble pas avoir affecté les importations françaises via cette interconnexion. L'interconnexion au PIR Pirineos entre l'Espagne et la France reste majoritairement utilisée en sortie, mais montre pour la première fois en 2021 une forte hausse du taux d'utilisation en entrée. On observe une évolution inverse au PIR Virtualys entre la France et la Belgique, avec une baisse de l'utilisation en entrée et une hausse de l'utilisation en sortie.

Les exportations par gazoduc ont représenté au total 72 TWh en 2021, soit 32 % de moins qu'en 2020, principalement du fait de la forte baisse du taux d'utilisation du PIR Oltingue (-39 %) en sortie vers la Suisse, qui s'explique par la baisse annuelle de 44 % de l'écart positif entre les prix du gaz au PSV (point d'échange de gaz de l'Italie, en aval des exports de gaz à Oltingue) et au PEG.

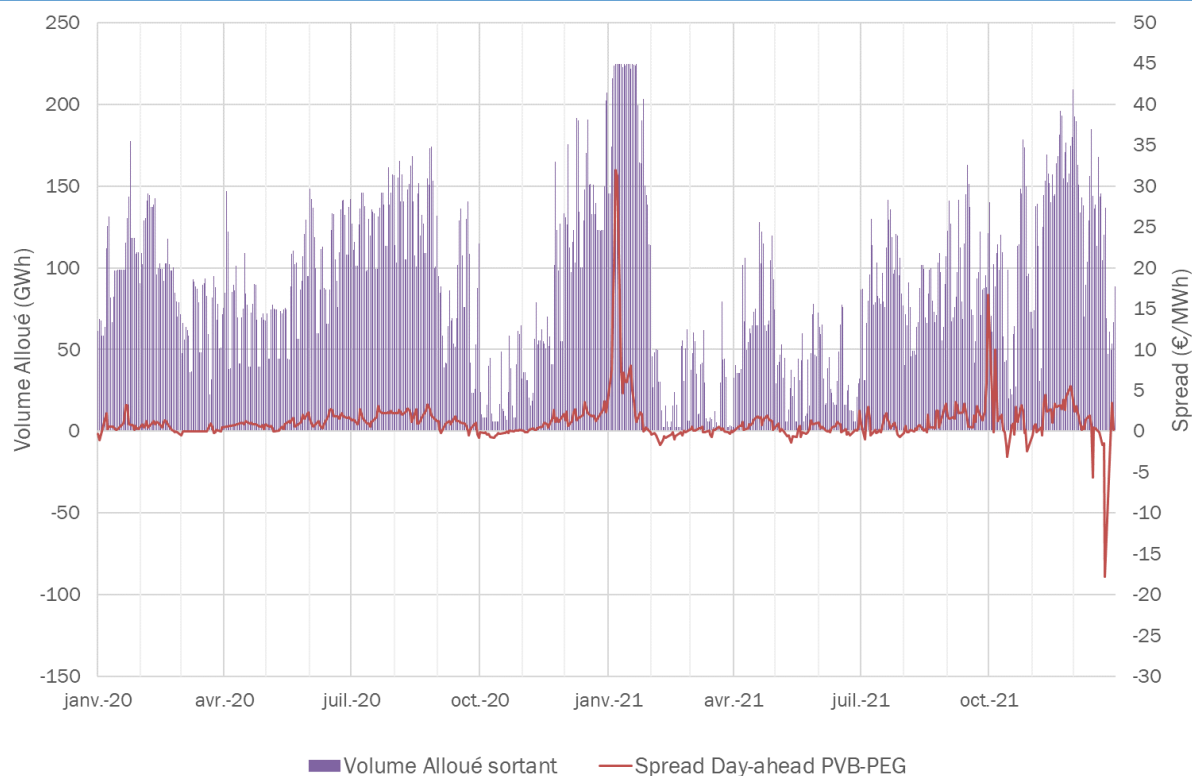
Au global, les flux gaziers en France restent majoritairement orientés du nord vers le sud en 2021. Toutefois, on observe un rééquilibrage, avec une forte croissance des flux du sud vers le nord liée à des épisodes fréquents au second semestre de prix moins élevés au sud de l'Europe qu'au nord.

Ce phénomène s'est renforcé en début d'année 2022. Les perspectives inquiétantes sur l'offre de gaz russe ont conduit l'Europe à recourir fortement au GNL pour s'approvisionner, et favorisé la péninsule ibérique et la France qui disposent de capacités de GNL bien supérieures, en proportion, au nord de l'Europe.

Graphique 17 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)



Graphique 18 : Flux sortant via Pirineos (frontière espagnole)



Sources : GRTgaz, ICIS – Analyse : CRE

1.6 Le mécanisme du spread localisé a été très peu utilisé en 2021

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 de 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.

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

En 2021, le mécanisme du spread localisé n'a été déclenché qu'une seule fois, au mois de mai, pour un volume total alloué de 17 GWh. La situation poursuit ainsi son amélioration de l'an passé où le mécanisme avait été déclenché 16 fois (1807 GWh), contre 44 fois (659 GWh) en 2019. Le prix moyen des transactions poursuit également sa baisse, passant de 4,0 €/MWh en 2019 à 1,4 €/MWh en 2020, puis à 1,0 €/MWh en 2021.

Par conséquent, le coût total du mécanisme a nettement baissé en 2021 par rapport aux années précédentes. Il s'est élevé à 17 000 €, contre 0,9 M€ en 2020 et 7,2 M€ en 2021.

Cette amélioration est vraisemblablement liée au rééquilibrage des flux évoqué précédemment.

Tableau 3 : Bilan de l'activation du spread localisé en 2021

	Total 2020	Total 2021
Nombre d'activations	16	1
Volume total alloué (GWh)	659	17
Prix moyen des transactions (€/MWh)	1,4	1,0

2. L'ANNEE 2021 A ETE MARQUEE PAR DES PRIX RECORDS DU GAZ NATUREL

2.1 La conjoncture au niveau européen a été fortement haussière sur 2021

En 2021, l'approvisionnement par gazoduc en Europe était principalement originaire de Russie (52,0 %) et de Norvège (37,2 %), le reste provenant d'Afrique du Nord (16,8 %) ou d'Azerbaïdjan (3,1 %).

L'année 2021 a été marquée par de nombreuses perturbations sur l'approvisionnement des deux principaux pays fournisseurs. En effet, l'approvisionnement russe vers l'Europe⁴⁶ a diminué de 24,4 % par rapport à la moyenne des trois dernières années. Cette baisse a été plus importante sur le second semestre (-29,2 %) que sur le premier (-19,6 %), ce qui a contribué à fortement tendre le marché européen avant le début de l'hiver. Les livraisons du second semestre ont notamment été impactées par un incident en août sur l'usine de traitement du gisement gazier de Novy Ourengoï, et par l'absence de souscription de capacités de transport supplémentaires par Gazprom sur différents gazoducs. L'approvisionnement norvégien a été perturbé par des incidents sur les installations gazières norvégiennes. Par rapport à la moyenne des trois dernières années, celui-ci a été inférieur de 3,3 % au premier semestre, mais a augmenté au second semestre de 7,3 %, le gouvernement norvégien ayant autorisé Equinor à augmenter sa production de 2 milliards de m³ sur l'année gazière 2021-2022 pour répondre à la crise gazière européenne.

L'approvisionnement de l'Europe en GNL a été tendu sur l'ensemble de l'année, en raison d'une compétition soutenue avec l'Asie. Le début de l'année 2021 a été marqué par la vague de froid en Asie ayant entraîné une baisse de l'approvisionnement en GNL en Europe, en raison des niveaux de prix supérieurs proposés par l'Asie. Portée par un besoin d'injection dans ses stockages, la demande en GNL de l'Europe a fait face à une concurrence mondiale dans les mois qui ont suivi. La demande asiatique est en effet restée soutenue par l'importance de la reprise économique sur le continent et les mesures de la Chine, du Japon et de la Corée pour garantir un niveau de remplissage minimal des stockages avant l'hiver 2021-2022. A partir de mi-décembre, les prix très élevés en Europe, supérieurs à ceux de l'Asie, ont permis un afflux de GNL vers l'Europe.

Les stockages européens, fortement sollicités lors de l'hiver 2020-2021, ont montré tout au long de l'année des niveaux de stocks en dessous des normes, ce qui a engendré des craintes d'une crise d'approvisionnement majeure en Europe en cas d'hiver froid et contribué à tendre le marché européen.

Dans ce contexte de tension et d'incertitude, le marché a été extrêmement sensible à toutes les annonces relatives à l'approvisionnement en gaz de l'Europe, notamment depuis la Russie.

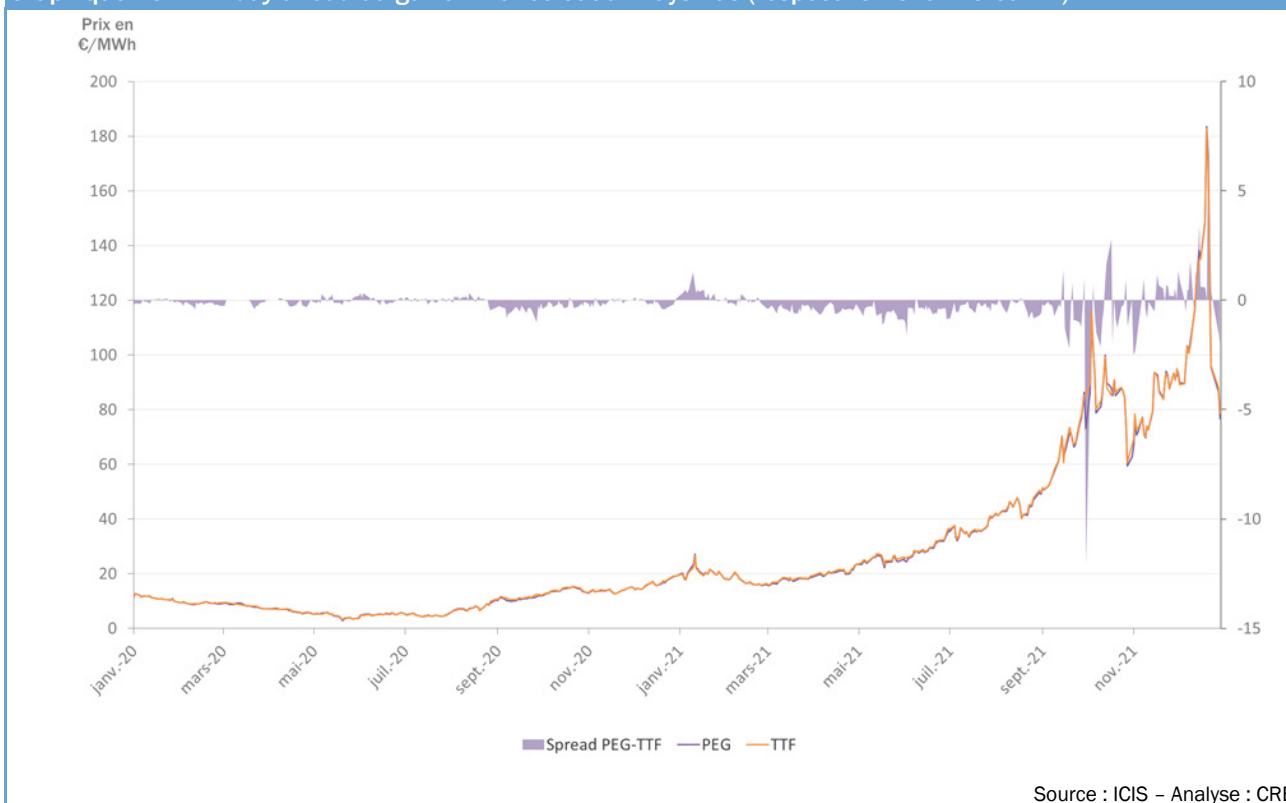
2.2 Hausse des prix de court terme atteignant des sommets sur la fin de l'année

Sur l'année 2021, le prix moyen du contrat PEG *day-ahead* (46,5 €/MWh) a été de l'ordre de cinq fois supérieur par rapport à celui de 2020 (9,3 €/MWh), et plus du double du niveau moyen historique de l'ordre de 20 €/MWh. Après avoir atteint son plus faible niveau historique fin mai 2020 (2,9 €/MWh), le contrat PEG *day-ahead* a atteint un pic historique le 21 décembre 2021 (183,5 €/MWh) dans un contexte extrêmement tendu en fin d'année.

L'écart de prix entre les contrats PEG et TTF *day-ahead* était en moyenne de -0,16 €/MWh en 2021. La décote du prix au PEG s'est en effet accentuée par rapport à 2020 (-0,10 €/MWh) et 2019 (0,06 €/MWh), mais reste très faible relativement au niveau des prix. Les mouvements de prix très importants sur les derniers mois de l'année ont cependant entraîné une variabilité plus importante des écarts de prix entre les points d'échanges en Europe. A titre d'exemple, la décote du PEG par rapport au TTF était de 12,1 €/MWh le 1^{er} octobre 2021.

⁴⁶ Europe du Nord-Ouest, Pologne et Hongrie

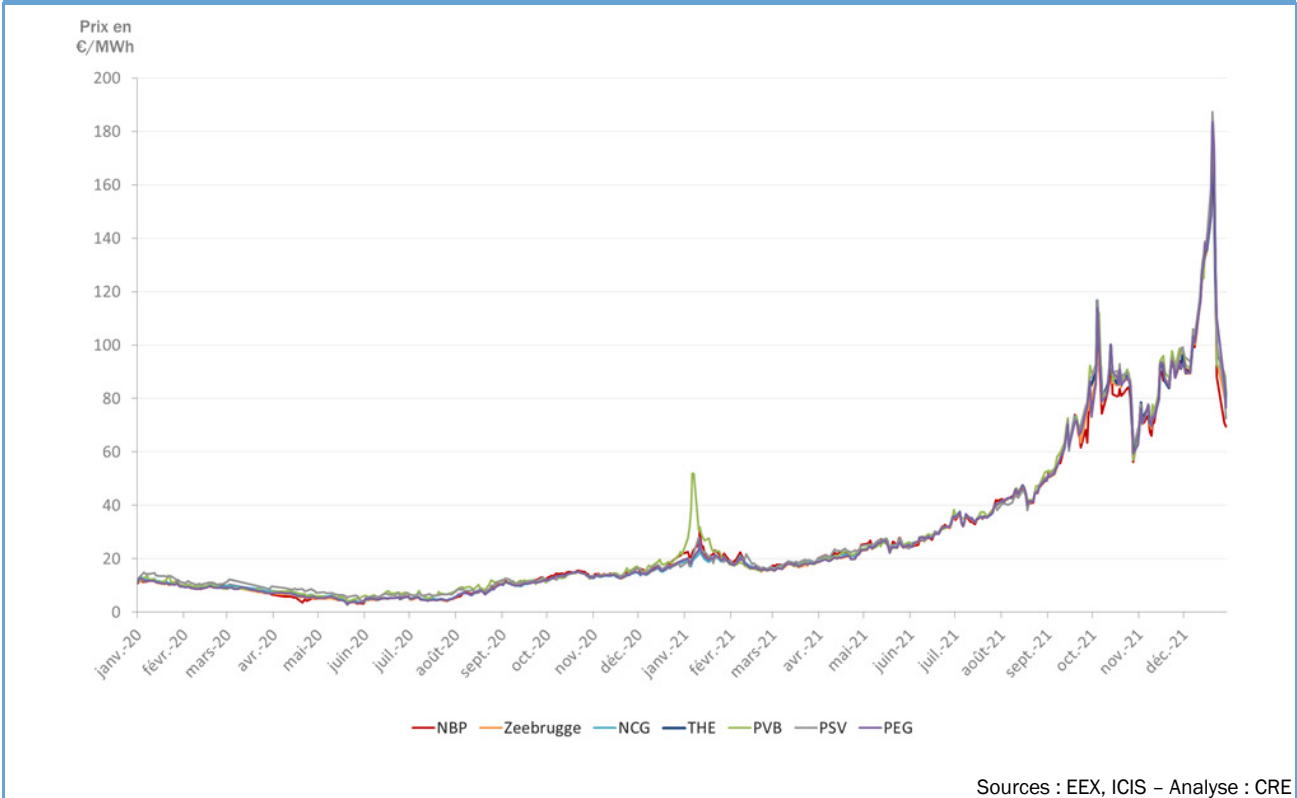
Graphique 19 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)



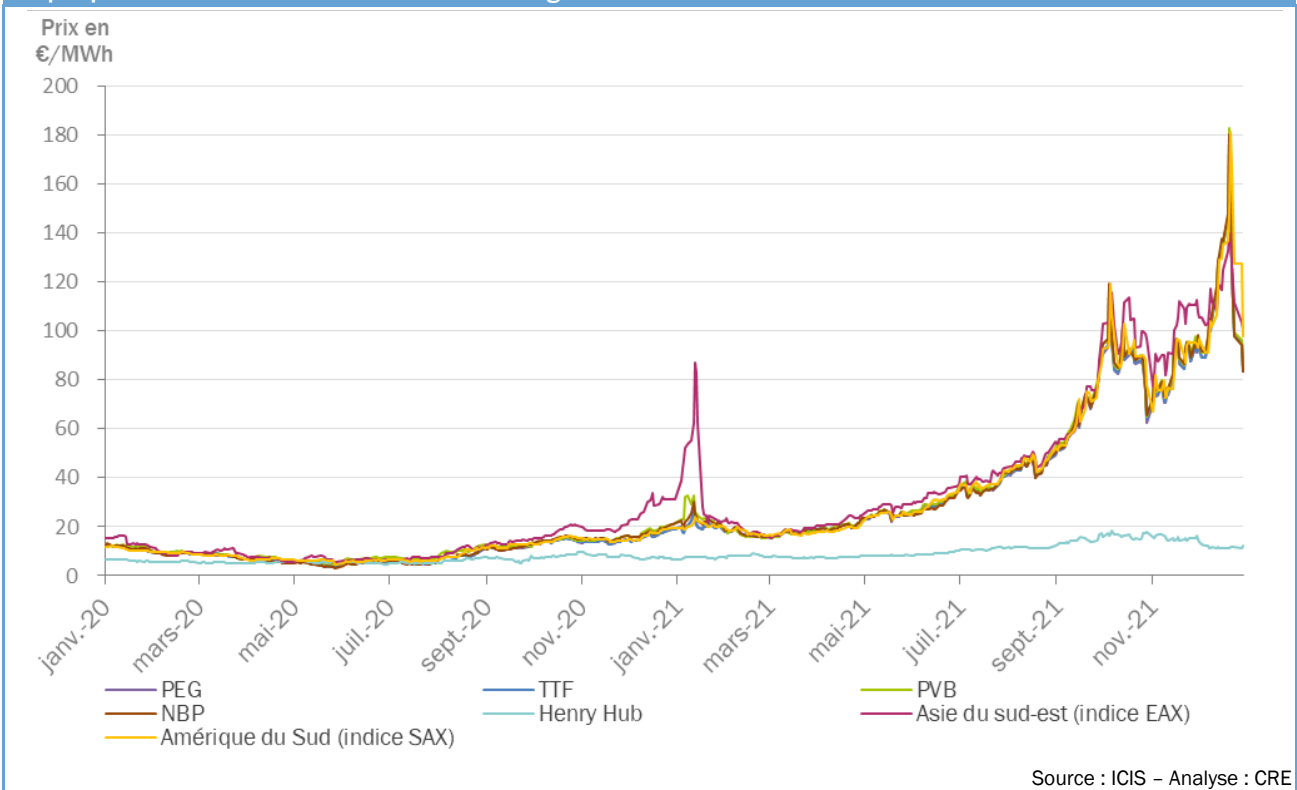
2.3 Les prix de gros du gaz ont été tirés à la hausse tout au long de l'année par la compétition avec l'Asie pour le GNL

Concernant les contrats mensuels, le contrat *month-ahead* livré au PEG a enregistré un prix moyen de 44,9 €/MWh sur l'année 2021 contre 9,6 €/MWh en 2020, soit un montant près de cinq fois plus élevé. Dans le contexte de pénurie asiatique de GNL du début de l'année 2021, les prix européens ont atteint un pic le 12 janvier avec un prix de 21,9 €/MWh pour le contrat PEG *month-ahead*. Cette valeur reste toutefois très inférieure aux 86,9 €/MWh du même jour atteints pour le GNL asiatique ou encore du PVB (32,9 €/MWh), point d'échange espagnol dont les prix sont particulièrement sensibles à l'offre mondiale de GNL. Le prix du GNL livré en Asie a maintenu une prime par rapport aux prix des points d'échanges européens sur la majeure partie de l'année pour satisfaire la demande du continent. Cet écart de prix s'est accru en octobre et novembre à l'arrivée de l'hiver, avec une prime par rapport au PEG d'en moyenne 13,8 €/MWh contre 4,9 €/MWh en moyenne sur le début de l'année. La tension du marché européen mi-décembre a toutefois été telle que les prix européens ont été supérieurs à ceux de l'Asie pendant huit jours (en moyenne de 16,1 €/MWh), ce qui a provoqué l'afflux massif de GNL vers l'Europe en fin d'année. On relèvera enfin que si les prix du point d'échange de référence des Etats-Unis Henry-Hub ont suivi la tendance haussière globale des prix du gaz dans le monde en 2021, ceux-ci ont diminué sur les deux derniers mois de l'année dans un contexte de températures supérieures aux normes saisonnières aux Etats-Unis, alors que les prix mondiaux du gaz flambaient.

Graphique 20 : Prix day-ahead du gaz en Europe



Graphique 21 : Prix month-ahead mondiaux du gaz



2.4 Hausse des prix à terme en réponse aux craintes liées à l’approvisionnement

Les prix à terme du gaz ont également observé une hausse spectaculaire par rapport à 2020. Le prix moyen du contrat calendaire livré sur l’année suivante est passé de 14,4 €/MWh à 33,7 €/MWh, soit une hausse de 152 %.

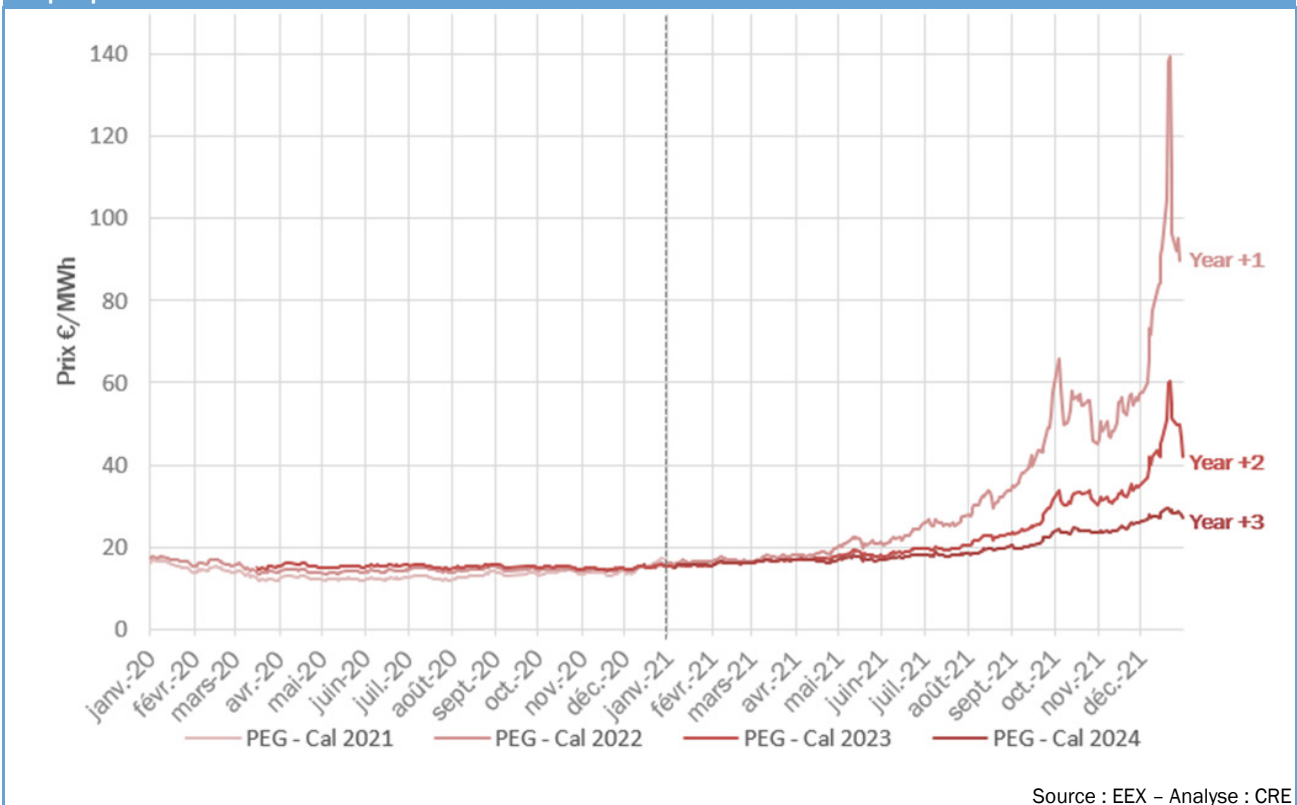


Les contrats à échéances plus lointaines ont également observé des hausses significatives, de 59,0 % pour le Y+2 et 28,9 % pour le Y+3.

La structure des prix à terme était sur la quasi-totalité de 2020 en *contango*, c'est-à-dire que les contrats dont la période de livraison était les plus lointaines montraient des prix plus élevés que ceux à échéance plus courte. Cette observation s'expliquait notamment par le sentiment d'incertitude autour de la reprise économique à la suite des mesures sanitaires de 2020, ce qui a pu conduire les acteurs à s'interroger sur la rapidité de la reprise de la demande.

A partir de décembre 2020, la situation s'est inversée et on observe une *backwardation*, c'est-à-dire que les niveaux de prix des contrats à échéances plus courtes sont supérieurs par rapport à ceux à échéance plus lointaine. Ce phénomène s'est poursuivi sur l'année 2021, où l'écart entre les prix des contrats s'est exacerbé au fur et à mesure de l'aggravation de la crise, ce qui a eu pour effet de notamment soutenir les prix des contrats à échéance plus courte. Ainsi entre le premier et le second semestre de 2021, l'écart moyen entre les contrats Y+1 et Y+2 a été multiplié par plus de dix et celui entre les contrats Y+2 et Y+3 par plus de seize.

Graphique 22 : Prix à terme au PEG



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

L'année 2021 aura été marquée par une réduction importante des différentiels de prix entre les contrats livrés l'hiver et l'été d'une même année. En effet, les tensions autour de l'offre ont progressivement réduit les différences de prix entre les contrats Hiver et Été 2021 et Hiver et Été 2022, conduisant parfois même à des prix des produits Été supérieurs à ceux des produits Hiver.

L'écart de prix hiver/été 2021-2022 a observé une tendance baissière sur l'année, laquelle n'a toutefois pas empêché l'allocation de l'intégralité des capacités de stockage de gaz pour l'hiver 2021-2022, dont les enchères se sont achevées en février 2021. La totalité des capacités ont été souscrites pour la troisième année consécutive, soit 128 TWh. Le prix moyen d'adjudication de cette campagne d'enchères était de 1,91 €/MWh, prix inférieur aux 3,85 €/MWh de la campagne d'injection de l'année précédente, ce qui est cohérent avec la baisse significative du différentiel été/hiver moyen d'une année à l'autre. Ces bons résultats confirment également le bon fonctionnement des modalités d'enchères fixées par la CRE, avec un nombre une nouvelle fois conséquent d'expéditeurs participant aux enchères.

Concernant l'écart de prix hiver/été 2022-2023, celui-ci a été très majoritairement négatif de mi-septembre 2021 à la fin de l'année. Cela n'a toutefois pas empêché la quasi-totalité des capacités de stockage (97 % au 20 avril 2022) d'être souscrites pour l'hiver 2022/2023 à l'issue de la campagne de commercialisation.

Graphique 23 : Différentiel prix hiver/été France

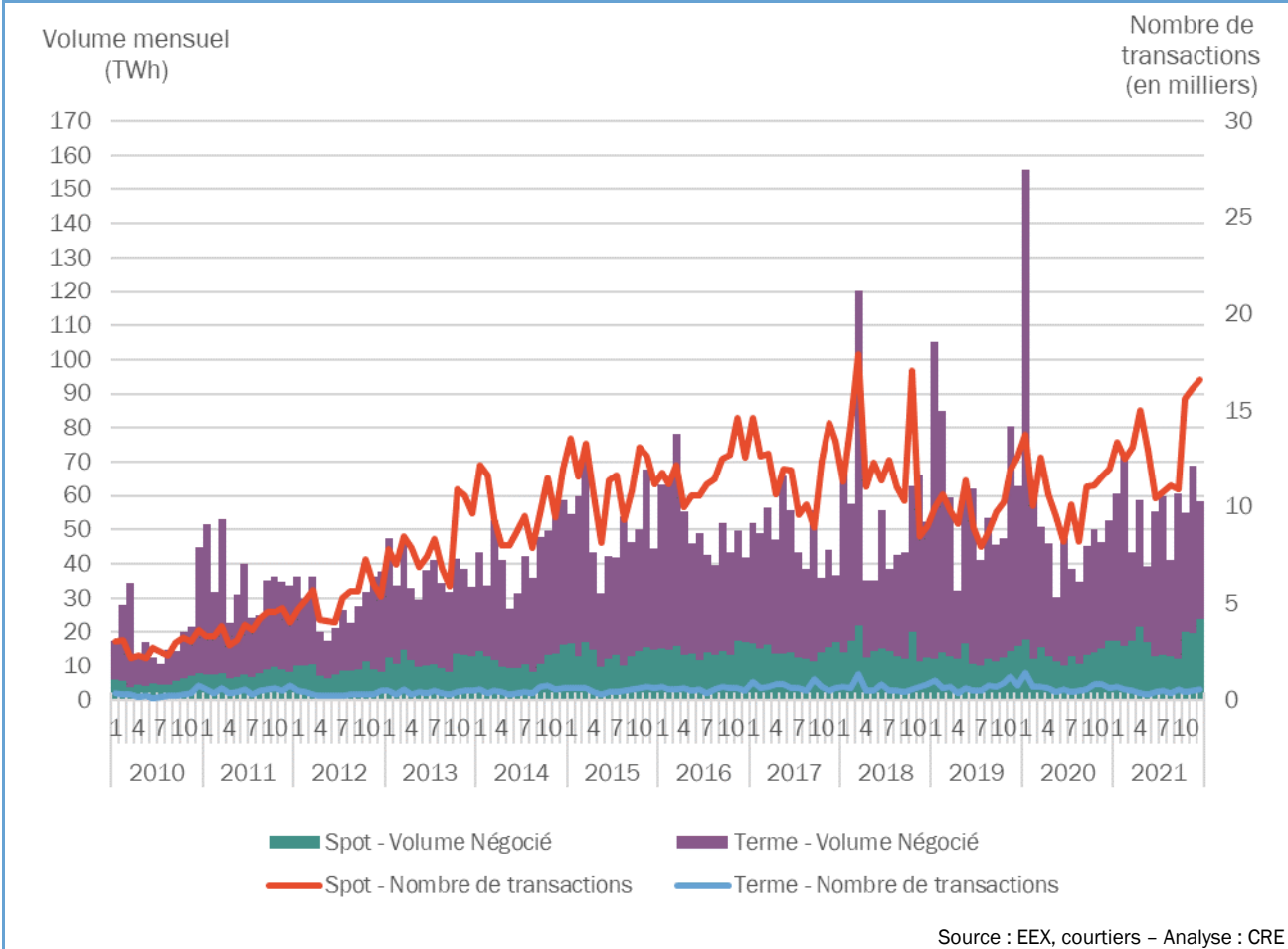


3. L'EVOLUTION PROGRESSIVE VERS DES ECHANGES DE CONTRATS DE PLUS COURT TERME SE POURSUIT, SOUTENUE PAR LES PRIX ELEVES

En 2021, le volume total échangé des contrats *spot* a poursuivi sa progression (respectivement +6,9 et +0,5 % par rapport à 2020 et 2019). Cette hausse se reflète dans le nombre croissant de transactions pour ces contrats (respectivement +19,6 et +27,2 % par rapport à 2020 et 2019).

Celui des contrats à terme continue de se réduire (respectivement -0,5 % et -17,2 % par rapport à 2019 et 2020). Le nombre de transactions échangées de contrats à terme est en légère hausse (respectivement +11,2 % et -2,8 % par rapport à 2019 et 2020). Ces observations vont dans le sens de la tendance observée ces dernières années sur les marchés de gros de l'énergie, qui montre une évolution progressive des échanges vers les produits de plus court terme. En outre, la très forte hausse des prix a pu limiter l'appétit pour les produits à terme, les besoins de trésorerie associés (appels de marge) devenant de plus en plus élevés.

Graphique 24 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français

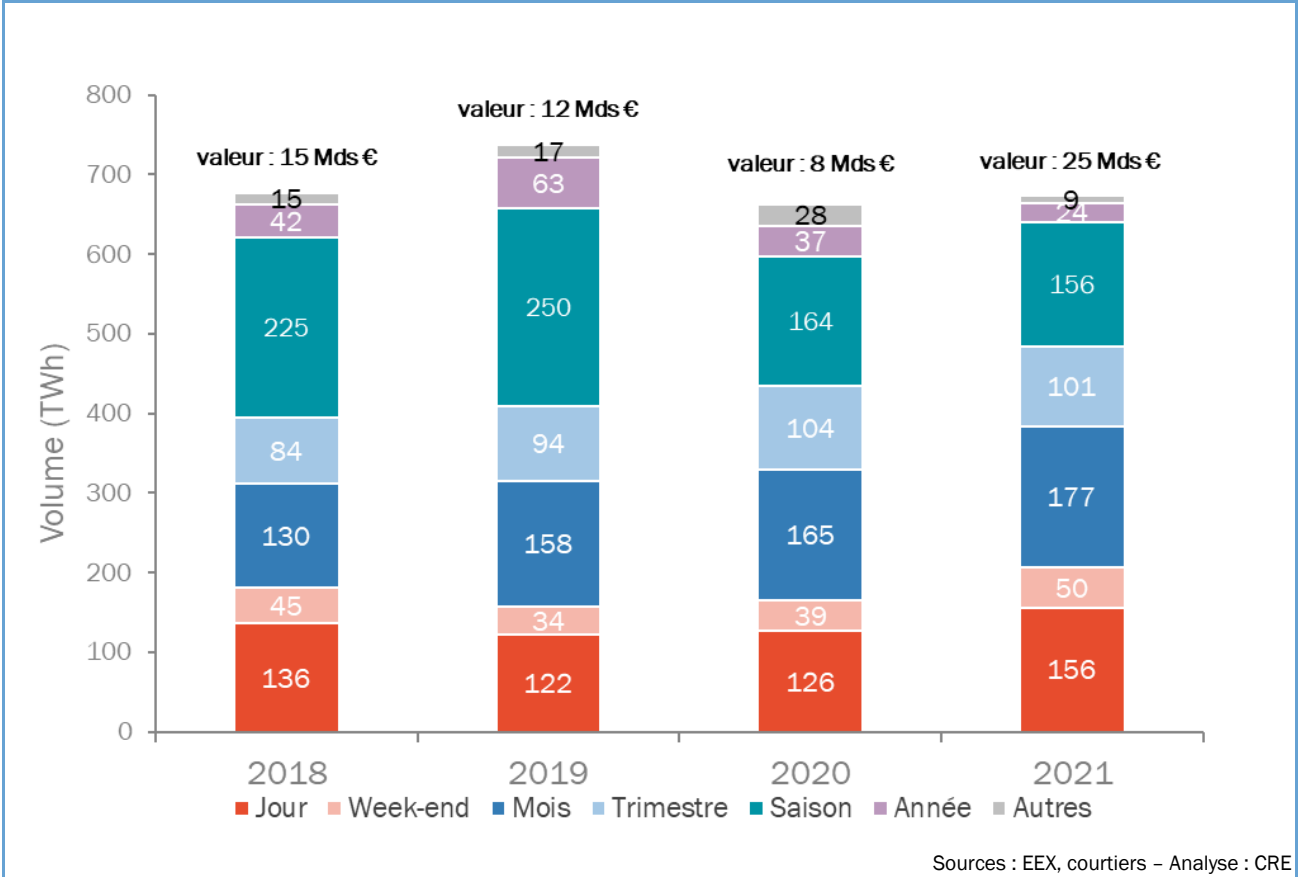


La croissance de la part des maturités de plus court terme dans les échanges sur le marché français se poursuit avec une hausse de la part des contrats *day-ahead*, *week-end* et *month-ahead* dans le volume total échangé sur l'année (respectivement +4,6 %, +1,7 % et +4,5 % de part de marché en 2021 par rapport à la moyenne des trois années précédentes).

La part dans le total des échanges des volumes des contrats aux maturités de plus long terme est quant à elle globalement en recul dans le volume total échangé sur l'année, avec une baisse respective par rapport à la moyenne des trois dernières années de -7,5 % pour le contrat saisonnier et de -3,2 % pour le contrat calendaire.

La hausse des prix de 2021 aura conduit à une augmentation de 119,4 % du montant total en euros des transactions effectuées sur l'année par rapport à la moyenne des trois années précédentes. En effectuant la comparaison avec l'année 2020 qui avait montré les niveaux de prix les plus bas jamais enregistrés, cette augmentation s'élève à 232,3 %.

Graphique 25 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédiaire

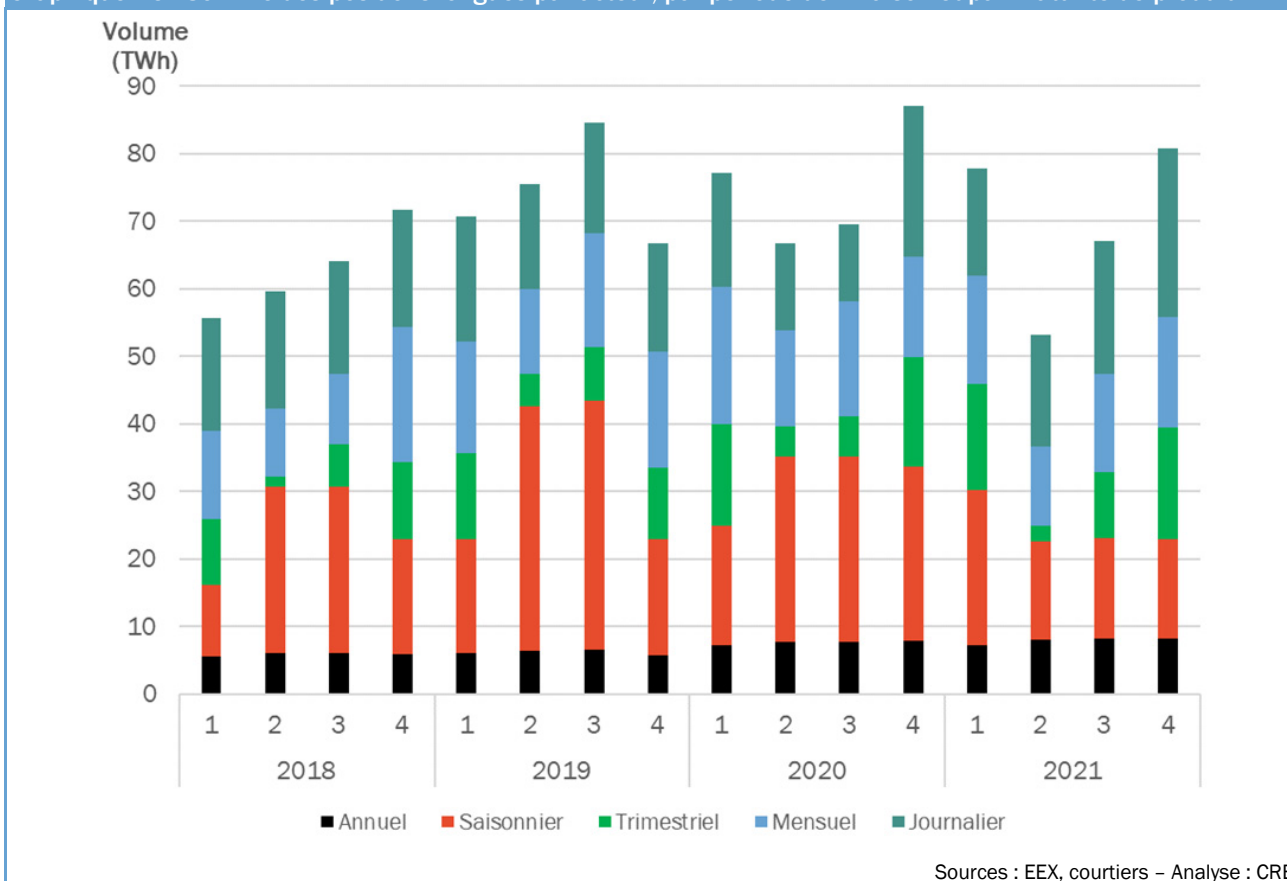


Le Graphique 26 présente la somme trimestrielle des positions nettes physiques par acteur à l’achat sur les marchés de gros en France par périodes de livraison et par maturité de produit. Etant donné que les échanges considérés ne font pas intervenir les imports ou les exports, la somme des positions 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 24 et Graphique 25) ce qui s’explique par les achats et ventes successifs d’un même produit par un même acteur, qui se compensent lors du calcul de la position nette. Cette différence peut refléter le niveau de liquidité des marchés.

Le volume total des positions des acteurs a montré une légère baisse de -1,6 % par rapport à la moyenne des trois dernières années. Les contrats saisonniers montrent la plus forte baisse de volume avec -28,8 %, notamment pour le produit été. Concernant le quatrième trimestre de 2021 durant lequel les prix ont atteint des niveaux exceptionnels, les positions prises par les acteurs sont en légère baisse mais restent du même ordre de celle des mêmes trimestres trois années précédentes (-1,5 %).

Graphique 26 : Somme des positions longues 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 2021

L'année 2021 a été marquée par une forte tension sur l'offre de gaz en Europe pour des raisons politiques, faisant craindre une crise d'approvisionnement majeure en Europe à l'hiver 2021-2022 et conduisant à des niveaux de prix inédits.

Après avoir fortement recouru à ses stockages durant l'hiver 2020-2021, l'Europe a vu la demande de remplissage de ses stockages soutenue tout au long de l'année 2021. Le marché européen du gaz a été affecté par le constat du non-remplissage par Gazprom de ses stockages en Europe de l'Ouest (hors France), et par la baisse des livraisons de gaz en Europe alors qu'un acteur commercial normal cherche à augmenter ses livraisons quand les prix augmentent.

Gazprom étant d'une part le principal fournisseur extérieur de gaz de l'Union européenne, d'autre part indispensable à court terme à la sécurité d'approvisionnement en Europe, cette situation a conduit à une perturbation majeure du fonctionnement du marché du gaz naturel en Europe.

En outre, les prix de gros européens ont montré en 2021 une forte sensibilité aux différentes annonces liées au comportement de Gazprom. Une telle situation est, par nature, propice à des manipulations de marché et à des délits d'initiés à l'échelle européenne.

Dans ces circonstances exceptionnelles, la CRE n'est pas en mesure, contrairement aux années précédentes, d'assurer avec un degré de confiance raisonnable que le marché de gros du gaz naturel a fonctionné de manière satisfaisante en 2021.

SECTION 4

LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE

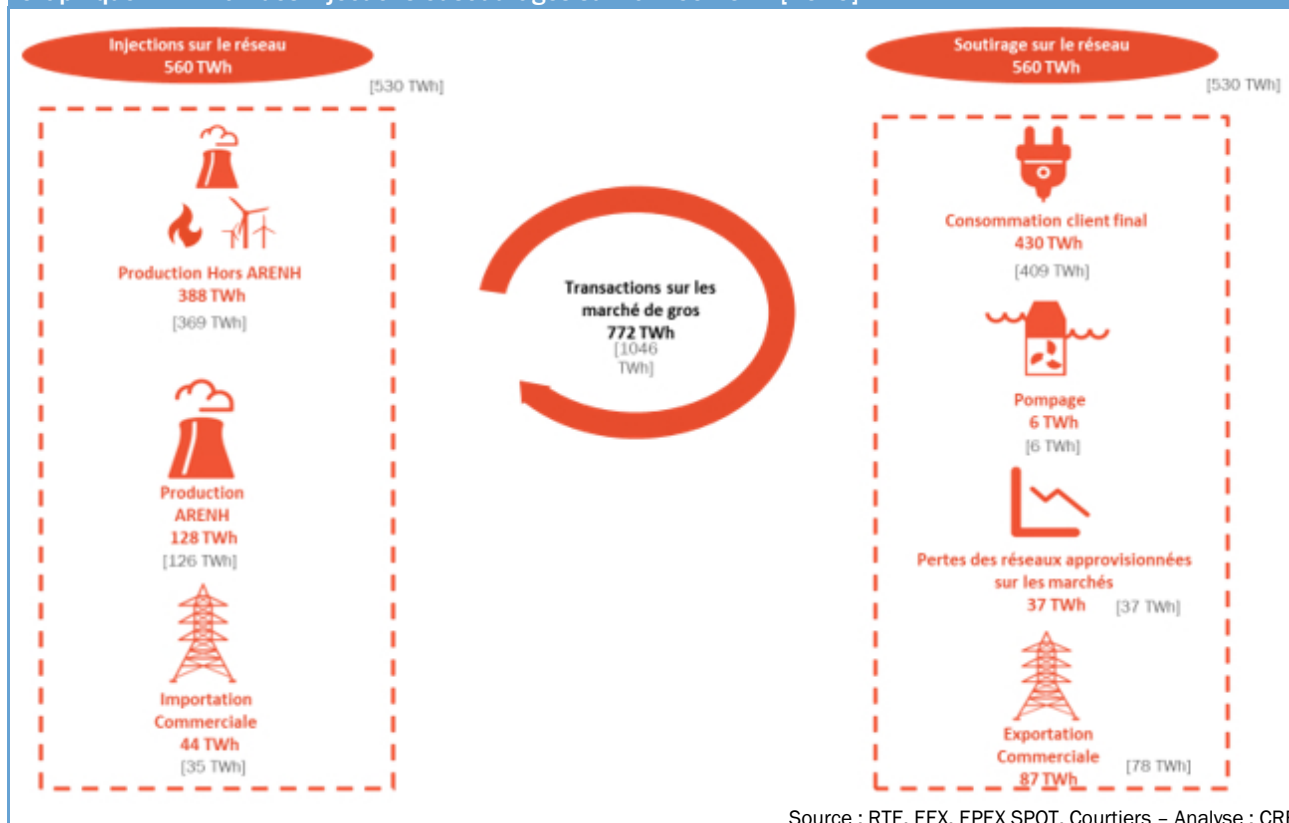
1. ÉVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2021

Les marchés de gros de l'électricité en 2021 sont tout d'abord marqués par la reprise de l'activité économique après une année 2020 lourdement impactée par la pandémie du COVID-19. Cette reprise s'est traduite par une hausse de la consommation et de la disponibilité du parc nucléaire.

Cependant, en fin d'année, la baisse de disponibilité du nucléaire a poussé de nouveau la production à la baisse et a conduit la France à importer davantage pour répondre à la consommation.

Le graphique suivant présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2021 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2020 (entre crochets).

Graphique 27 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2021 [2020]



Source : RTE, EEX, EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

Les injections sur le réseau ont significativement augmenté, avec une hausse de 5,6%, de 530 TWh à 560 TWh. Cette augmentation s'explique très largement par la reprise de la consommation des clients finals, mais aussi par des exports plus importants notamment au printemps et à l'été 2021.

Les souscriptions ARENH⁴⁷ pour livraison en 2021 restent stables de 126 à 128 TWh (dont 28 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux) du fait de l'atteinte du plafond de 100 TWh pour les fournisseurs de clients finals hors pertes.

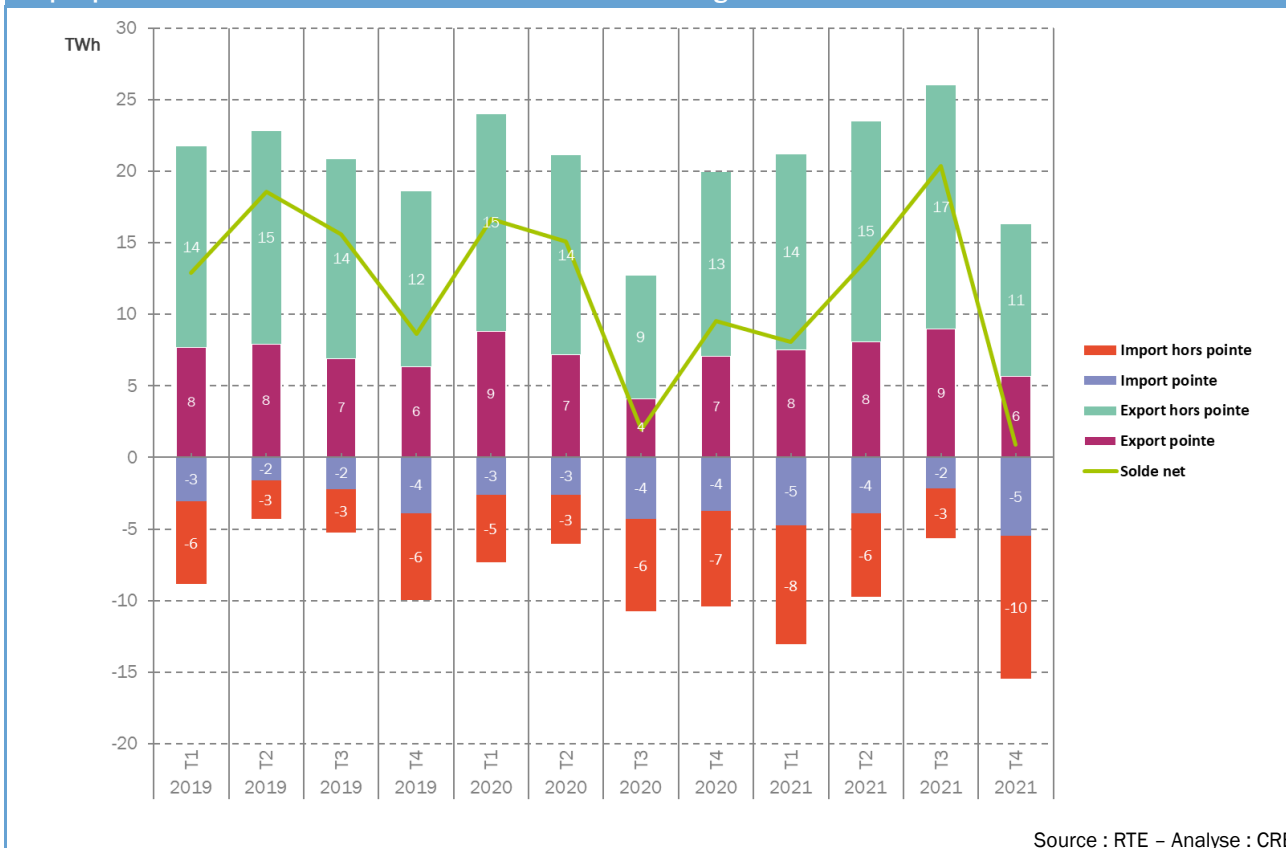
Toutes filières confondues, la production totale d'électricité en France repart à la hausse mais reste en dessous des valeurs historiques pour s'établir à 522 TWh⁴⁸ (+4,5 % par rapport à 2020 mais -2,8 % par rapport à 2019). Le bilan de production française demeure en effet tributaire de la disponibilité du parc nucléaire qui a été mauvaise en fin d'année.

La France conserve toutefois un solde commercial d'exportation positif en 2021 de 43,1 TWh, stable par rapport à 2020 (43,2 TWh) mais en baisse par rapport à 2019 (55,7 TWh).

⁴⁷ L'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) est un dispositif entré en vigueur le 1^{er} juillet 2010 contraignant EDF à vendre à des fournisseurs alternatifs une partie de son électricité nucléaire à des prix régulés de 42 €/MWh en 2021.

⁴⁸ Bilan électrique 2021, RTE

Graphique 28 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières



1.1 Reprise de la consommation en 2021 après la crise sanitaire

L'année 2021 a vu une reprise de la consommation dans un contexte d'amélioration de la crise sanitaire et de températures plus fraîches qu'en 2020 (année qui avait été la plus chaude depuis 1900). La consommation brute en 2021 s'est établie à 472 TWh (449 TWh en 2020, soit une hausse de 5,1 %) (Graphique 29).

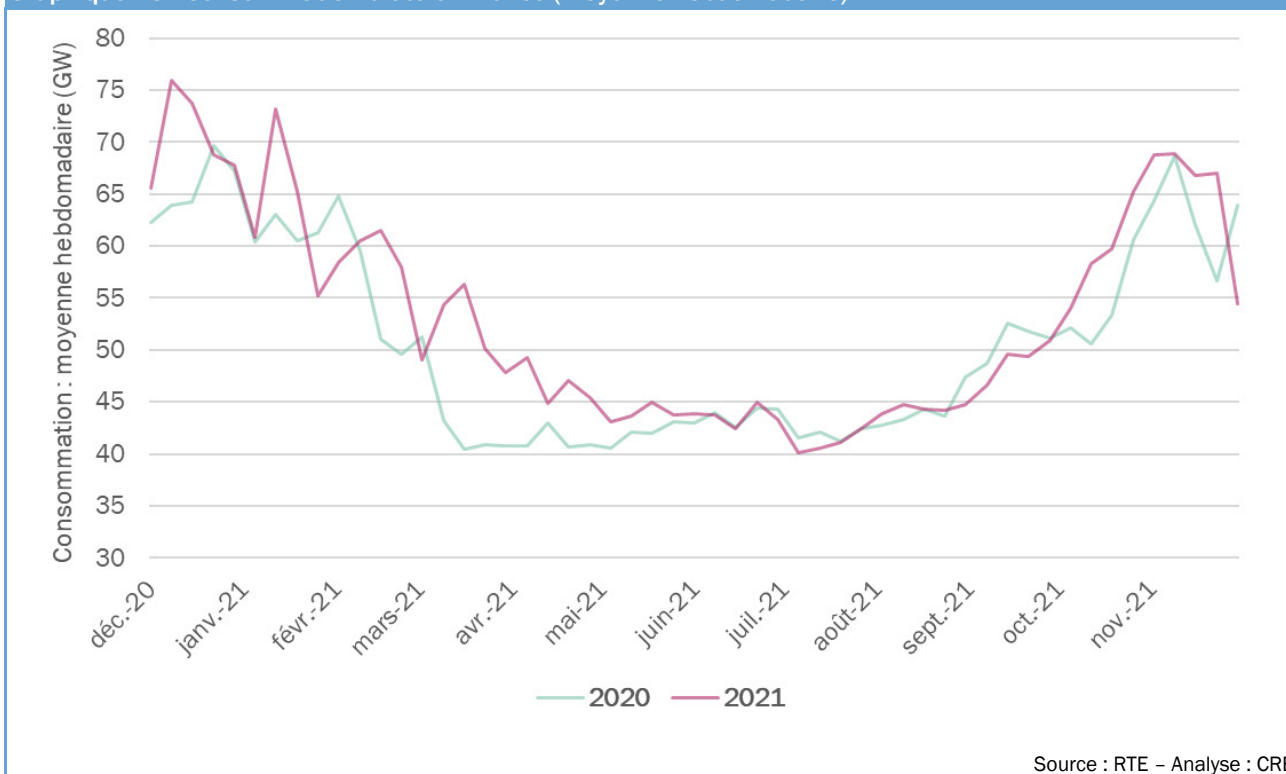
La consommation corrigée⁴⁹ par RTE en France en 2021 est en hausse par rapport à l'année 2020, s'établissant à environ 468⁵⁰ TWh (460 TWh en 2020), soit une hausse de 1,7 %. Cette hausse s'explique par la reprise économique, la crise sanitaire ayant fortement impacté la consommation en 2020. La consommation corrigée reste toutefois en retrait de 1,2 % par rapport au niveau pré-crise de 2019 (477 TWh).

⁴⁹ Pour faciliter la comparaison structurelle d'une année sur l'autre RTE corrige la consommation en tenant compte des aléas climatiques et des effets calendaires. En effet, en France, la consommation d'électricité est fortement dépendante des températures. L'électricité étant à la fois consommée pour se chauffer en hiver (la France étant notamment équipée d'un important parc de chauffages électriques) et pour la climatisation en été (mais dont l'effet est plus marginal). De plus, les années ne comptant pas le même nombre de jours d'une année sur l'autre (ex. années bissextiles), une correction est appliquée pour comparer les années sur la base de 365 jours.

⁵⁰ Voir bilan électrique RTE 2021 : <https://bilan-electrique-2021.rte-france.com/>.



Graphique 29 : Consommation brute en France (moyenne hebdomadaire)



1.2 La production nucléaire retrouve un niveau normal en 2021, mais la découverte d'anomalies à la centrale de Civaux porte la disponibilité du parc nucléaire à des minima historiques en fin d'année

1.2.1 Les conséquences de la crise sanitaire continuent à perturber un calendrier de maintenances du parc nucléaire déjà chargé

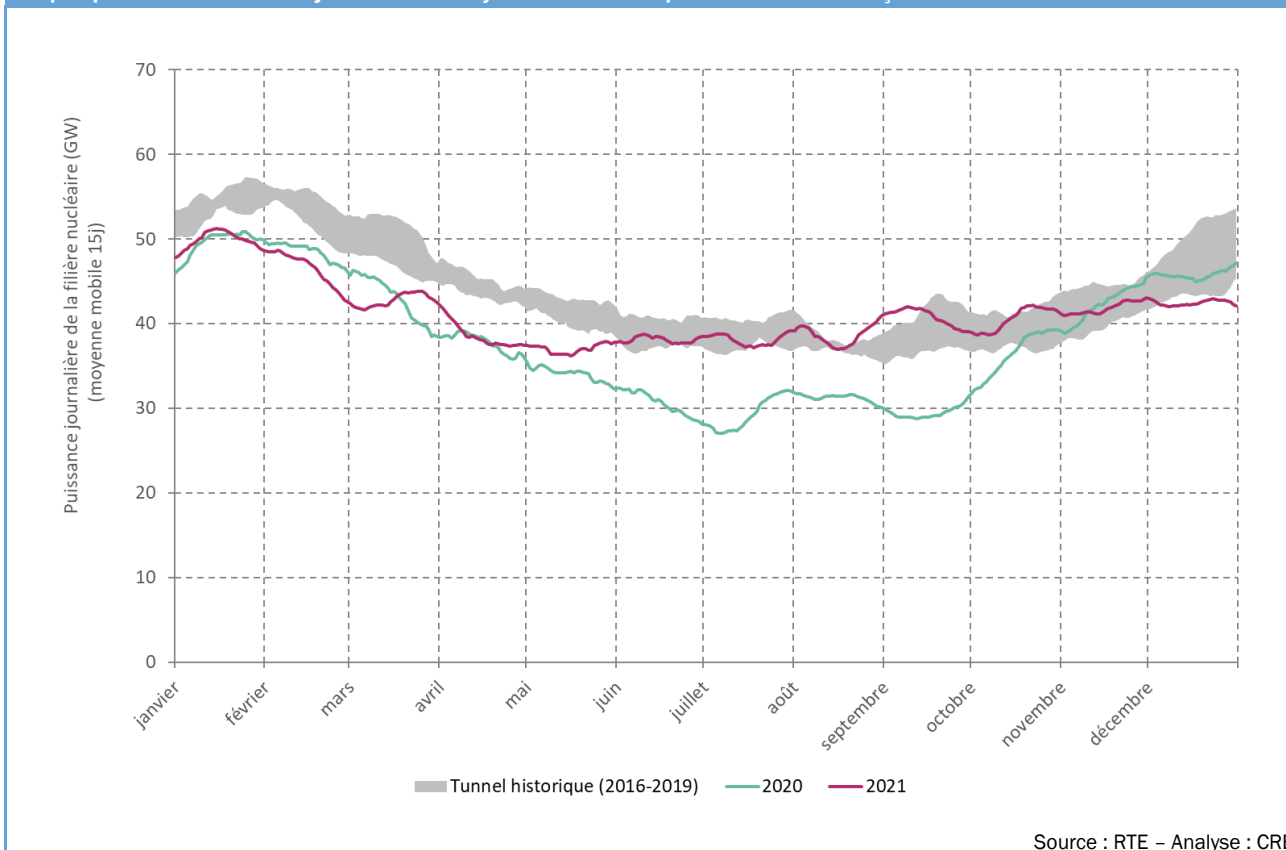
Avant la crise sanitaire, l'année 2021 avait déjà été identifiée⁵¹ comme comportant un planning chargé de maintenance sur le parc. Entre 2021 et 2025, 32 tranches nucléaires sont en effet concernées par une visite décennale, dont 7 en 2021 et 7 en 2022 (contre moins de cinq visites décennales par an habituellement).

Dans ce contexte, le confinement strict entre mars et mai 2020 a accentué les indisponibilités du parc nucléaire français à court terme et à moyen terme⁵², avec 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 a mené, à partir de mars 2020, une reconfiguration totale des arrêts planifiés de ses centrales nucléaires pour les années 2020 à 2022.

⁵¹ Voir Bilan prévisionnel de RTE depuis 2017 : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Les-bilansprevisionnels>

⁵² Voir Rapport de surveillance des marchés de gros 2020 : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2020>

Graphique 30 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



L'année 2021 débutait donc avec un taux de disponibilité du parc historiquement faible pour la période (baisse de 5 GW de la disponibilité par rapport à la fourchette basse en février/mars 2021).

Toutefois, dès le mois d'avril 2021, la disponibilité du parc s'est graduellement améliorée pour revenir dans les moyennes historiques à partir de juin 2021 et jusqu'à la fin du mois de novembre 2021.

Les prévisions de disponibilité du parc nucléaire se sont fortement altérées pendant l'automne 2021, ce qui a poussé RTE à mettre à jour ses analyses de la sécurité d'approvisionnement⁵³. Plusieurs événements se sont enchaînés, dont⁵⁴ :

- jusqu'à treize réacteurs nucléaires étaient initialement prévus à l'arrêt en décembre 2021, dont sept devaient être redémarrés avant la fin de l'année (les six autres étant engagés dans des arrêts plus longs, consistant pour cinq d'entre eux en des visites décennales) ;
- cinq des sept arrêts dont la fin été initialement prévue en décembre 2021 ont fait l'objet d'une prolongation de leur durée d'arrêt ;
- à cela s'est ajoutée la mise à l'arrêt en décembre, pour des durées de deux à trois semaines, de quatre réacteurs (Cattenom 4, Paluel 1, Belleville 1, Gravelines 4) ;
- enfin, le 15 décembre 2021, EDF a informé de la détection d'anomalies dans le circuit d'injection de secours au sein des deux réacteurs de Civaux (qui étaient alors à l'arrêt). L'identification de ces défauts a conduit EDF à prolonger l'arrêt de ces deux réacteurs pour remplacer les matériels défectueux (alors que l'un d'eux devait redémarrer fin décembre), et à mettre également à l'arrêt les deux réacteurs de Chooz, construits suivant la même technologie (palier N4 – 1450 MW) pour une inspection approfondie. Cette mise à l'arrêt a réduit la puissance pilotable attendue au cours du mois de janvier 2022 de 4,5 GW, au pire moment pour le système électrique.

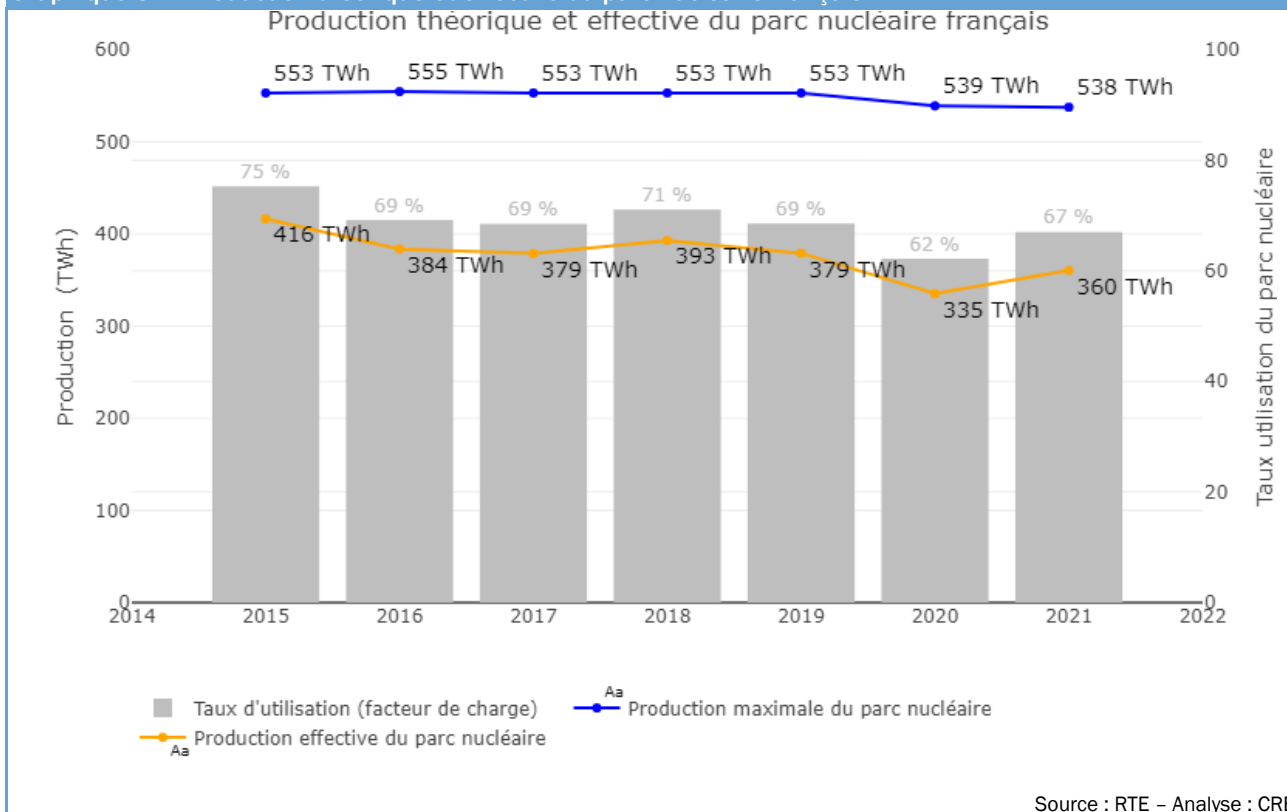
L'année 2021 a finalement vu la production nucléaire augmenter de 8 % (360 TWh) en comparaison à l'année 2020 qui présentait un niveau exceptionnellement bas de production (335 TWh contre 379 TWh en 2019).

Par rapport à l'année 2019, la production est en baisse de 5 %. Néanmoins, en 2019 les deux tranches de Fessenheim fonctionnaient toujours, ainsi le taux d'utilisation effectif du parc n'a diminué que de 2%, de 69% à 67 %.

⁵³ <https://www.rte-france.com/actualites/niveau-de-vigilance-sur-lapprovisionnement-en-electricite-rehausse-pour-le-mois-de>

⁵⁴ Voir <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Reactualisation%20PDH%20-%20complet.pdf>

Graphique 31 : Production théorique et effective du parc nucléaire français



1.2.2 L'identification de l'anomalie sur le site de Civaux pourrait entraîner des effets importants sur le parc nucléaire

Au cours de l'arrêt décennal du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux, qui a débuté le 21 août 2021, EDF a procédé à un contrôle par ultrasons de plusieurs soudures du circuit d'injection de sécurité (RIS).⁵⁵ Le circuit d'injection de sécurité est un système de sauvegarde qui injecte de l'eau borée dans le circuit primaire principal du réacteur pour refroidir le cœur en cas de brèche sur le circuit primaire. L'objectif est ainsi de maintenir un niveau d'eau suffisant dans le cœur permettant de refroidir le combustible.

Les contrôles par ultrasons réalisés sur le réacteur n° 1 de Civaux ont révélé la présence de défauts à proximité des soudures de certains coudes de tuyauteries. En première analyse, il s'agit de fissuration par corrosion sous contrainte.

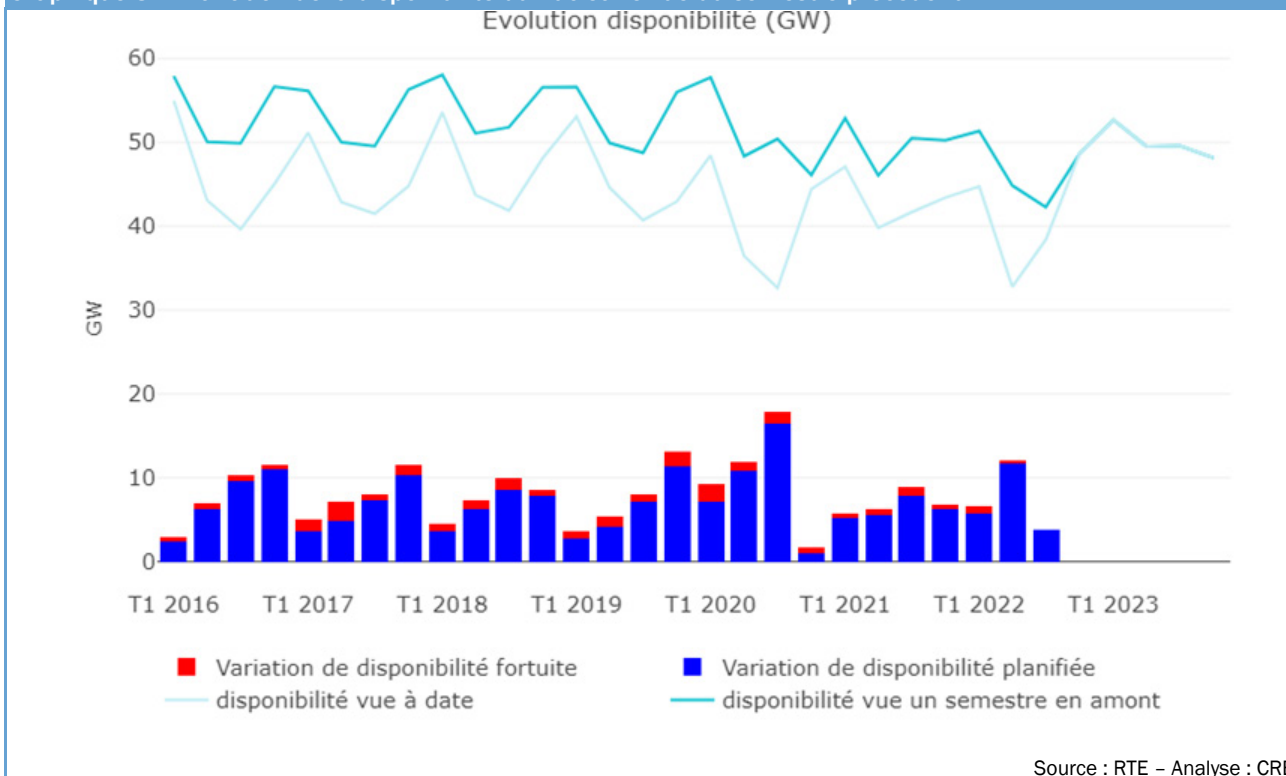
EDF a décidé d'arrêter préventivement le réacteur n° 2 de Civaux le 20 novembre 2021, afin de procéder à des contrôles anticipés des soudures, l'arrêt décennal du réacteur étant prévu quelques mois après. Les premiers résultats des contrôles sur ce réacteur ont mis en évidence des anomalies au niveau des mêmes soudures que sur le réacteur n° 1. De ce fait, EDF a décidé le 9 décembre 2021 le prolongement de l'arrêt du cœur du réacteur n° 2 pour procéder à des investigations poussées et aux réparations qui s'avèreraient nécessaires.

Une anomalie générique relative aux réacteurs de 1450 MW ne pouvant être exclue, EDF a décidé le 15 décembre 2021 la mise à l'arrêt préventive à partir du 16 décembre 2021 des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B, qui sont de même type que ceux de Civaux, afin de procéder à des contrôles.

A ce stade, l'impact de cette anomalie sur l'année 2021 est resté concentré sur les quatre réacteurs du palier N4. En moyenne au quatrième trimestre 2021, la disponibilité effective du parc était de 6,8 GW inférieure à celle prévue six mois en amont. Ce chiffre est élevé mais reste dans les moyennes historiques.

⁵⁵ https://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20211216_NI-Detection-fissures-tuyauteries-RIS-reacteurs-1-2-Civaux.aspx#.YhynUejMJPY

Graphique 32 : Variation de la disponibilité du nucléaire vue du semestre précédent



La différence entre le réalisé et le planning prévisionnel devrait être plus prononcée pour 2022 où la disponibilité prévisionnelle a déjà montré une baisse importante. En effet, plusieurs éléments tendent à indiquer que l'incident de Civaux concernerait également les réacteurs du palier 1300 MW.

Le 14 janvier 2022, à l'occasion de la troisième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale de Penly (1300 MW), une anomalie a été identifiée à proximité d'une soudure, sur une portion de tuyauterie de l'une des quatre lignes que compte le système d'injection de sécurité.

Le 8 février 2022, l'analyse des résultats d'examens non destructifs réalisés lors des dernières visites décennales des 56 réacteurs du parc nucléaire et les résultats des dernières expertises en laboratoire, ont conduit EDF à établir la liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris avec des moyens optimisés et en prenant en compte du retour d'expérience de Civaux et Penly.

1.3 Evolution des capacités installées : la filière solaire accélère sa croissance

L'année 2021 a été marquée par l'accélération du développement du parc solaire en France (+ 2,7 GW), soit une hausse de 26% du parc installé par rapport à fin 2020. Il s'agit de la plus importante progression du photovoltaïque en France, le taux de développement moyen était jusqu'ici de +12%/an, soit deux fois moins élevé.

Le parc éolien continue également son développement, et enregistre 1,2 GW supplémentaire (+7 % par rapport à 2020). Le rythme de développement stagne et se situe en dessous de la moyenne sur la période 2014/2020.

Ces taux de croissance sont toutefois insuffisants pour atteindre les objectifs nationaux. Pour rappel, l'objectif de la PPE⁵⁶ 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. Les parcs installés à fin 2021 sont de 13,1 GW pour le PV et de 18,8 GW pour l'éolien.

La capacité installée des moyens thermiques à flamme diminue (19 GW) en raison de la fermeture de la centrale à charbon du Havre. La baisse devrait se poursuivre en 2022 en raison de la fermeture des tranches au charbon restantes (~ 2 GW),⁵⁷ 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. Cependant, au regard de la crise de la disponibilité nucléaire, la fermeture des deux dernières centrales charbon sera vraisemblablement repoussée.

La capacité installée hydraulique est stable à 25,7 GW.

⁵⁶ Programmations pluriannuelles de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

⁵⁷ Il ne reste plus que 3 sites de production d'électricité au charbon en France en 2020 : Cordemais, Saint-Avold et Gardanne. Gardanne est indisponible depuis fin 2020.

Malgré le développement du parc éolien et solaire, la production des filières renouvelables (hors hydraulique), voire diminue légèrement en 2021, s'établissant à 60 TWh, contre 61,5 TWh en 2020.

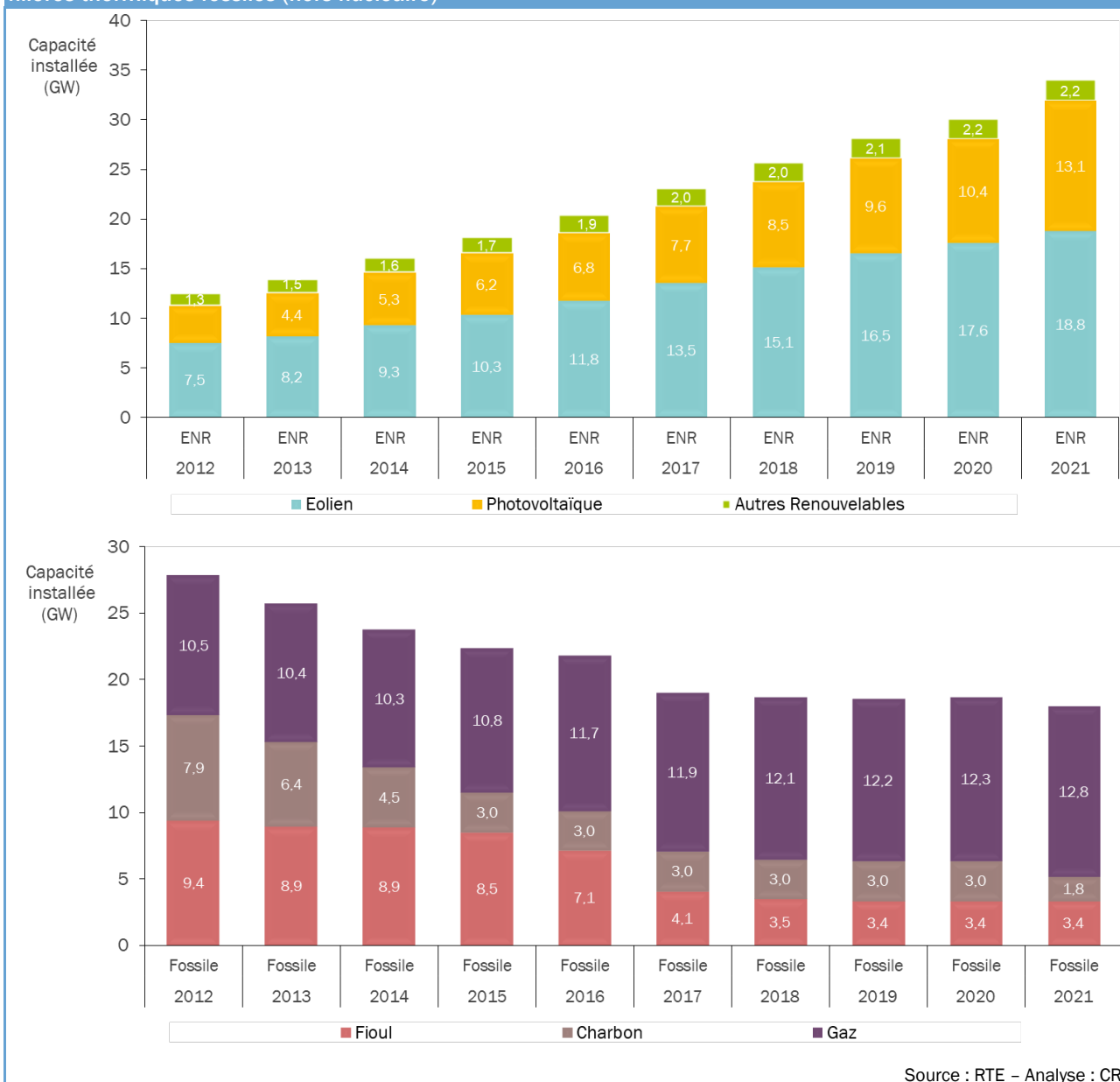
La principale raison de cette diminution est la baisse du facteur de charge de l'éolien qui s'est établi à 22,6 % en 2021 contre 26,3 % en 2020, induisant une baisse de 7% de la production malgré la croissance du parc.

La filière solaire a également vu son facteur de charge diminuer (13,7 % contre 14,7% en 2020). La croissance importée du parc a permis une hausse de la production de 13%.

Tableau 4 Evolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TCAM ⁵⁸ 2014/2021
Eolien (GW)	9,3	10,3	11,8	13,5	15,1	16,5	17,6	18,8	+ 10,6 %
Solaire (GW)	5,3	6,2	6,8	7,7	8,5	9,6	10,4	13,1	+ 13,9 %

Graphique 33 : Evolution comparée des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)

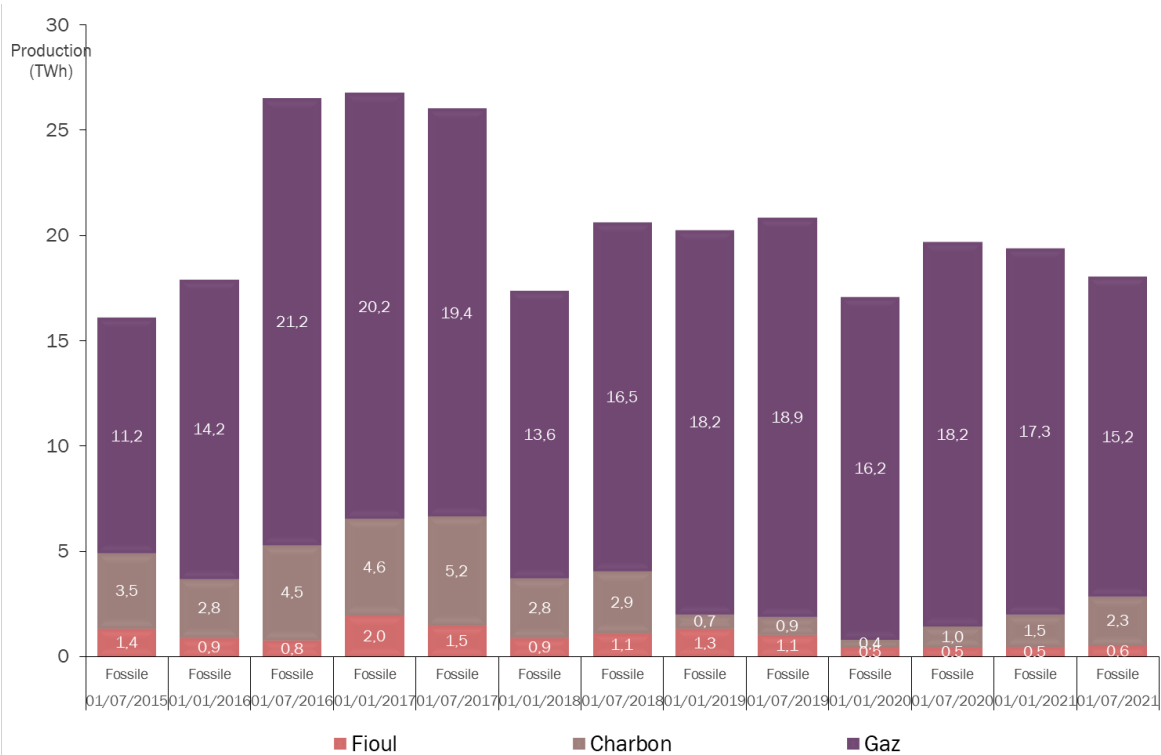
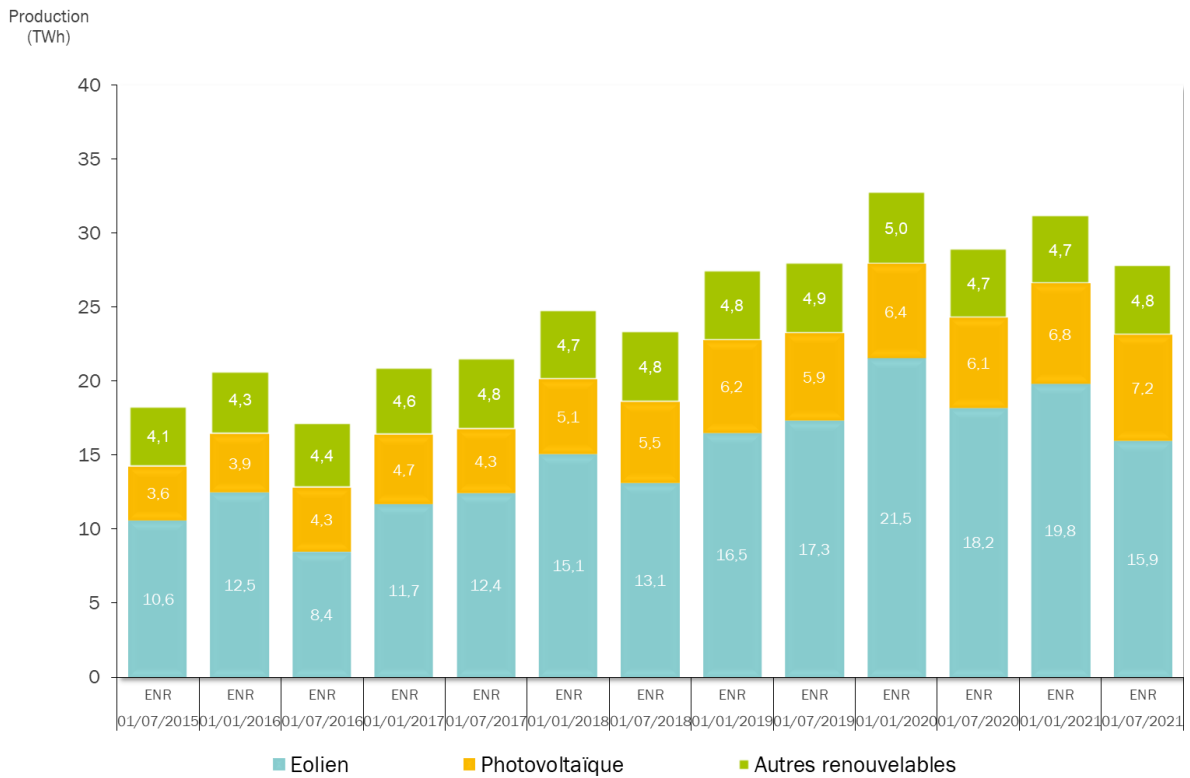


Source : RTE – Analyse : CRE

⁵⁸ Taux de croissance annuels moyens.



Graphique 34 : Comparaison des productions semestrielles des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)

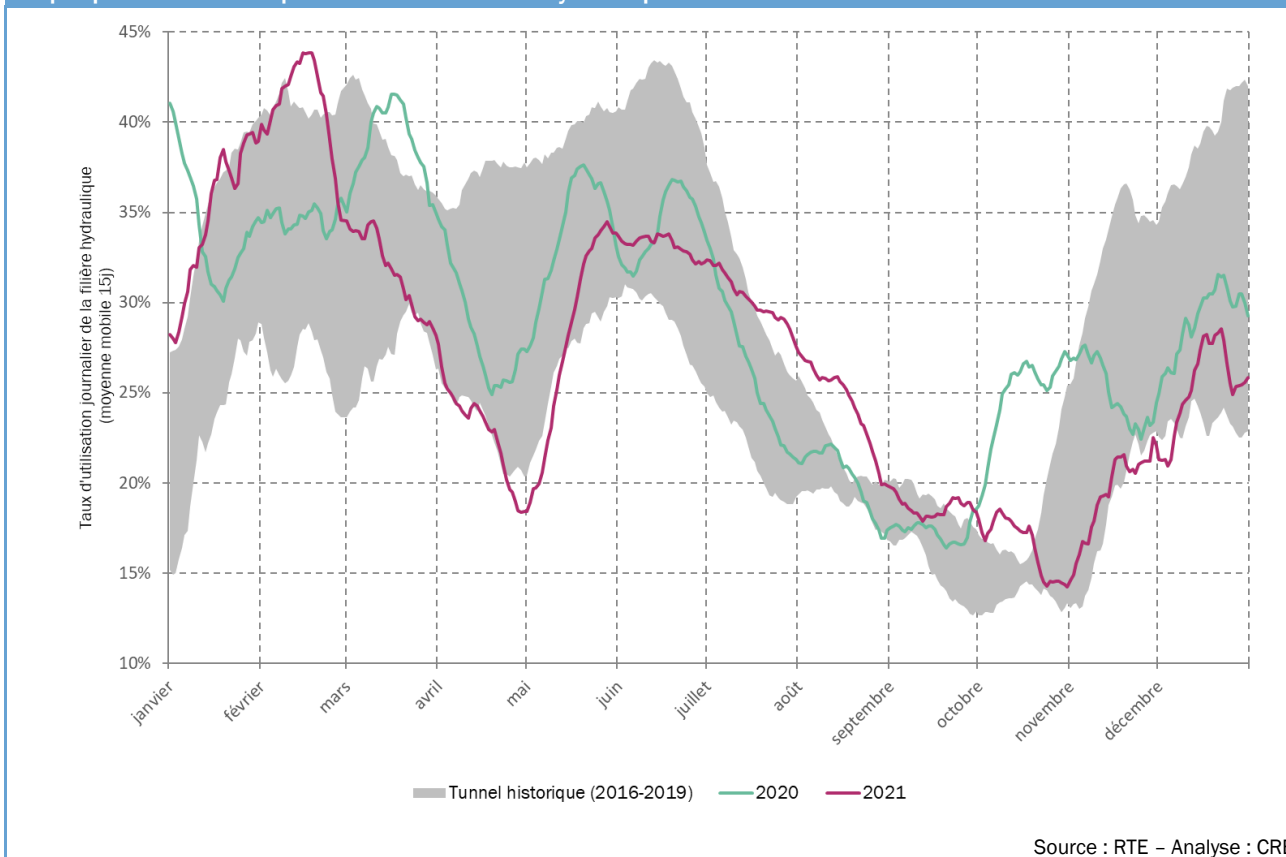


Source : RTE – Analyse : CRE

1.4 Après avoir été fortement sollicité en début d'année, le stock hydraulique finit l'année à des niveaux bas

En raison des bonnes conditions hydrologiques de 2020, le stock hydraulique en janvier 2021 était supérieur à celui de 2019 et 2018 (2,4 TWh). La filière hydraulique a été fortement mise à contribution pour compenser la faible disponibilité du nucléaire en janvier et en février 2021, comme le montre le graphique suivant.

Graphique 35 : Taux de production de la filière hydraulique



En parallèle, les précipitations ont été très hétérogènes⁵⁹. Après un mois de janvier pluvieux, les précipitations ont été déficitaires jusqu'en avril avec un déficit proche de 50 % en mars et avril. Ce déficit couplé à une forte production, a entraîné les stocks à des niveaux historiquement bas à partir du mois de mai.

Bien que la fin du printemps et le début de l'été aient connu un niveau de précipitations élevé sur une grande partie de l'Hexagone, les passages perturbés ont été plus rares ensuite et les pluies déficitaires jusqu'à la fin de l'automne, le déficit dépassant 30 % en août et en novembre. En conséquence les stocks sont restés à des niveaux bas jusqu'à novembre.

Le début de l'hiver 2021-2022 a ensuite été marqué par le retour de précipitations très abondantes et une plus faible sollicitation de la filière. Les stocks sont revenus dans la fourchette historique basse en fin d'année.

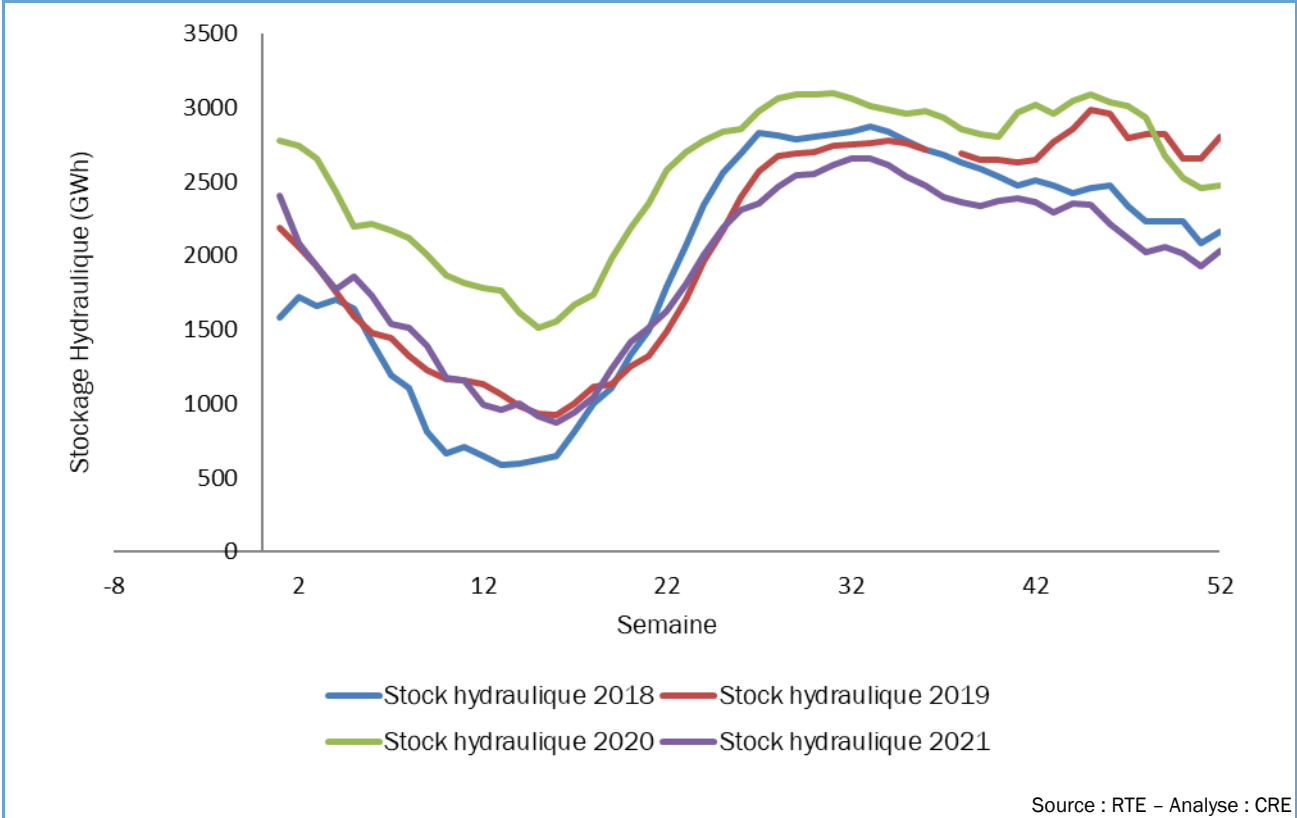
Aucune indisponibilité particulière n'est à signaler en 2021.

La production hydraulique (62,5 TWh) est en légère baisse par rapport à 2020 (-5%) et également par rapport à la moyenne de production depuis 2012 (- 2,4 %). Les technologies affichant les baisses de production les plus fortes par rapport à 2020 sont les centrales de type lac (-12 %) et les STEP (-8 %).

Les stocks hydrauliques finissent 2021 à 2 TWh, soit le plus bas niveau depuis 2017.

⁵⁹ Bilan climatique 2021, Météo France : <https://meteofrance.fr/actualite/publications/les-publications-de-meteo-france/2021-les-bilans-climatiques>

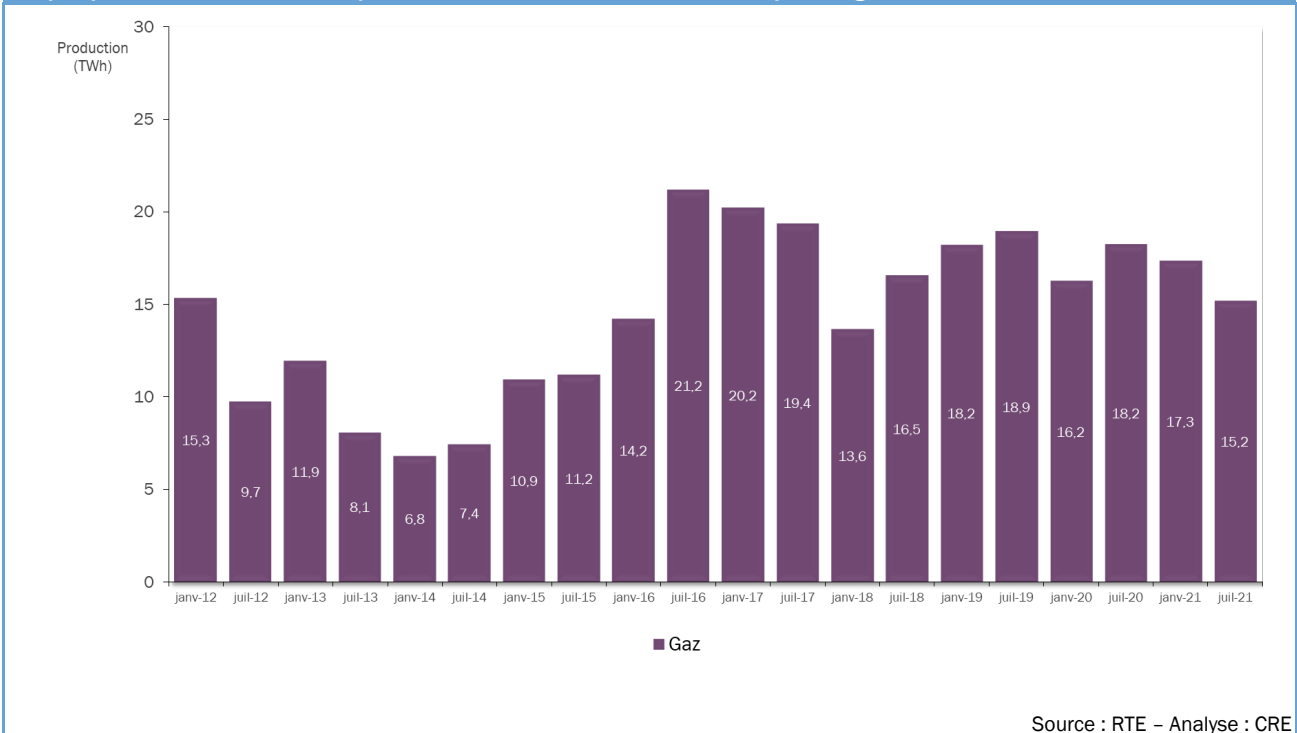
Graphique 36 : Evolution du stock hydraulique



1.5 La production de la filière gaz a diminué dans un contexte de hausse des prix du gaz sans précédent

La filière gaz, qui représente la majorité de la production thermique à flamme, affiche de nouveau une baisse de production (- 5,6 % en 2021 par rapport à 2020 et -12,5 % par rapport à 2019) et s'élève à 32,5 TWh. Cette chute de la production s'inscrit dans un contexte global de hausse du coût du gaz exceptionnelle tout au long de l'année 2021.

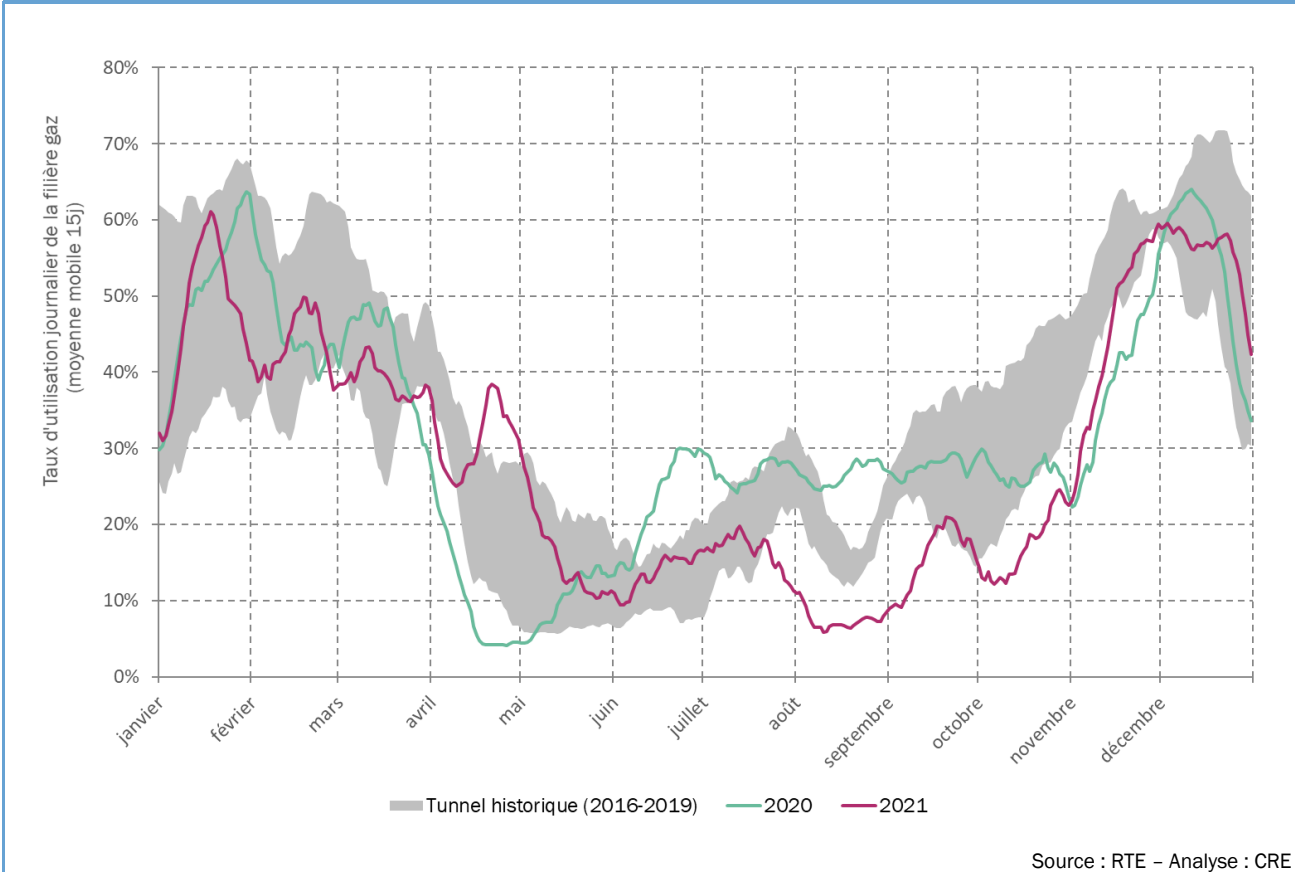
Graphique 37 : Evolution de la production semestrielle d'électricité par du gaz naturel



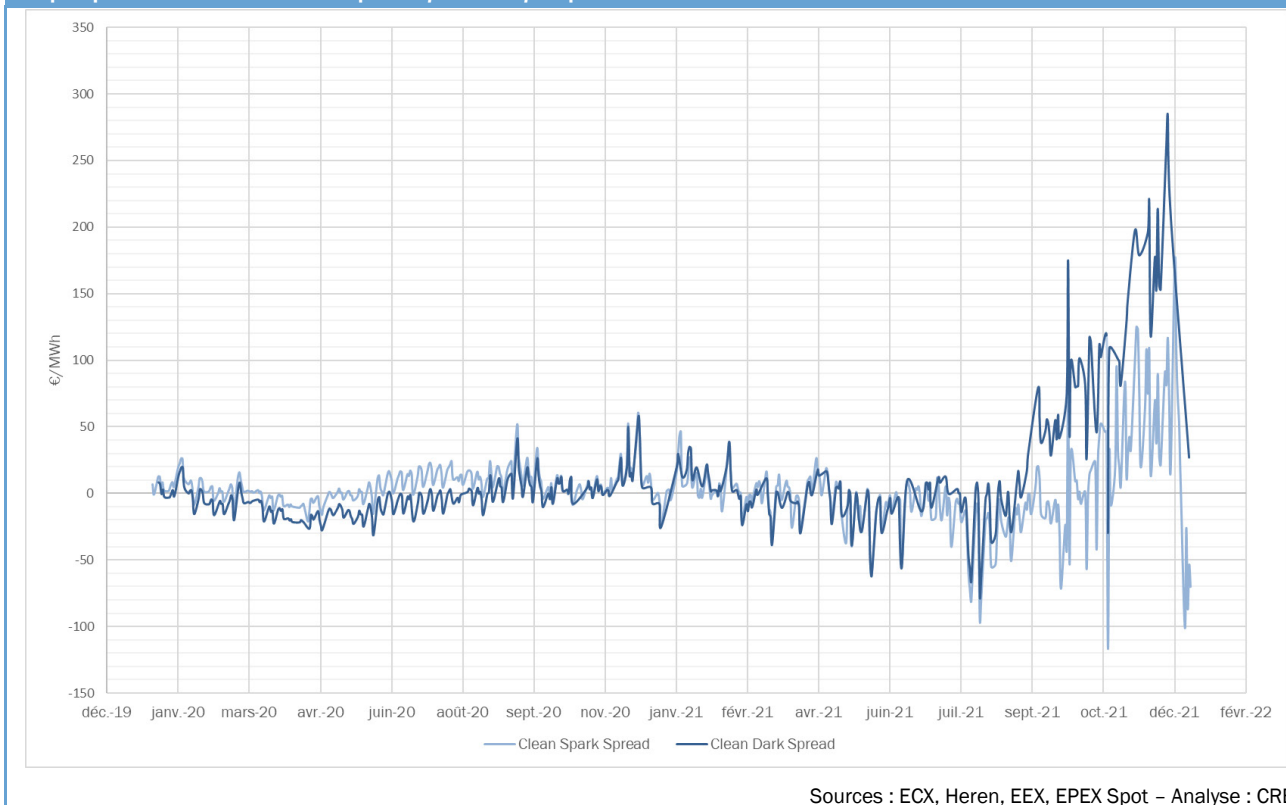
Alors que la production de la plupart des filières repart à la hausse pour répondre au rebond de la consommation d'électricité, la production au gaz diminue pour la deuxième année consécutive, illustrant l'impact de l'envolée des prix sur l'ordre de préséance économique des différents moyens de production. La baisse de production est particulièrement sensible entre août et novembre 2021.

La production thermique à partir du gaz reprend en fin d'année pour couvrir la hausse de la demande et la baisse de disponibilité du parc nucléaire. En décembre, la production retrouve des niveaux très élevés, car la hausse des prix de l'électricité est encore plus forte que celle des prix du gaz, ce qui se traduit par une rentabilité de la filière gaz plus élevée. Le *clean spark spread* présenté sur le Graphique 39 représente cette rentabilité théorique de la filière gaz, significativement améliorée en fin d'année 2021.

Graphique 38 : Taux de production de la filière gaz



Graphique 39 : Clean dark et spark spreads spot pointe

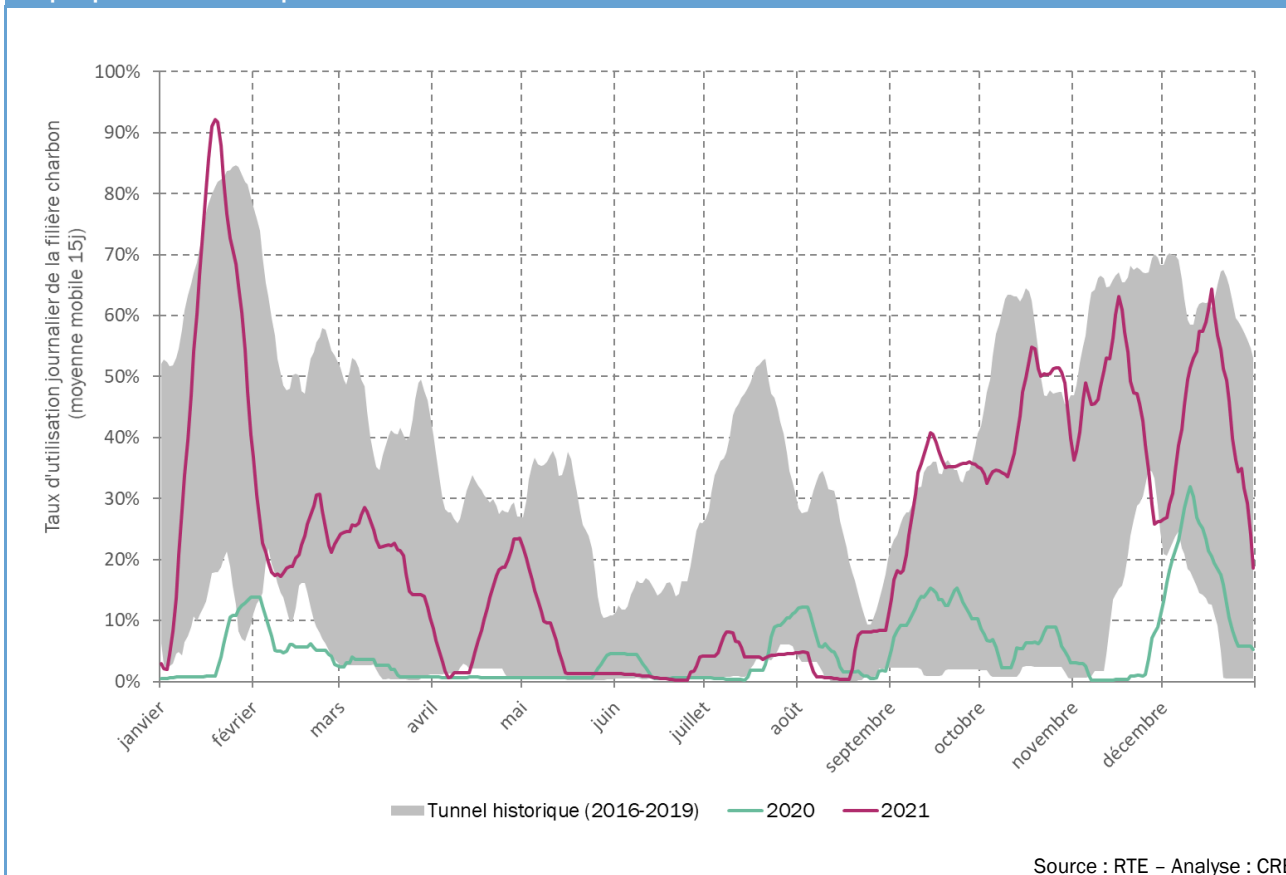


1.6 La hausse du prix du gaz a favorisé la production d'électricité à partir de charbon en 2021, qui reste très faible dans le mix énergétique français

La production des centrales au charbon atteint 3,8 TWh en 2021, soit près de deux fois la quantité produite en 2020. Cette production représente cependant toujours une part très faible du mix énergétique français, à moins de 1% de la consommation nationale. La forte hausse des prix de l'électricité a rendu les centrales charbon restantes particulièrement rentables comme l'illustre la hausse du *clean dark spread* à partir de septembre. La hausse des prix du charbon ayant été moins forte que celle des prix du gaz, les centrales à charbon ont été comparativement plus rentables que les centrales à gaz.

Le charbon a donc constitué à la fois un moyen de pointe pour l'hiver 2020-2021 en raison de la faible disponibilité nucléaire, mais également un moyen de semi-base dès septembre en remplacement du gaz. La production totale reste néanmoins marginale en conséquence de la fermeture progressive du parc et des indisponibilités. La centrale du Havre a fermé en mars 2021. L'unité 5 de Gardanne n'a pas fonctionné en 2021. Seules les centrales de Cordemais et de Saint-Avoild ont observé un fonctionnement normal.

Graphique 40 : Taux de production de la filière charbon



1.7 Marginalité des différentes filières de production en 2021

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 2021⁶⁰, il est délicat en pratique d'identifier la filière marginale.

Le principal problème pour identifier le moyen marginal est la proximité des coûts variables des moyens de production de filières différentes.

Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir sur l'enchère *day-ahead* une offre 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 aux marchés des réserves d'équilibrage.

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.

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

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

⁶⁰ 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 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/approbation-du-rapport-de-rte-sur-le-facteur-d-emission-associe-au-marche-de-l-electricite-francais>

Hydraulique et valeur d'usage de l'eau

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

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

Afin de mieux refléter ce constat, la CRE a modifié sa méthode de détermination des filières marginales en 2020. 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 production⁶¹ 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 marginal⁶² ;
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 ». ⁶³

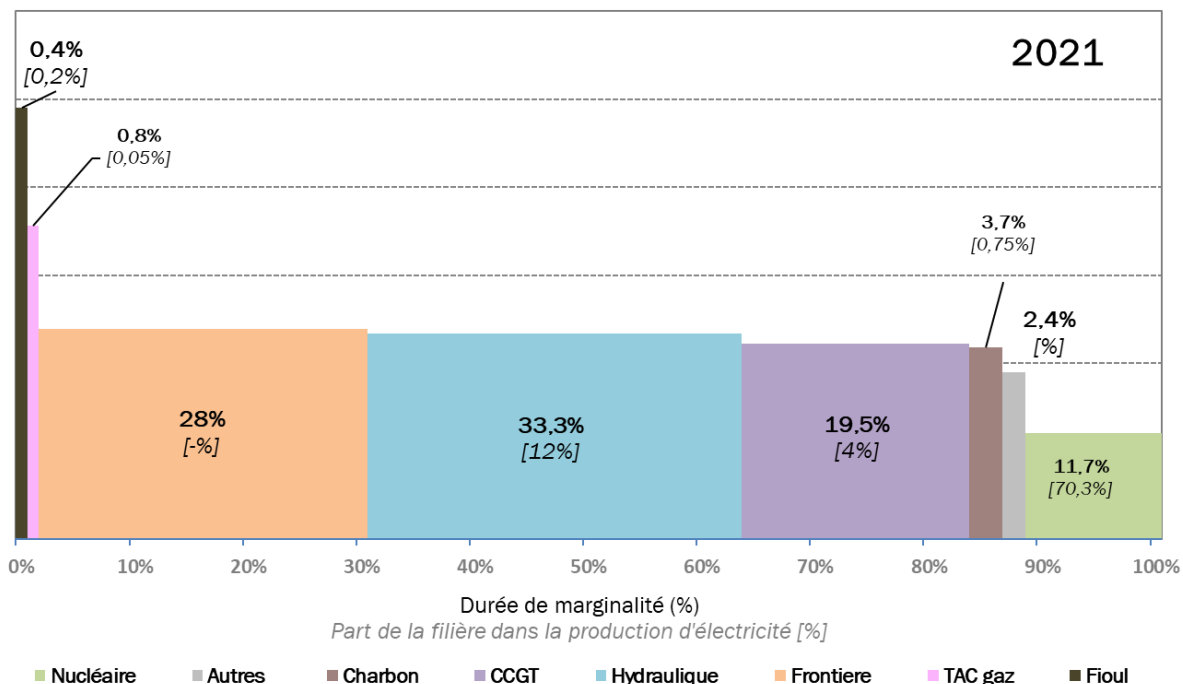
⁶¹ Prévus au programme d'appel

⁶² La formule a été adaptée pour prendre en compte la hausse des prix. La contribution décroît donc désormais plus lentement en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût marginal

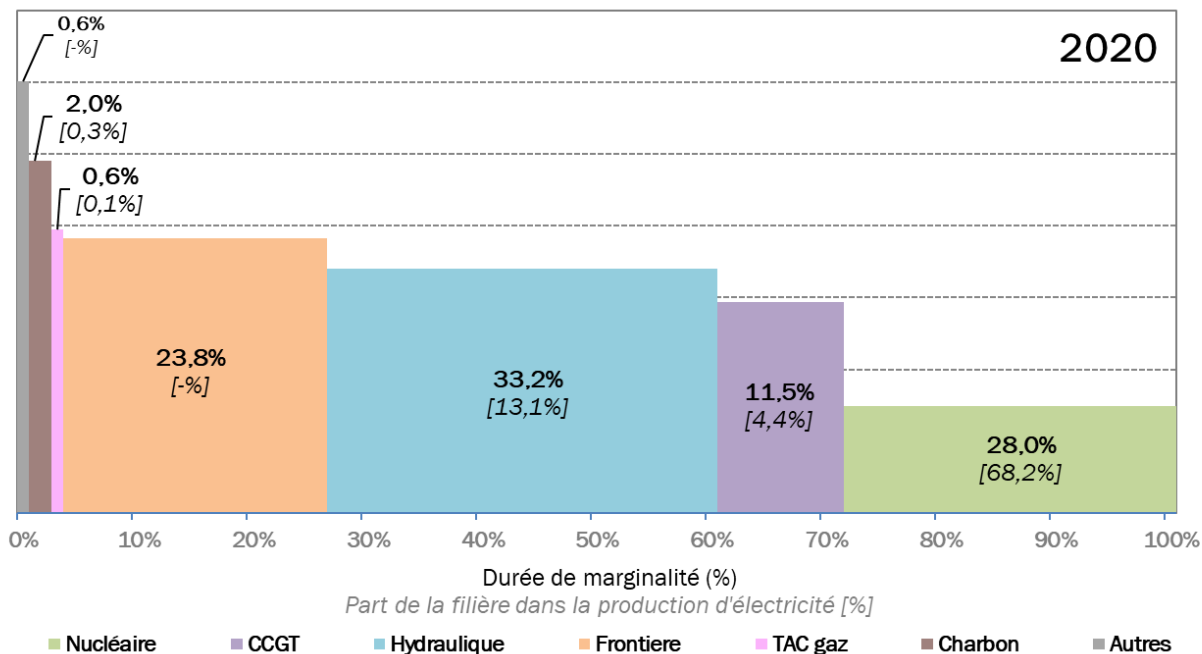
⁶³ La hausse des prix a également été prise en compte pour définir la technologie « autre »

Graphique 41 : Marginalité des différentes filières de production en 2020 et 2021

Prix moyen



Prix moyen



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

La hausse de la consommation en France, et en Europe plus largement, a eu pour effet de modifier la marginalité en 2021.

Le nucléaire ne représente que 11,7 % de la marginalité alors que cette filière a constitué 69 % de la production d'électricité en France en 2021. La part de la marginalité du nucléaire chute de près de 15 points par rapport à 2020. Ce résultat illustre le fonctionnement en base de cette technologie qui fixe le prix principalement pendant les creux de consommation et lorsque les interconnexions sont saturées à l'export.

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 2021 avec une part encore plus élevée des interconnexions, qui peut s'expliquer par les imports importants en fin d'année pour compenser la baisse de disponibilité nucléaire.



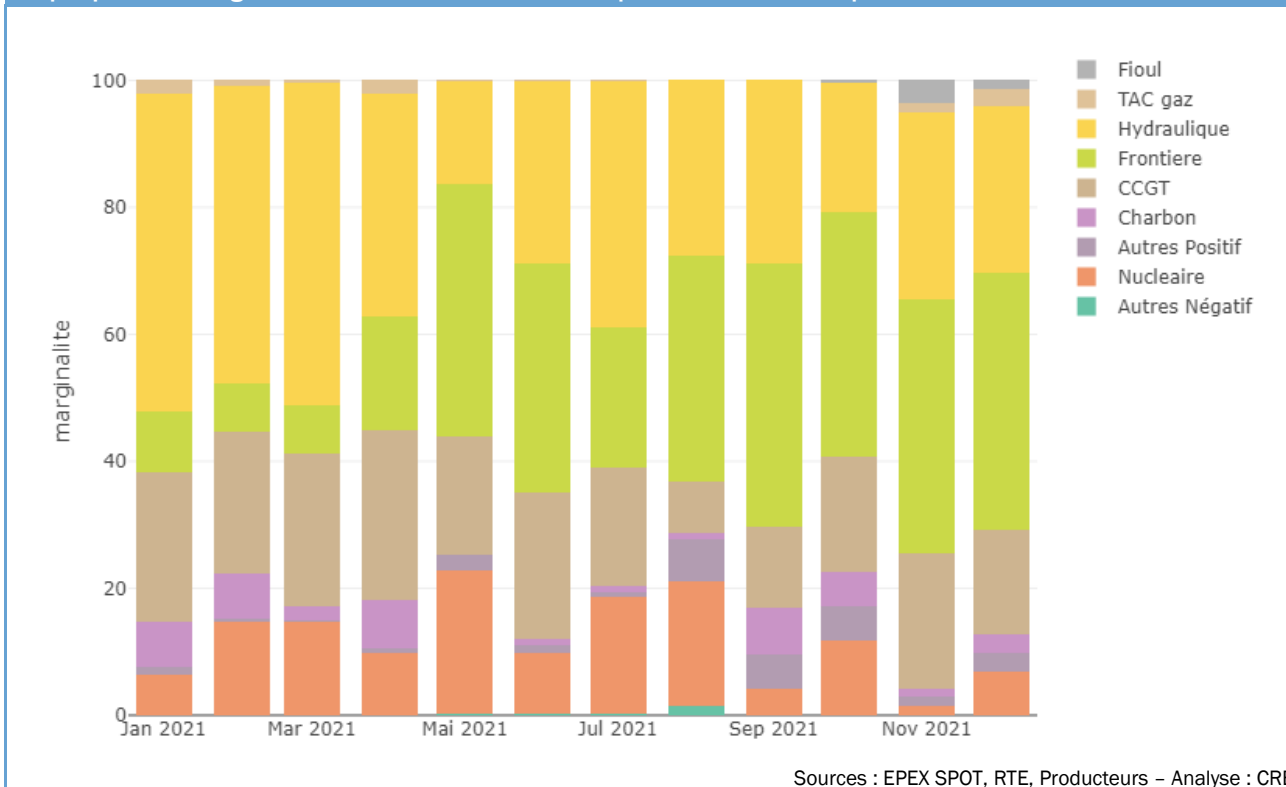
La baisse de disponibilité du nucléaire en fin d'année a également profité à toutes les filières thermiques à flamme.

En premier lieu, les cycles combinés gaz confirment leur place en tant que moyen de semi-base en France, avec une part de la filière en hausse dans la marginalité, mais en baisse dans la production totale.

La hausse de la rentabilité du charbon par rapport au gaz l'a replacé dans le *merit order*. Bien que la part de l'énergie produite par du charbon en France soit très faible (0,75%), la marginalité de cette filière en 2021 est de 3,7 %. De plus, les TAC gaz et les unités au fioul sont à nouveau présentes et voient leur marginalité augmenter.

Toutes choses égales par ailleurs, le prix moyen de toutes les technologies augmente fortement en 2021. Ce phénomène illustre la sensibilité des coûts marginaux, y compris hydraulique et nucléaire, au prix des commodités et du CO₂, notamment du fait de leur gestion en coût d'opportunité.

Graphique 42 : Marginalité des différentes filières de production en 2021 par mois



2. LES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE

2.1 Hausse généralisée des prix spot dans un contexte de tensions sur les prix des combustibles et de reprise économique

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

Le prix spot base moyen pour l'année 2021 a connu une hausse exceptionnelle par rapport à 2020 pour s'établir à 109,2 €/MWh en moyenne sur l'année, soit une hausse de 239 % par rapport à 2020 (32,2 €/MWh) et de 176 % par rapport à 2019, une année plus normale (Graphique 43).

Un niveau aussi haut n'avait jamais été atteint. Le prix spot a augmenté au premier semestre avec la hausse des prix des combustibles et des quotas de CO₂. Il a ensuite connu une hausse spectaculaire et inédite à partir de fin août 2021 et particulièrement à la fin de l'année avec la flambée des prix du gaz et la faible disponibilité du nucléaire. Ainsi, le prix spot atteint 367,9 €/MWh en moyenne la semaine du 19 décembre 2021 (atteignant un record historique à 453 €/MWh le 22 décembre 2021) avant de redescendre autour de 140 €/MWh la dernière semaine de l'année, grâce à des températures plus élevées.

La crise gazière en Europe (en particulier à partir de l'été 2021) s'est donc propagée au marché européen de l'électricité à travers la hausse des coûts de fonctionnement des centrales de production d'électricité fonctionnant au gaz naturel. Par ailleurs, le coût variable de fonctionnement des centrales thermiques dépend aussi du prix des

quotas de CO₂ nécessaires pour couvrir les émissions de gaz à effet de serre, qui a connu également une hausse exceptionnelle en 2021, passant d'environ 30 €/tCO₂ fin 2020 à plus de 80 €/tCO₂ en fin d'année 2021 (Graphique 2).

La première partie de l'année 2021 a été marquée par une hausse progressive des prix spot liée à la hausse des prix des matières premières, ponctuée par des variations de prix liés à la consommation, avec notamment des prix ponctuellement à plus de 100 €/MWh en janvier du fait des températures basses. Les prix spot ont augmenté plus fortement en juin, soutenus par les matières premières et dans un contexte de faible production éolienne en Europe. Le prix français franchit 73,5 €/MWh en moyenne sur le mois de juin, son plus haut niveau depuis janvier 2017, malgré des températures douces en France et une bonne disponibilité nucléaire. Les écarts de prix avec les autres pays européens permettent la hausse du solde exportateur français à 6,7 TWh sur ce mois.

La tension sur le marché européen s'est nettement poursuivie durant l'été jusqu'en octobre, et des prix journaliers records sont observés dans la majorité des pays européens. Les cours des combustibles, charbon, quotas de CO₂, mais surtout gaz, se sont envolés, tandis que la production renouvelable est restée faible. De nombreux pics de prix sont constatés en Europe et quelques épisodes venteux ponctuels ont provoqué la formation de prix négatifs notamment en été⁶⁴. Comme en juin, les prix français, bénéficiant d'une disponibilité importante du parc nucléaire, sont cependant restés parmi les plus bas de la région *Central West Europe*⁶⁵ favorisant des exportations élevées.

Les deux derniers mois de l'année voient une forte aggravation de la crise en Europe. En France, le prix atteint notamment des niveaux spectaculaires de 217 €/MWh en moyenne en novembre et 274,6 €/MWh en décembre, avec un pic à 452,9 €/MWh atteint le 22 décembre 2021. La France devient importatrice nette pendant les deux derniers mois de l'année, faisant face à une forte baisse de la production nucléaire (+30% d'indisponibilité), une baisse de la production éolienne et des niveaux de stocks hydrauliques très bas tandis que la demande augmente en raison de températures froides.

Les prix infrajournaliers affichent logiquement des niveaux très proches des prix *spot* et se sont établis à 109,5 €/MWh en moyenne pour les produits horaires, soit plus du triple qu'en 2020. (Tableau 5).

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

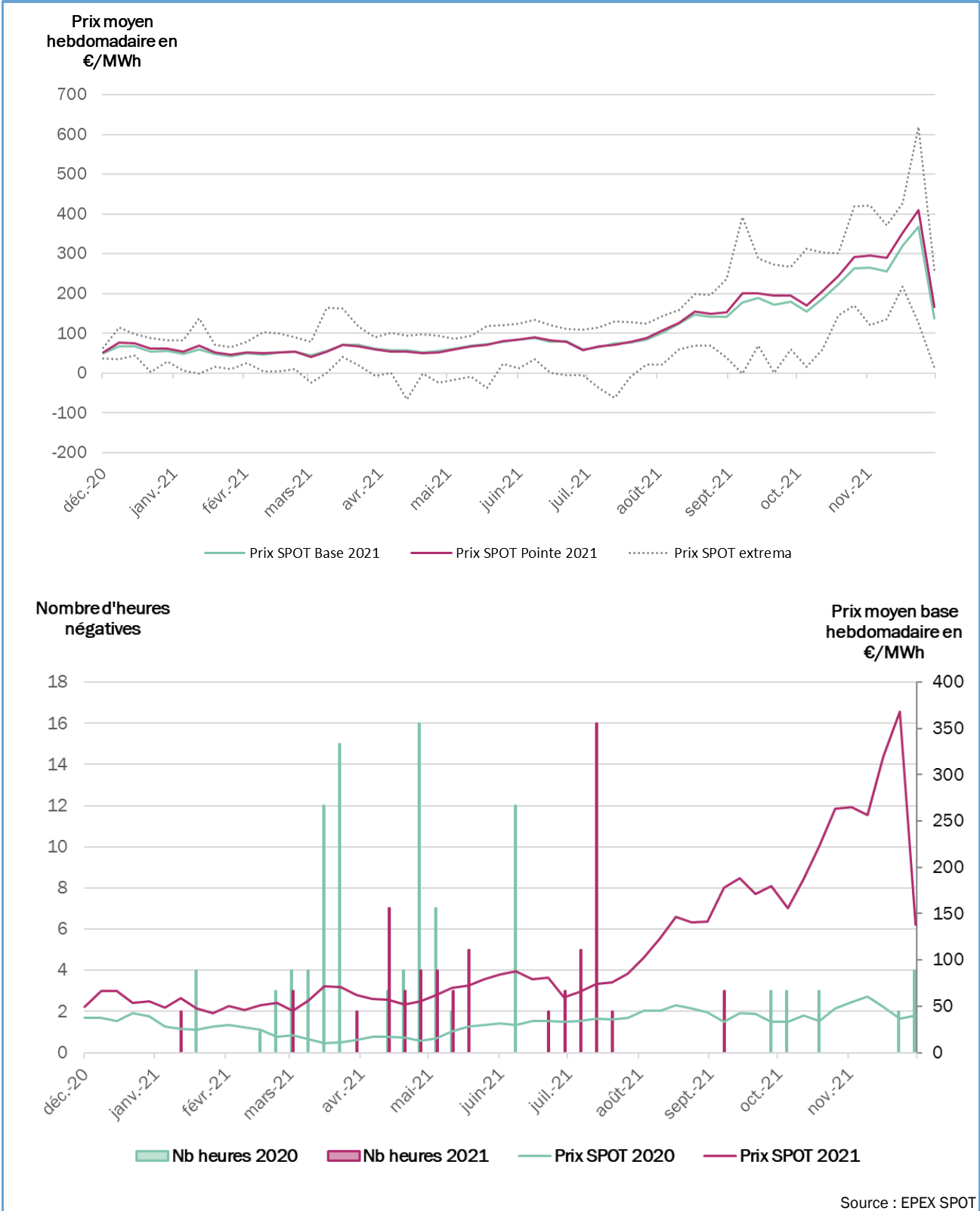
Période	Prix <i>Day-Ahead</i> moyen	Prix <i>Intraday</i> moyen
2018	50,2 €/MWh	50,9 €/MWh
2019	39,5 €/MWh	39,7 €/MWh
2020	32,2 €/MWh	32,9 €/MWh
2021	109,2 €/MWh	109,5 €/MWh

Source: EPEX SPOT

⁶⁴ 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.

⁶⁵ Région composée de l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.

Graphique 43 : Evolution des prix day-ahead en France (moyenne hebdomadaire des prix, extrema et nombre d'heures négatives)



2.2 Ecart entre prix spot et coûts marginaux d'EDF en 2021

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 marginal⁶⁶ 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 2021 a été de 2,6%, niveau plus élevé que ceux observés en 2019 et 2020, mais inférieur à celui de 2018 qui était de 3,5% (cf. rapports de surveillance 2019 et 2020).

Les différents écarts rendus publics dans les rapports de surveillance successifs⁶⁷ 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%
2021	2,6%

La CRE souligne que cet indicateur se fonde sur des données déclaratives et ne préjuge pas du bon niveau des coûts marginaux d'EDF. Par ailleurs, l'écart moyen ne reflète pas les occurrences de déviations exceptionnelles, pour lesquelles la CRE est susceptible de mettre en œuvre des contrôles complémentaires. Enfin, l'indicateur considère l'ensemble des périodes de marchés, y compris celles où EDF pourrait ne pas être un acteur marginal sur le marché *spot*. Dès lors, une part de marginalité plus importante des interconnexions en 2021 pourrait contribuer à expliquer une valeur plus importante de cet indicateur. Enfin, les coûts marginaux déclarés par EDF sont des coûts d'opportunité pour l'hydraulique à stock et une partie de la production nucléaire.

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2021 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir manifeste de marché par EDF.

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

Le couplage des marchés *spots* européens permet d'optimiser 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'électricité⁶⁸. Ainsi, les prix du marché journalier sont identiques tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées et les échanges se font dans le sens des écarts de prix d'un pays où le prix est plus faible vers un pays présentant un prix plus élevé.

Le couplage des marchés joue un rôle essentiel pour les pays européens interconnectés, permettant de bénéficier des synergies entre les bouquets de production et les structures de demande nationales, de favoriser l'intégration des énergies renouvelables à travers le foisonnement géographique des sources et de renforcer la résilience des systèmes électriques nationaux. La France bénéficie largement de cette intégration européenne, d'une part en restant le pays le plus exportateur d'Europe, d'autre part en bénéficiant d'importations essentielles pour l'approvisionnement électrique en hiver.

⁶⁶ 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.

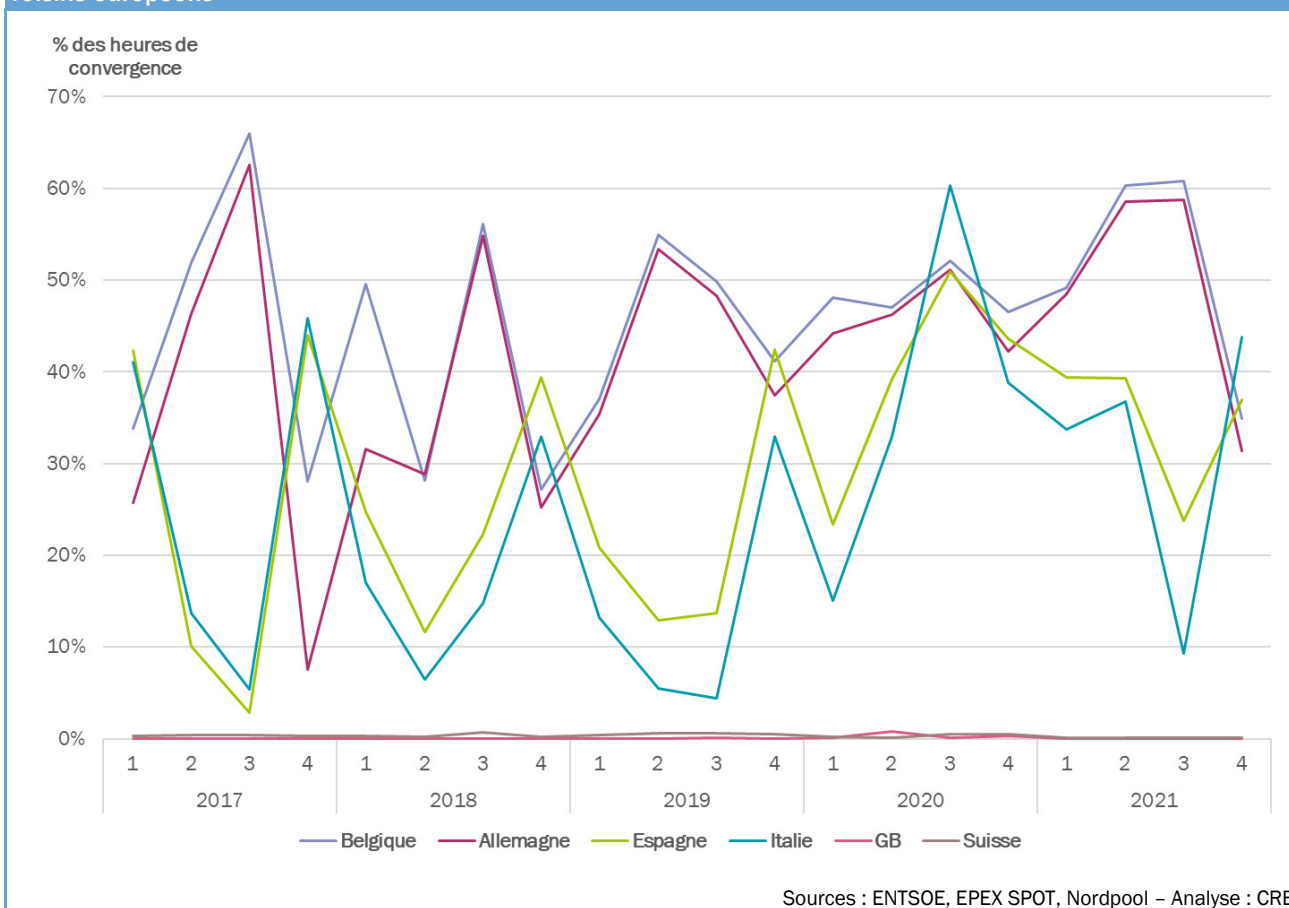
⁶⁷ La méthode de calcul de l'écart moyen a évolué en 2017.

⁶⁸ 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 ».

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 2021⁶⁹.

En 2021, la convergence est globalement stable par rapport à 2020. Les taux de convergence sont en hausse entre la France et la Belgique (51 % en moyenne en 2021 contre 48 % en 2020) et l'Allemagne (49 % en moyenne en 2021 contre 46 % en 2020), tandis qu'ils ont baissé avec entre la France et l'Espagne (35 % en moyenne en 2021 contre 39 % en 2020) et l'Italie (31 % en moyenne en 2021 contre 37 % en 2020).

Graphique 44 : Taux de convergence (écart de prix +/- 0,01 €/MWh) trimestriel des prix spots français avec ses voisins européens

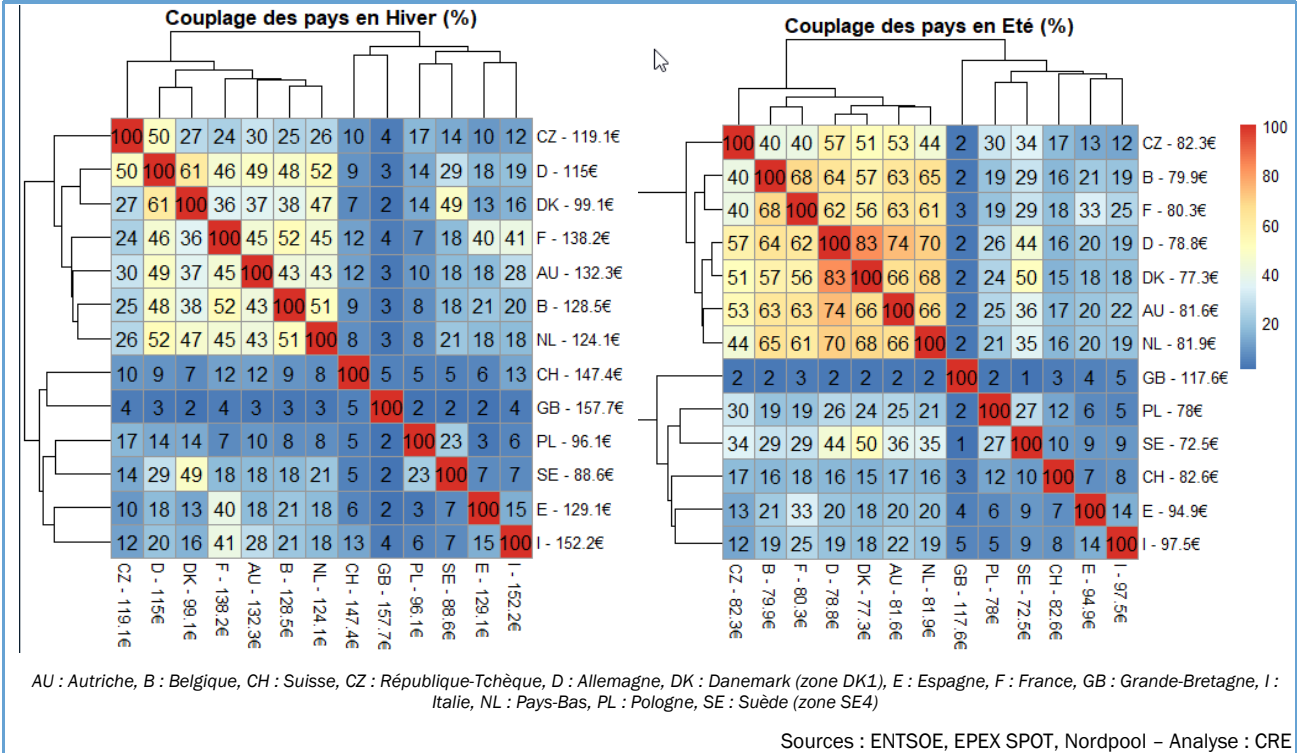


Le Graphique 45 ci-dessous permet de mettre en évidence les pays européens les plus proches en fonction de leur niveau de prix et selon la saison en 2021. Ils rapprochent visuellement les pays qui ont les taux de couplage (défini pour ce graphique comme un écart de prix absolu inférieur à 1 €) entre eux les plus importants.

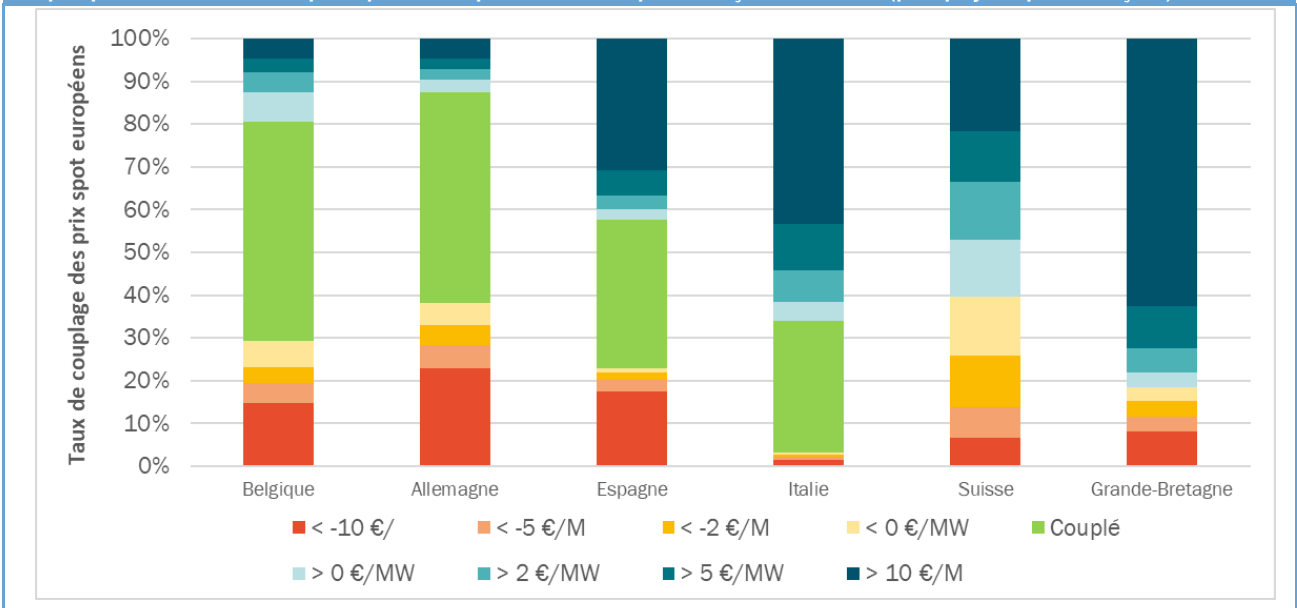
La convergence des prix entre les pays varie selon la saison. En particulier, pendant l'hiver les températures plus froides impliquent une sollicitation plus importante des interconnexions, se traduisant par des découplages plus fréquents et des écarts de prix plus importants entre les différents pays européens ayant une thermosensibilité de leur consommation et un mix électrique différents. Ainsi, la France est souvent importatrice pendant l'hiver tandis qu'elle exporte largement en été lorsque le surplus de sa production nucléaire de base est moins coûteuse que celle de ses voisins européens plus dépendants du gaz et du charbon.

⁶⁹ Il peut être noté le cas particulier de la Suisse dont les marchés journaliers et infra-journaliers 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 45 : Matrices des taux de couplage en hiver 2021 et en été 2021 des pays les uns par rapport aux autres sur le marché spot ; le prix moyen par saison et par pays est donné pour information



Graphique 46 : Ecarts des prix spots européens avec le prix français en 2021 (prix pays – prix français)



	Allemagne					Belgique					Suisse				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Janvier	-25,6	-5,5	-11,8	-3,0	-6,7	-5,4	1,8	-0,7	-0,1	-2,0	-1,7	8,9	1,2	4,5	1,0
Février	-11,5	-8,6	-3,8	-4,3	-0,3	-3,6	-1,4	1,0	2,1	-0,4	4,0	4,2	2,1	7,9	4,9
Mars	-3,7	-10,9	-3,2	-1,3	-3,1	-1,0	2,5	3,8	0,2	-3,6	1,5	5,0	1,9	2,3	6,0
Avril	-5,9	-1,5	-1,1	3,6	-9,5	2,5	4,2	-0,2	1,3	-6,1	-1,2	0,6	0,6	3,8	0,5
Mai	-3,8	-0,9	0,6	2,7	-1,9	3,0	10,1	0,8	0,5	0,4	-0,4	-1,3	0,9	2,0	2,5
Juin	-2,7	0,1	3,3	0,4	0,6	0,0	7,6	-1,8	-0,2	0,9	-0,6	0,8	2,6	-0,1	0,1
Juillet	-1,6	-1,9	2,0	-3,3	3,0	-1,0	1,5	0,1	-3,6	-1,0	-0,4	-0,9	0,2	-0,6	2,6
Août	-1,2	-2,2	3,5	-1,9	5,4	-0,2	2,3	0,3	-1,2	2,2	0,0	-0,3	0,5	-1,2	5,2
Septembre	-2,6	-7,1	0,2	-3,5	-6,9	0,2	6,8	-2,0	-3,0	0,9	0,3	-0,4	1,9	-1,3	2,7
Octobre	-21,4	-12,5	-1,7	-3,9	-33,0	-0,7	10,4	-1,0	1,5	-7,2	3,0	7,3	1,4	0,3	25,8
Novembre	-23,1	-11,1	-4,9	-1,3	-40,9	3,2	9,9	-1,5	-0,2	-14,9	1,6	-2,6	0,0	1,3	9,8
Décembre	-26,0	-6,8	-4,5	-4,9	-53,6	-1,7	4,8	-0,1	-1,0	-29,2	5,8	2,8	4,4	2,9	7,6
Prix moyen	34,2	44,5	37,7	30,5	96,8	44,6	55,3	39,3	31,9	104,1	45,9	52,2	40,9	34	114,9
	Espagne					Italie					Grande-Bretagne				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Janvier	-6,5	15,0	0,8	3,1	0,7	0,2	13,3	6,5	7,9	2,0	-16,6	21,4	7,4	4,0	29,8
Février	0,6	6,2	7,4	9,6	-20,5	5,2	8,1	10,7	12,5	8,5	6,5	9,2	10,8	10,2	13,0
Mars	7,8	-8,1	15,0	3,9	-4,8	8,6	9,8	19,7	7,6	9,9	13,0	16,3	17,8	11,7	16,1
Avril	8,9	9,1	12,3	4,2	1,9	7,2	14,9	15,2	11,0	6,0	13,6	24,5	12,5	14,1	12,7
Mai	12,9	20,5	11,2	6,4	11,8	7,3	17,3	12,5	6,2	14,2	14,0	26,3	10,4	10,2	30,6
Juin	17,5	16,1	17,9	4,8	9,8	15,4	13,0	15,6	1,3	8,9	10,5	19,2	15,3	3,7	17,4
Juillet	14,0	10,5	13,8	1,2	14,0	15,3	9,6	13,0	2,6	22,0	11,5	12,7	8,0	-0,9	30,4
Août	15,4	5,9	11,6	-0,6	28,6	23,4	7,0	11,8	1,2	28,5	14,6	9,2	8,2	3,5	47,9
Septembre	12,2	9,3	6,6	-5,2	20,8	11,8	14,6	15,1	0,5	23,3	14,3	12,4	5,0	0,9	84,8
Octobre	7,1	-0,6	8,6	-1,3	27,4	5,3	9,6	13,5	4,1	46,1	1,6	7,3	3,6	10,1	40,3
Novembre	-4,2	-5,8	-3,7	1,8	-23,6	4,4	-0,9	2,1	7,4	9,3	-6,9	2,4	5,8	9,0	2,9
Décembre	1,2	6,9	-2,7	-6,5	-35,5	9,0	9,6	5,8	5,3	16,6	5,9	14,9	9,7	12,3	14,1
Prix moyen	52,2	57,3	47,7	34,0	111,9	54,4	60,7	51,2	37,8	124,7	51,7	64,9	49	39,6	137,6

Sources : ENTSOE, EPEX SPOT, Nordpool – Analyse : CRE

En moyenne les prix spots de l'Italie, l'Espagne, la Grande-Bretagne et la Suisse ont été supérieurs en 2021 au prix spot français comme c'est historiquement le cas. En effet, l'Italie, l'Espagne et la Grande-Bretagne sont caractérisées par des mix électriques très gaziers et ont été fortement importatrices afin de bénéficier d'énergie moins chère notamment face à l'envolée du prix du gaz. En revanche les prix allemand et belge restent toujours inférieurs. Néanmoins, alors que les écarts de prix étaient réduits en 2020 par rapport à 2019, reflétant la détente du marché liée à la crise du COVID-19, les écarts absolus ont été beaucoup plus importants en 2021 par rapport à l'historique.

Les mois d'avril, novembre et décembre 2021, ont été des mois de fortes importations françaises par rapport aux niveaux historiques. Ces importations s'expliquent par les conditions climatiques froides en avril qui ont eu un effet inhabituel pour cette période sur la consommation française. Alors que le dernier trimestre est généralement exportateur pour la France, cette tendance s'est inversée en 2021 dans un contexte de forte indisponibilité du parc nucléaire (+30 %), de stocks hydrauliques faibles et d'une faible production éolienne. Cette situation est visible au niveau des écarts de prix entre les pays voisins et la France. Ainsi, en avril l'écart de prix est plus important que d'habitude en faveur de l'Allemagne et la Belgique tandis que le prix français semble plus proche des prix espagnols et italiens par rapport à l'historique. De même, pendant les mois de novembre et décembre 2021, il peut être constaté que le prix français s'est très nettement écarté à la hausse par rapport à ses voisins allemands, belges et espagnols. Le prix en Italie est cependant resté plus cher que le prix français. Les niveaux de prix très importants à cette période ont proportionnellement agrandi les écarts absolus de prix entre les pays.

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. Un acteur du marché ayant besoin d'une livraison physique⁷⁰ à une échéance donnée peut adopter

⁷⁰ Il existe deux types de livraison à terme :

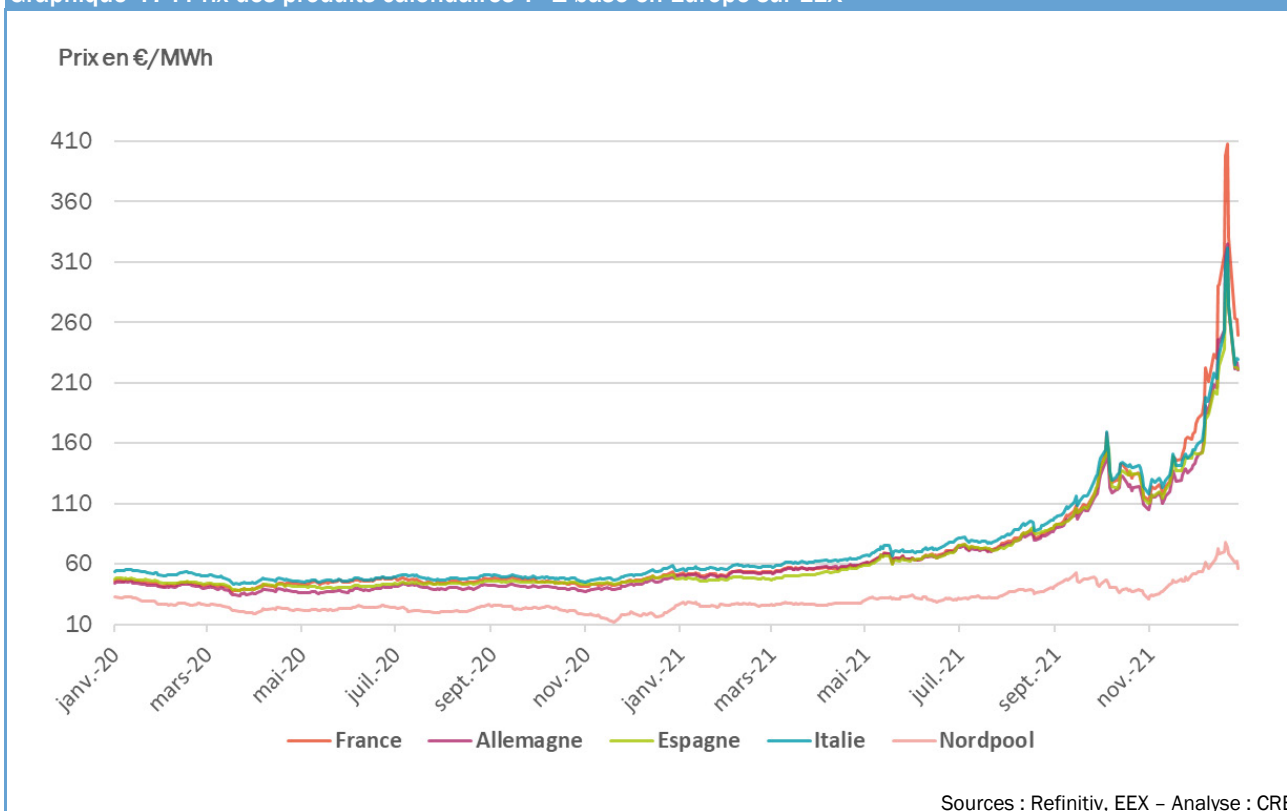
- Livraison physique : le contrat prévoit une livraison d'électricité qui sera « débitée » du périmètre d'équilibre du RE du vendeur et « créditée » dans celui de l'acheteur.

deux approches : un achat sur le marché *spot*, en couvrant le risque prix par un produit à terme à règlement financier, ou directement un achat d'un produit physique sur les marchés à terme.

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

Les marchés à terme ont été fortement affectés par la hausse généralisée des prix des matières premières, particulièrement du gaz, et du CO₂ en Europe en 2021. Ils ont également été particulièrement affectés en fin d'année par des inquiétudes concernant le passage de l'hiver 2021-2022.

Graphique 47 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe sur EEX



La hausse des prix des matières premières a débuté à partir d'octobre 2020 dans le contexte d'une reprise économique. Cette tendance s'est poursuivie de manière continue pendant la première partie de l'année 2021. Le prix du produit calendaire français Y+1 base (pour livraison en 2022) qui était de 52,5 €/MWh le 4 janvier 2021 soit une valeur tout à fait conforme aux moyennes historiques, a augmenté jusqu'à 89,7 €/MWh le 31 août 2021, soit une hausse de 71 %. Le différentiel entre le prix français et le prix allemand est toutefois resté relativement stable et faible pendant cette période et s'est élevé en moyenne à 0,8 €/MWh.

A partir du mois de septembre, la hausse du prix calendaire pour livraison en 2022 s'est nettement accélérée et le prix français a atteint un premier record à 168,4 €/MWh le 5 octobre 2021, déclenché par un fort pic des prix du gaz dans un contexte déjà tendu pour la production d'électricité en France, avec une baisse de 630 MW de la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour le 1^{er} trimestre 2022. En particulier, la hausse du prix du produit calendaire 2022 a été surtout causée⁷¹ par la hausse du produit trimestriel T1 2022, reflétant une tension particulière pour la période hivernale (Graphique 48). Les prix du gaz se sont détendus dès le 6 octobre, avec les annonces du président russe sur la perspective d'une augmentation des approvisionnements russes vers l'Europe. Cependant, les prix français de l'électricité pour livraison en 2022 ne sont pas autant redescendus que

- 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 multiplié 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.

⁷¹ Le prix du produit calendaire, livré sur toute l'année est linéairement relié aux prix des produits de granulométrie inférieur qui le compose (trimestriels, mensuels, etc.). Ainsi, il est bien représentatif de la moyenne des prix des quatre trimestres (ou des douze mois) de l'année qui le compose.

les autres prix européens, marquant ainsi un décrochage qui a perduré ensuite. Ainsi, le différentiel France – Allemagne, qui était relativement bas jusqu'alors, s'est écarté à 9,8 €/MWh le 7 octobre.

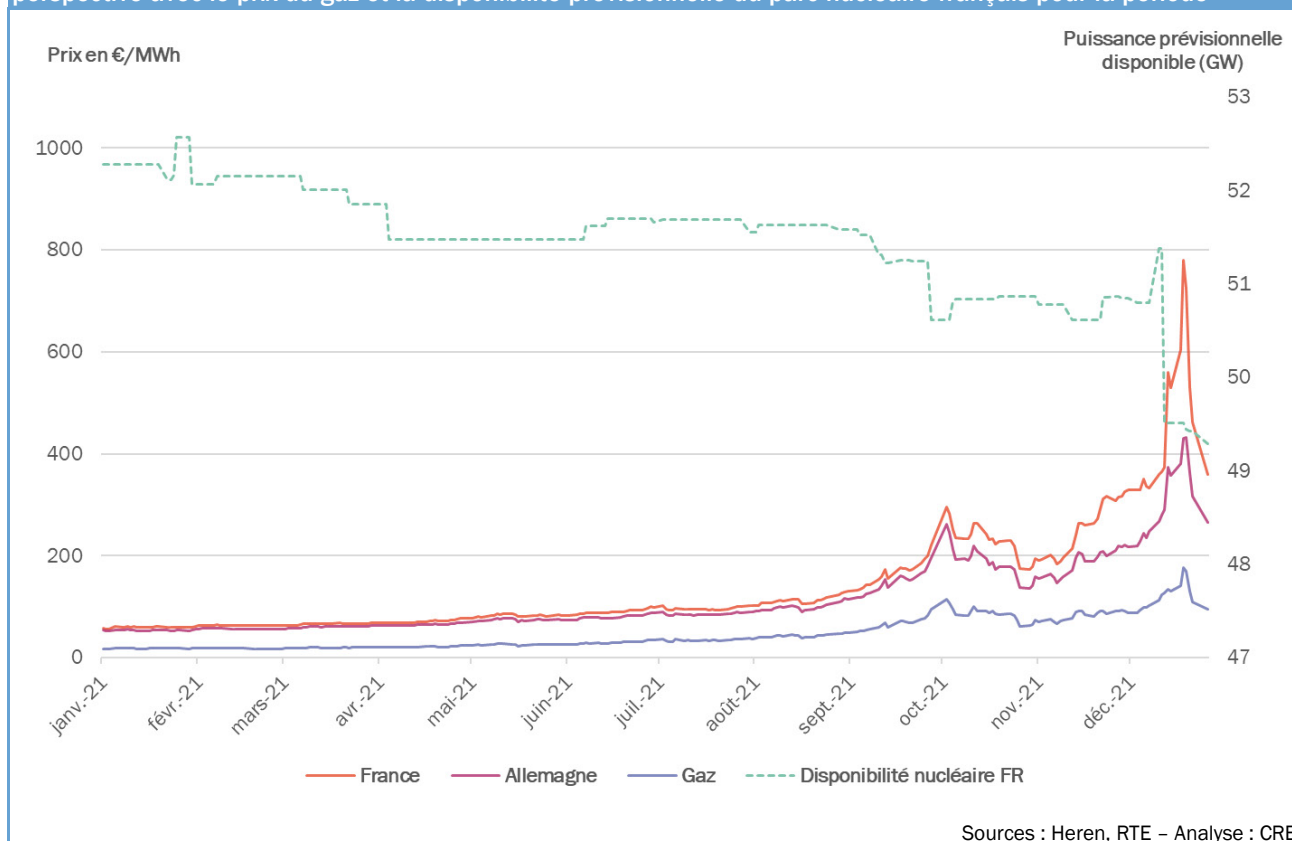
Du 8 octobre et jusqu'à mi-novembre, le prix est resté relativement stable autour de 127 €/MWh en moyenne, dans un contexte d'annonces plus rassurantes sur les approvisionnements de gaz russes vers l'Europe. Puis, le prix a de nouveau augmenté et la hausse s'est accélérée sensiblement, alors que les incertitudes du côté de l'offre de gaz se sont renforcées (voir section 4, § 2.1). En un mois, le prix a presque doublé, passant de 125,4 €/MWh le 15 novembre à 230 €/MWh le 15 décembre 2021. Des tensions extrêmes sur le prix sont constatées du 16 au 23 décembre, atteignant un pic à 407,5 €/MWh le 22 décembre 2021, avant de redescendre et de finir l'année aux niveaux de novembre.

La nature proprement française de la crise d'approvisionnement en électricité s'est matérialisée par la forte hausse du différentiel de prix avec l'Allemagne, le 29 décembre 2021 l'écart était de : 29 €/MWh pour le contrat à terme annuel, 93 €/MWh pour le T1 2022, et même 176 €/MWh pour le mois de février 2022.

En définitive, le produit calendaire français pour livraison en base en 2022 s'est négocié en 2021 en moyenne à 94,7 €/MWh, soit une hausse de 111 % par rapport au prix moyen de 2020 pour livraison en 2021 (44,9 €/MWh) et de 86 % par rapport au prix moyen de 2019 pour 2020 (50,8 €/MWh). Le prix du calendrier allemand 2022 s'est négocié en moyenne à 88,8 €/MWh en 2021, soit une hausse d'environ 119 % par rapport au prix de 2020 pour 2021 (40,5 €/MWh) ou une hausse de 85 % par rapport à 2019 pour 2020 (48,1 €/MWh).

Bien que le produit annuel 2022 ait été notablement influencé par la hausse des prix des matières premières et du quota de CO₂, c'est le produit trimestriel de début d'année 2022 (T1 2022) qui a connu les variations les plus exceptionnelles, du fait des craintes pour la sécurité d'approvisionnement électrique en France pour l'hiver 2021-2022.

Graphique 48 : Prix des produits trimestriels T1 2022 base français et allemand (indice Heren) mis en perspective avec le prix du gaz et la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour la période



Les baisses de la disponibilité du parc nucléaire sont intervenues dans un contexte de disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire déjà historiquement basse (prévision inférieure à 50 GW en moyenne sur le T1 2022) et alors que les marges pour la sécurité d'alimentation électrique étaient faibles et placées sous « vigilance particulière » par RTE⁷². Le marché a fortement réagi avec des prix qui se sont envolés. Le prix pour le 1^{er} trimestre 2022 est notamment passé de 373 €/MWh à 560 €/MWh entre le 15 et le 16 décembre 2021 (données prix Heren).

⁷² Le 22 novembre 2021, RTE a publié son analyse de l'équilibre offre demande pour l'hiver 2021-2022 (<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres>). Elle a fait état de faibles risques de tension d'ici la fin de l'année 2021, mais des risques

Il peut également être noté un taux de remplissage global des réservoirs hydrauliques inférieur aux années précédentes. En effet, la semaine 40 (du 4 octobre au 7 octobre), le niveau des stocks s'établissait à $\approx 2,37$ GWh en 2021 alors qu'il s'établissait en 2019 à $\approx 2,65$ GWh (soit 10,6 % supérieur). Cette tendance basse s'est prolongée et même dégradée à la fin de l'année. Ainsi, pendant la semaine 50 (du 13 au 19 décembre), le niveau des stocks s'établissait à 2,01 GWh en 2021 alors qu'il s'établissait à 2,66 GWh en 2019 (soit 32 % supérieur).

Bien que les incertitudes aient été généralisées en Europe, le prix français a réagi plus fortement que ses voisins européens, du fait des indisponibilités affectant le parc nucléaire.

Les annonces sur la disponibilité du parc nucléaire exercent une influence majeure sur le prix de gros français, et 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 enjeux majeurs pour la surveillance des marchés de gros par les services de la CRE.

L'anticipation d'une forte tension pour l'hiver 2021-2022 s'est manifestée par des prix extrêmes sur les produits à terme base mais également et dans une plus forte mesure sur les produits pointe.

Graphique 49 : Ecart de prix entre les produits à terme pointe et base français (financier en haut et physique en bas)



Alors que l'écart de prix entre les prix pointe et base des produits à terme pour livraison en 2022 était relativement constant depuis début 2021, il a significativement augmenté à partir de fin septembre, notamment pour le 1^{er} trimestre 2022. L'écart atteint un pic le 5 octobre (ainsi que le 7 octobre, à 122,5 €/MWh, pour les produits physiques) et s'est maintenu à un niveau haut tout le mois d'octobre. A partir de mi-novembre, cet écart s'est davantage creusé et franchit un nouveau palier à 158,5 €/MWh le 26 novembre 2021 sur le marché de gré à gré. Enfin, du 16 décembre au 23 décembre l'écart s'envole, atteignant 506,9 €/MWh le 22 décembre pour le prix Heren, avant de redescendre aux niveaux de novembre en fin d'année.

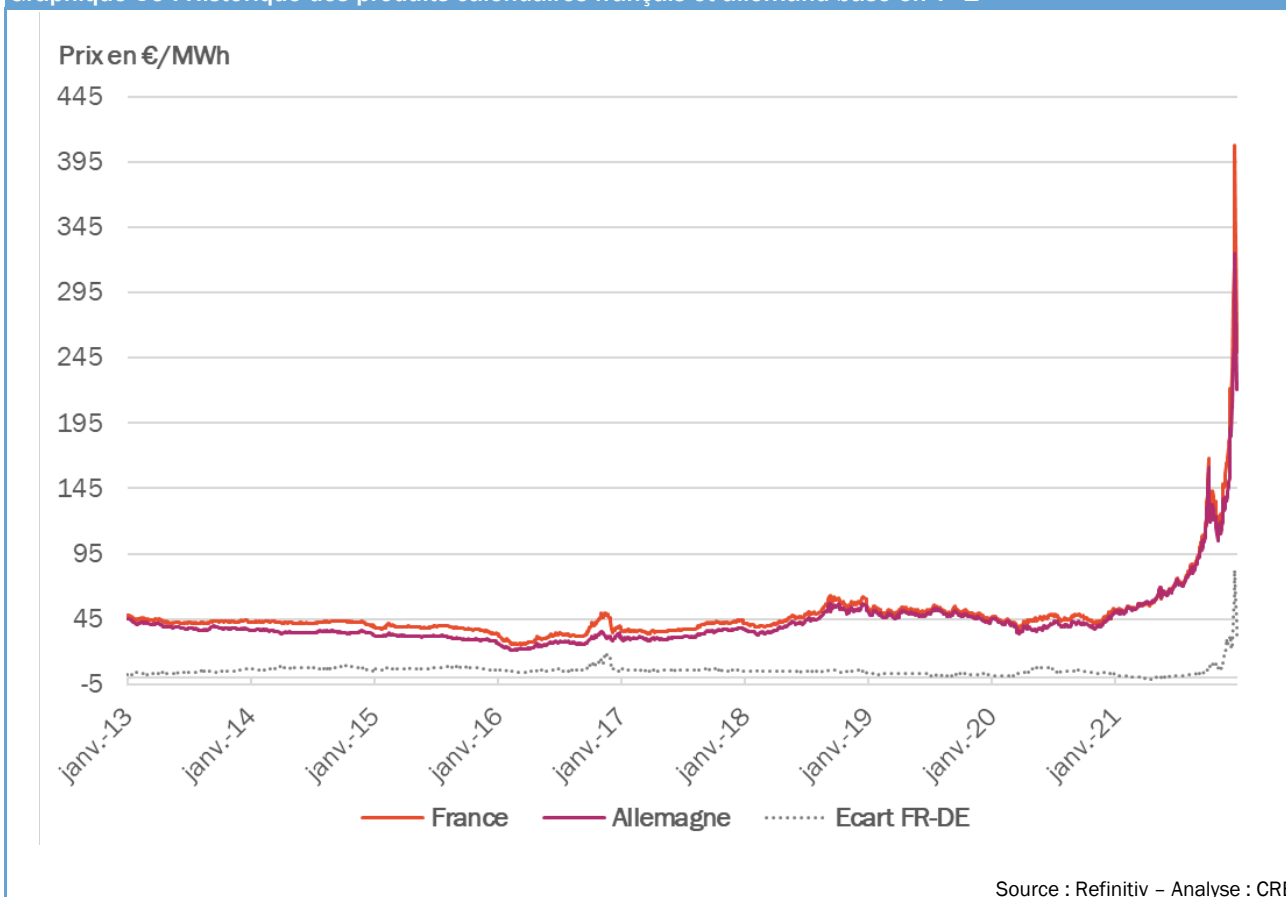
plus élevés en janvier et février 2022, avec cependant une prévisibilité beaucoup plus faible, notamment en ce qui concerne les aléas sur les maintenances du parc nucléaire, conséquents des reports de maintenance dû à la crise sanitaire de 2020. En définitif, l'analyse de RTE demeure globalement conforme à son analyse de mars 2021, avec une tendance à l'accentuation du niveau de risque, notamment due à des arrêts en cours sur quatre réacteurs nucléaires et qui sont identifiés comme susceptibles d'être prolongés par EDF.

Cette observation suggère que les acteurs anticipaient dès le mois d'octobre une forte tension pendant l'hiver 2021-2022, voire des problèmes de sécurité d'approvisionnement. Ces craintes ont bien entendu été exacerbées après les annonces d'EDF le 15 décembre 2021.

Le marché pourrait ainsi avoir anticipé des prix extrêmement élevés sur certaines heures, supérieurs au coût marginal de la dernière unité appelée (fixation du prix par les effacements explicites ou l'élasticité de la demande, voire atteinte du plafond à 3 000 €/MWh sur l'enchère journalière).

La même tendance s'observe sur les produits financiers que les produits physiques même si des différentiels de prix peuvent s'observer, témoignant d'une grande volatilité. On ne constate cependant pas d'écart significativement positif entre les prix des produits physiques et des produits financiers, comme cela avait notamment pu être constaté pour le produit T4 2020⁷³, mais plutôt une variabilité importante de cet écart.

Graphique 50 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1



Afin de mettre en perspective la nature exceptionnelle de la crise de l'année 2021, un historique des prix des produits calendaires français et allemand base en maturité Y+1 depuis le 1^{er} janvier 2013 est présenté sur le Graphique 50. Le prix moyen de l'électricité sur la période 2013-2020 est d'environ 42,5 €/MWh (94,7 €/MWh en 2021) avec un maximum sur la période de 62,6 €/MWh atteint en 2018 (407,5 €/MWh en 2021, soit 6,5 fois plus haut) et un minimum de 25,5 €/MWh atteint en 2016 (50,1 €/MWh en 2021). 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 observés en 2021 sont exceptionnels par rapport aux variations historiques connues depuis le début de l'ouverture des marchés de l'électricité en Europe. En effet, le prix moyen français en 2021 a dépassé le double du prix moyen historique (2012-2020) et a même dépassé de 1,5 fois le précédent record historique de 2018. De plus, les niveaux atteints en fin d'année 2021 dépassent largement (6,5 fois plus haut) le précédent record historique de 2018.

Modélisation des prix à terme de l'électricité à partir des prix des combustibles, des quotas de CO₂ et de la disponibilité prévisionnelle du parc de production nucléaire français.

L'année 2021 a été marquée par une hausse des prix de l'électricité sans précédent dont l'origine est étroitement liée d'une part à la hausse du prix du gaz et, dans une moindre mesure, à celle du charbon et des quotas de CO₂, d'autre part à la baisse de la disponibilité prévisionnelle du parc de production nucléaire français, décisive pour la

⁷³ Voir le rapport de surveillance de l'année 2020 : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2020>

sécurité d'approvisionnement, en particulier pendant l'hiver. En première approximation, cette relation peut être évaluée empiriquement avec un modèle de régression linéaire simple sur une longue période, afin de vérifier la stabilité de la relation entre les prix à terme de l'électricité et les variables explicatives précédemment définies, notamment pendant la période exceptionnelle de 2021.

Les paramètres choisis du modèle sont les suivants :

Variables expliquées :

- Prix de l'électricité (indices des transactions de gré à gré publiés par ICIS Heren) des différents produits trimestriels successifs « chaînés » les uns après les autres (chaînage des T1, chaînage des T2, etc.).
- Prix français et allemands ; produits de base et de pointe.

Variables explicatives :

- Prix du CO₂ décembre+1 (source Refinitiv).
- Prix du charbon Y+1 (source Refinitiv).
- Disponibilité moyenne prévisionnelle du parc nucléaire français sur les différents produits trimestriels chaînés (source publications sur la plateforme de RTE). Cette variable explicative doit être considérée avec précaution. En effet, dans la réalité l'évolution de la disponibilité du nucléaire a des effets non linéaires sur le prix. De plus, un arrêt publié sur une période peut avoir dans certains cas des impacts sur des produits de la période suivante, dans la mesure où les acteurs de marché peuvent craindre ou anticiper de manière probabiliste d'éventuelles prolongations d'arrêts.
- Prix du gaz sur les différents produits trimestriels chaînés (source ICIS Heren).

Période d'entraînement du modèle :

- Du 1^{er} janvier 2015 au 12 avril 2021.
- En retirant les périodes exceptionnelles (hausse des prix de 2021 et pic de prix du 12/09/2016 au 12/12/2016). La période d'octobre-novembre 2016 a été marquée par des prix à terme en hausse en Europe et plus particulièrement en France. En effet, comme cela avait été présenté dans le rapport de surveillance 2016-2017, des annonces concernant la disponibilité des moyens de production nucléaire français ont été faites en septembre (problèmes de fissures de cuves) mettant sous tension l'équilibre offre-demande notamment pour le 1^{er} trimestre 2017. La période a été marquée par une exceptionnelle incertitude sur la disponibilité du parc nucléaire et une forte volatilité des prix.

Résultats :

Les résultats montrent que les variables choisies expliquent bien le niveau des prix de l'électricité en France. En effet, les coefficients⁷⁴ R² sont élevés (supérieurs à 0,95) et les variables explicatives choisies sont très significatives⁷⁵. Le modèle fonctionne mieux encore en ce qui concerne les prix à terme allemands.

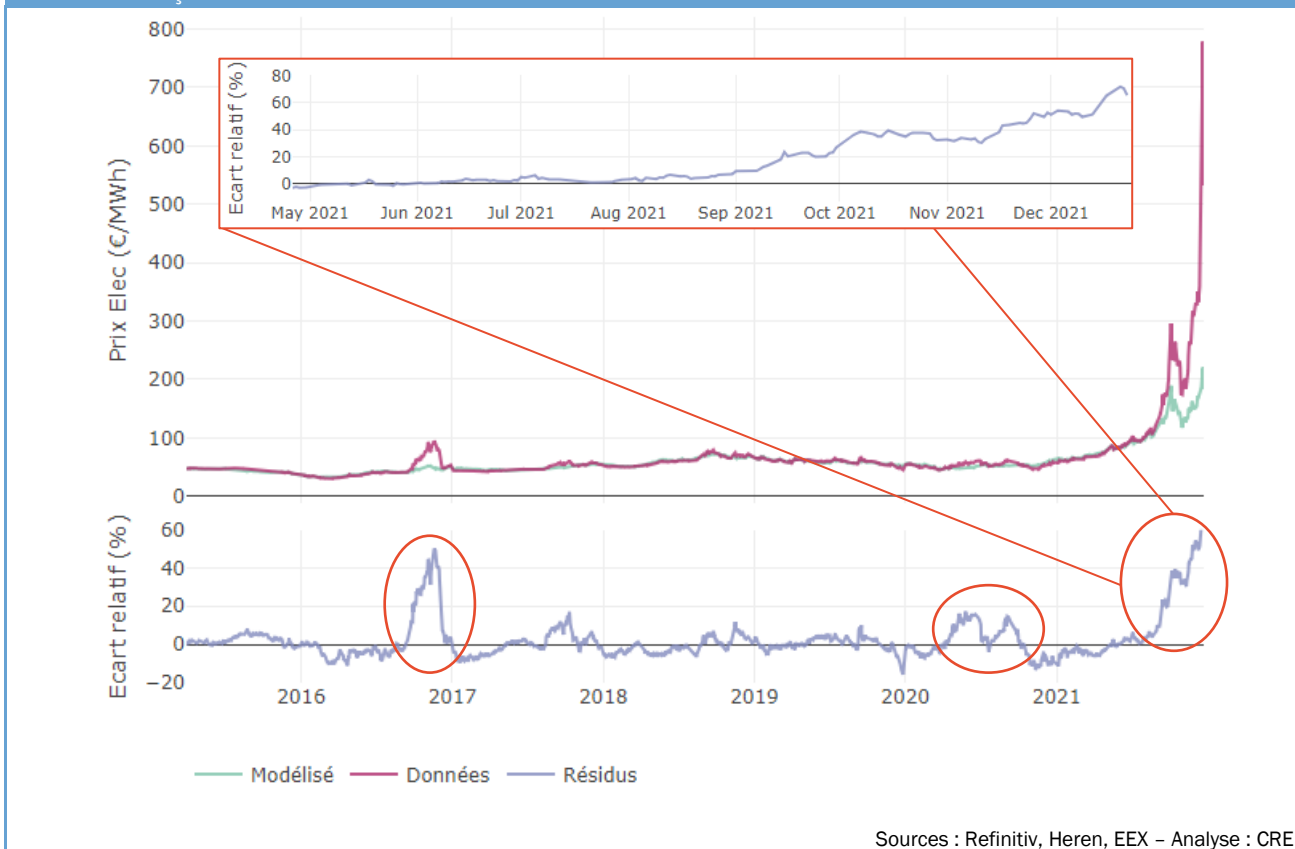
Cependant, trois périodes peuvent être mises en évidence où les erreurs du modèle sont importantes, signifiant que les prix s'écartent de la relation historique avec les fondamentaux, notamment sur les produits chaînés du 1^{er} trimestre :

- le pic de prix d'octobre-novembre 2016,
- la crise sanitaire de 2020 (de mars à fin 2020),
- et la période récente à partir du 05 octobre 2021.

La Graphique 51 ci-après présente les valeurs prédites et les erreurs du modèle sur l'ensemble de la période, y compris les périodes exceptionnelles, bien que le modèle ait été calibré uniquement sur la période excluant les périodes exceptionnelles.

⁷⁴ Le coefficient de détermination représente la proportion de la variabilité des prix de l'électricité expliquée par le modèle ; une valeur de 1 signifie que 100% de la variance de la variable expliquée est expliquée par le modèle.

⁷⁵ Pour un prédicteur donné, le nombre d'étoile (ou statistique t) évalue s'il existe ou non une association significative entre le prédicteur et la variable de résultat, c'est-à-dire si le coefficient bêta du prédicteur est significativement différent de zéro. Ainsi, si le prédicteur a *** (valeur maximale), cela signifie qu'il est très significatif dans le modèle.

Graphique 51 : Résultats de la modélisation comparés aux données brutes pour le produit chaîné du 1^{er} trimestre Français

L'erreur de prédiction sur les périodes exceptionnelles est plus élevée, d'une part car le modèle n'a pas été calibré sur ces périodes du fait des choix de méthode présentés plus haut, d'une part, et car ces périodes représentent toutes un contexte particulier qui modifie la relation « normale » entre les prix de l'électricité et les fondamentaux, d'autre part. Cependant, il peut être constaté que sur la période du 12 avril 2021 jusqu'à fin août 2021, le modèle fonctionne bien, malgré l'évolution très importante du niveau absolu des prix, ce qui indique que les prix de l'électricité restent alors cohérents par rapport aux fondamentaux, selon la relation historique moyenne qui les lie (cette période n'était pas incluse dans la période de calibration du modèle).

En revanche, l'erreur de prédiction observée dès début septembre est d'une plus grande amplitude. Le marché semble donc suivre, dès fin septembre 2021 et jusqu'à la fin d'année 2021, une situation tout à fait inhabituelle pour le produit du 1^{er} trimestre 2022 par rapport à la relation historique avec les prix des matières premières et la disponibilité nucléaire prévisionnelle. Cela reflète également les limites d'une modélisation linéaire entre les prix de l'électricité et les variables explicatives dans les situations de très forte tension : dans ces périodes de craintes sur la sécurité d'approvisionnement, le marché peut anticiper des heures de prix extrêmement élevés, voire de défaillance, qui augmente les prix moyens anticipés bien au-delà de la relation linéaire historique moyenne avec les fondamentaux.

La même analyse, menée sur les prix allemands, montre également une erreur de modélisation élevée sur le T1 2022.

3. VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES DE GROS

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

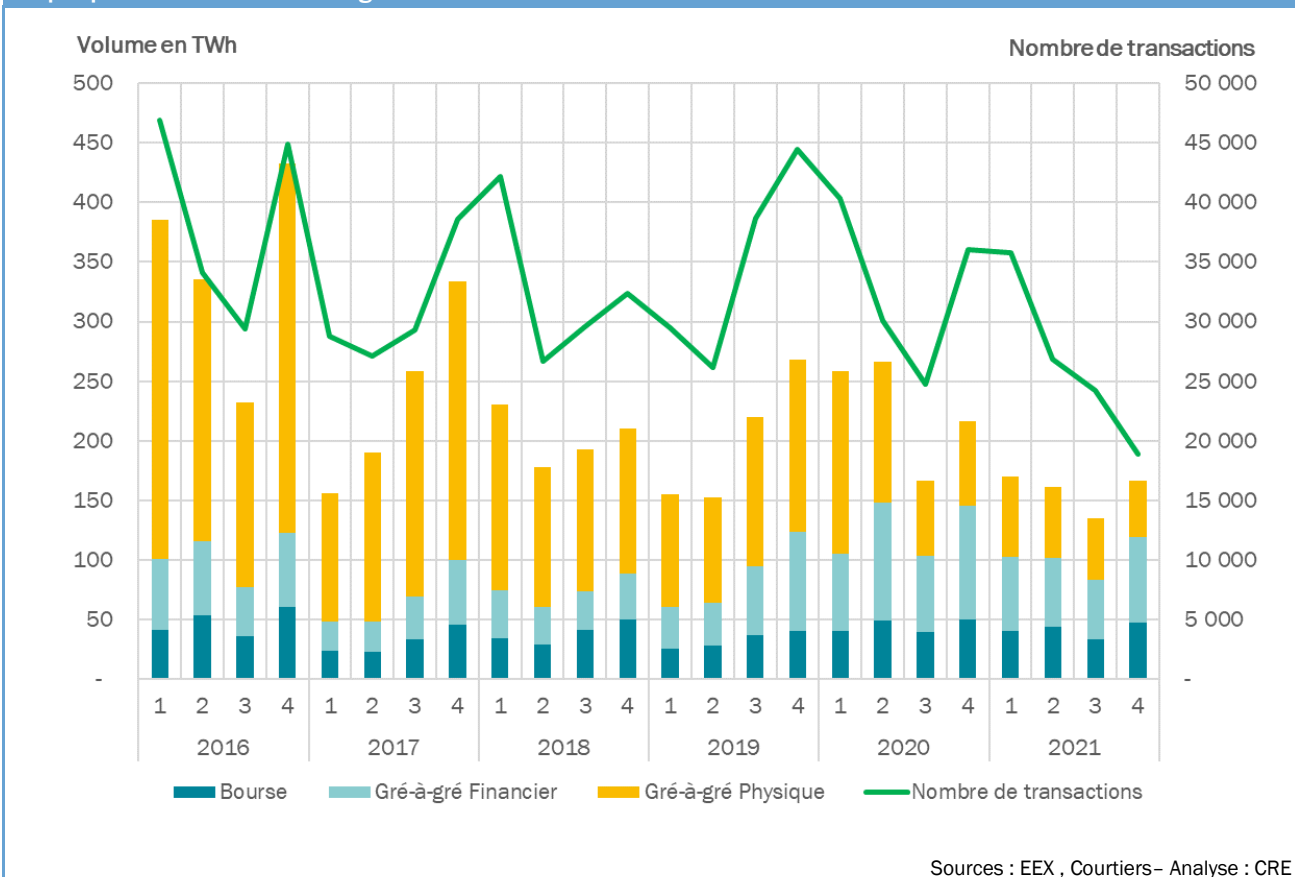
Sur les marchés à terme (gré à gré, bourse EEX), les produits échangés en France vont d'un horizon 3 ans (produit *calendar Y+3*) à une journée précédant la livraison (produit *day-ahead*). L'essentiel des échanges au pas journalier (*day-ahead*) et intrajournalier (*intraday*) est effectué sur les bourses EPEX Spot et Nordpool, opérateurs désignés

en France du couplage européen des marchés journalier et intrajournalier. Les échanges sur les produits *day-ahead* sont réalisés via des enchères journalières (couplage journalier ou *single day-ahead coupling* – SDAC) ; les échanges sur les produits intrajournaliers sont effectués sur un marché continu (couplage intrajournalier ou *Single Intraday Coupling* – SIDC – et marché national).

Sur les marchés à terme, les volumes échangés sur le marché français sont en baisse de 30% en 2021 (632 TWh) par rapport à l'année 2020 (907 TWh). Cette tendance est constatée pour toutes les formes d'échanges, avec une baisse de 8% des volumes échangés sur la bourse (164 TWh en 2021 contre 178 TWh en 2020), une baisse de 25% en gré à gré pour les produits financiers (243 TWh en 2021 contre 324 TWh en 2020) et une baisse de 44% en gré à gré pour les produits physiques (226 TWh en 2021 contre 405 TWh en 2020). Le nombre de transactions est également en baisse de 20% entre 2020 et 2021, tout comme le volume moyen des transactions.

Le marché à terme tend à se financiariser sur la période observée. Cette croissance des produits à règlement financier peut refléter une préférence pour la réduction du risque de contrepartie dans les échanges sur les marchés à terme. En effet, alors que les modalités de garanties et d'appels de marges sont variables sur les produits à règlement physique, les produits à règlement financier éliminent systématiquement le risque de contrepartie au travers de la chambre de compensation. La baisse importante des volumes échangés sur les produits à livraison physique n'a cependant pas été compensée par une hausse des échanges sur les produits à livraison financière, conduisant à une baisse globale des volumes échangés par rapport à 2019 et 2020.

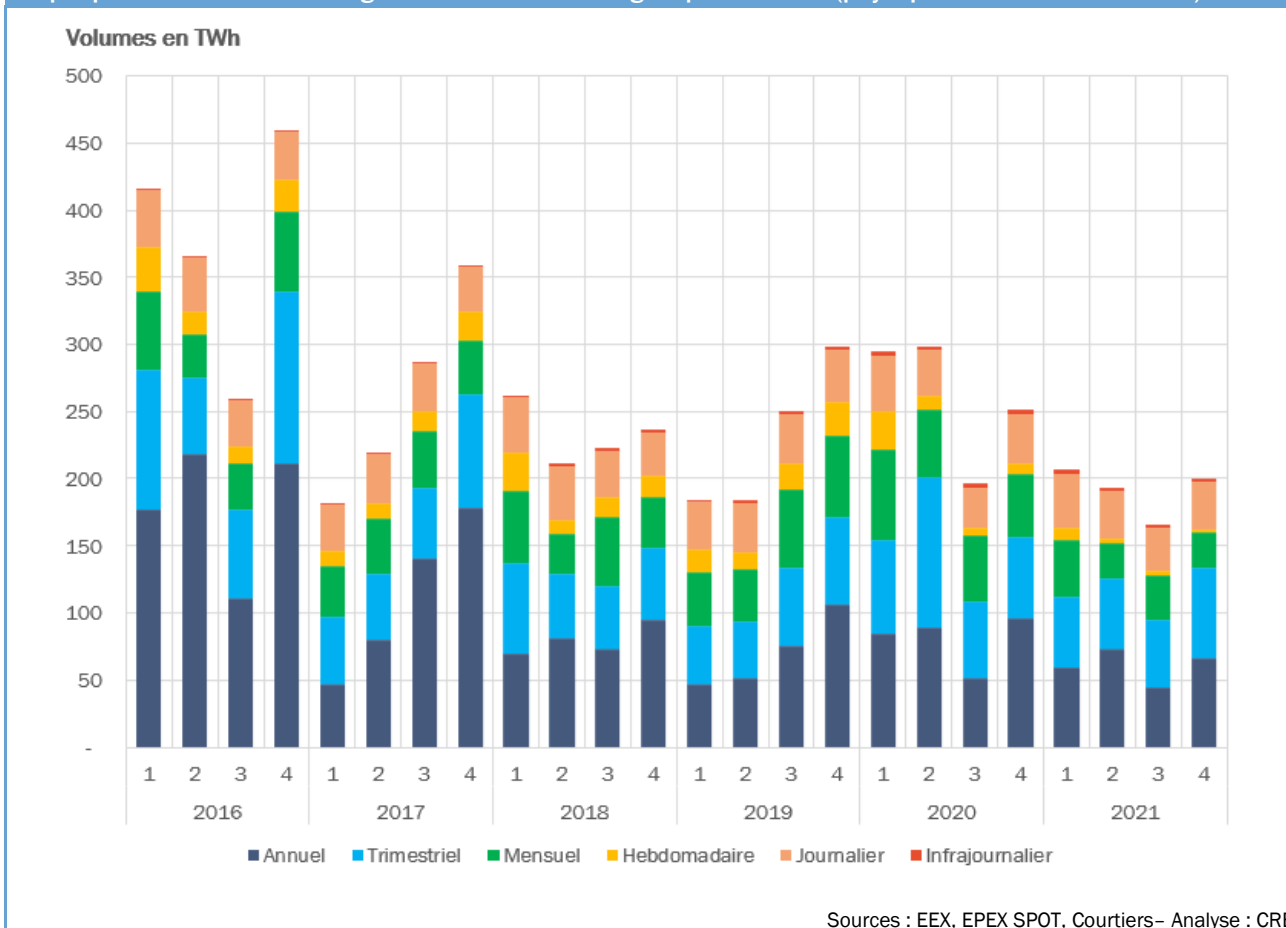
Graphique 52 : Volumes échangés sur la bourse ou via des courtiers sur les marchés à terme



Le Graphique 53 présente l'ensemble des volumes échangés sur les marchés de gros par maturité, sur les marchés à terme mais aussi les marchés journalier et intrajournalier. Entre 2020 et 2021, la plupart des volumes échangés pour chaque typologie de produit est en baisse : les volumes échangés pour les produits annuels diminuent de 24%, passant de 320 TWh échangés en 2020 à 244 TWh échangés en 2021, les volumes échangés pour les produits trimestriels diminuent de 26%, passant de 299 TWh échangés en 2020 à 222 TWh échangés en 2021, les volumes échangés pour les produits mensuels diminuent de 40%, passant de 215 TWh en 2020 à 128 TWh en 2021, et les volumes échangés pour les produits hebdomadaires diminuent de 65%, passant de 51 TWh en 2020 à 18 TWh en 2021. Les volumes échangés pour les produits journaliers et intrajournaliers sont en revanche stables, avec des volumes échangés à hauteur de 144 TWh pour les produits journaliers et de 11 TWh pour les produits intrajournaliers. L'année 2021 a vu donc une baisse généralisée des produits de long terme par rapport à 2020, notamment pour les produits de plus courtes maturités (mensuels et hebdomadaires). Cela pourrait être relié à la hausse des prix et de la volatilité et est particulièrement marqué pour les produits à livraison physique.

Les produits à terme représentent la part la plus importante des produits échangés sur les marchés de gros car les acteurs du marché couvrent majoritairement leur exposition à moyen ou long terme et sont amenés à ajuster cette couverture au cours du temps. Les marchés de plus court terme, journalier et intrajournalier, sont indispensables notamment à l'optimisation du parc de production et de l'utilisation des interconnexions, même s'ils représentent des volumes échangés moindres. Le marché journalier présente tout de même des volumes très significatifs, notamment car il peut être utilisé pour acheter ou vendre de l'électricité dont le prix est déjà couvert par un achat ou une vente de contrat à terme à livraison financière. Les produits intrajournaliers, eux, ne représentent qu'une part de l'ordre de 1% des échanges. Depuis 2018, la bourse Nord Pool permet des échanges sur le marché intrajournalier français, comme la bourse EPEX Spot.

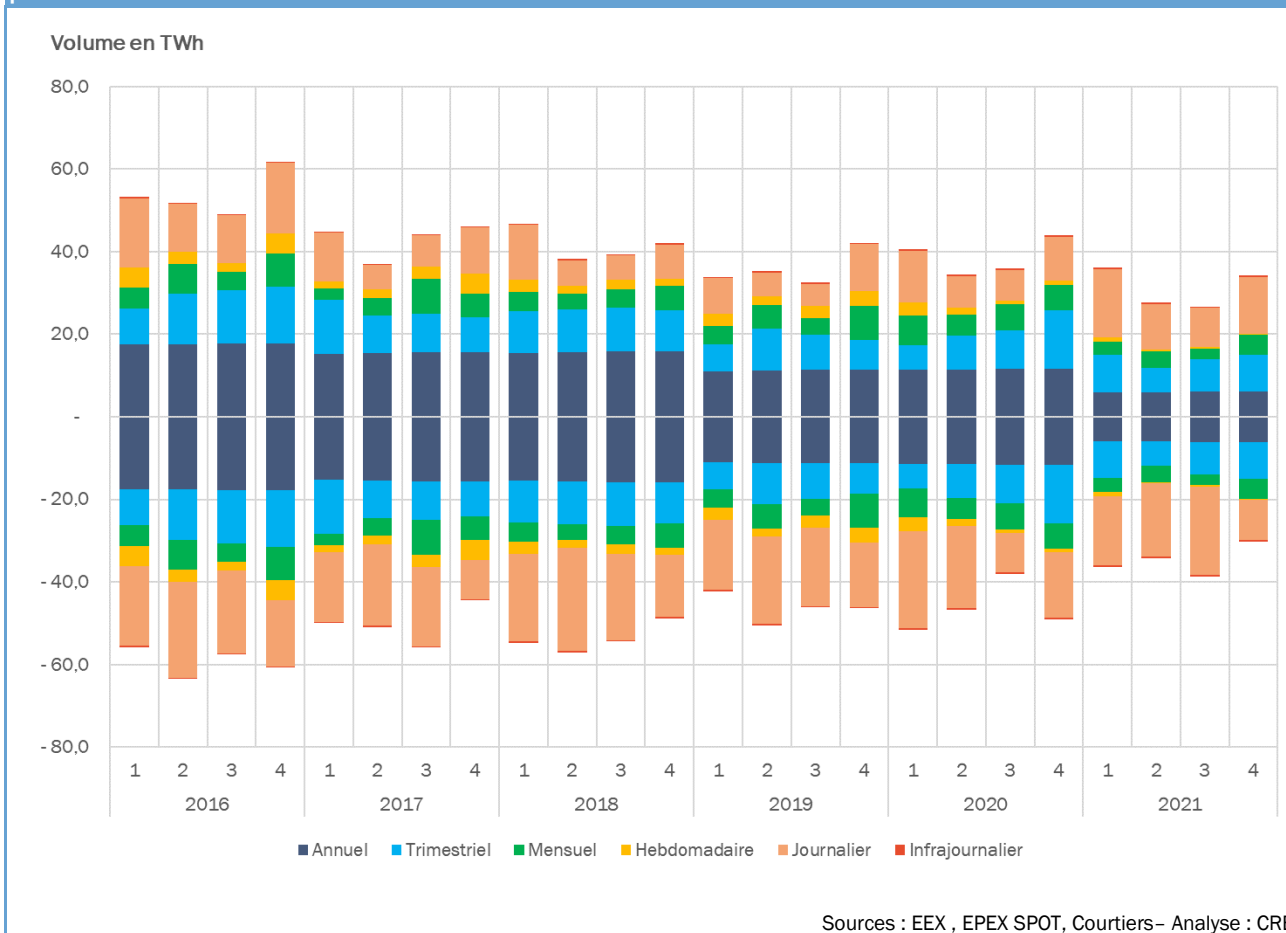
Graphique 53 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu)



Le Graphique 54 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. A la différence des précédents graphiques, les dates correspondent aux périodes de livraison et non pas aux périodes de transaction. La somme des positions nettes par acteur est inférieure aux volumes échangés (Graphique 53) du fait qu'un acteur peut acheter et vendre un produit pour atteindre une position nette correspondant à la somme de ces volumes. Ce phénomène est particulièrement important pour les produits dont la période de cotation est longue (produits à terme, notamment annuel et trimestriel), et peut refléter le niveau de liquidité des marchés. Aux échéances journalières et intrajournalières, 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.

Pour 2021, la somme des positions nettes est en baisse, de façon notable en ce qui concerne les produits annuels. Cela peut s'expliquer notamment par la baisse de la production nucléaire anticipée pour 2021, pouvant conduire à limiter l'excédent de production nucléaire vendu sur les marchés à terme par EDF.

Graphique 54 : Somme des positions nettes physiques par acteur, par période de livraison et par maturité de produit

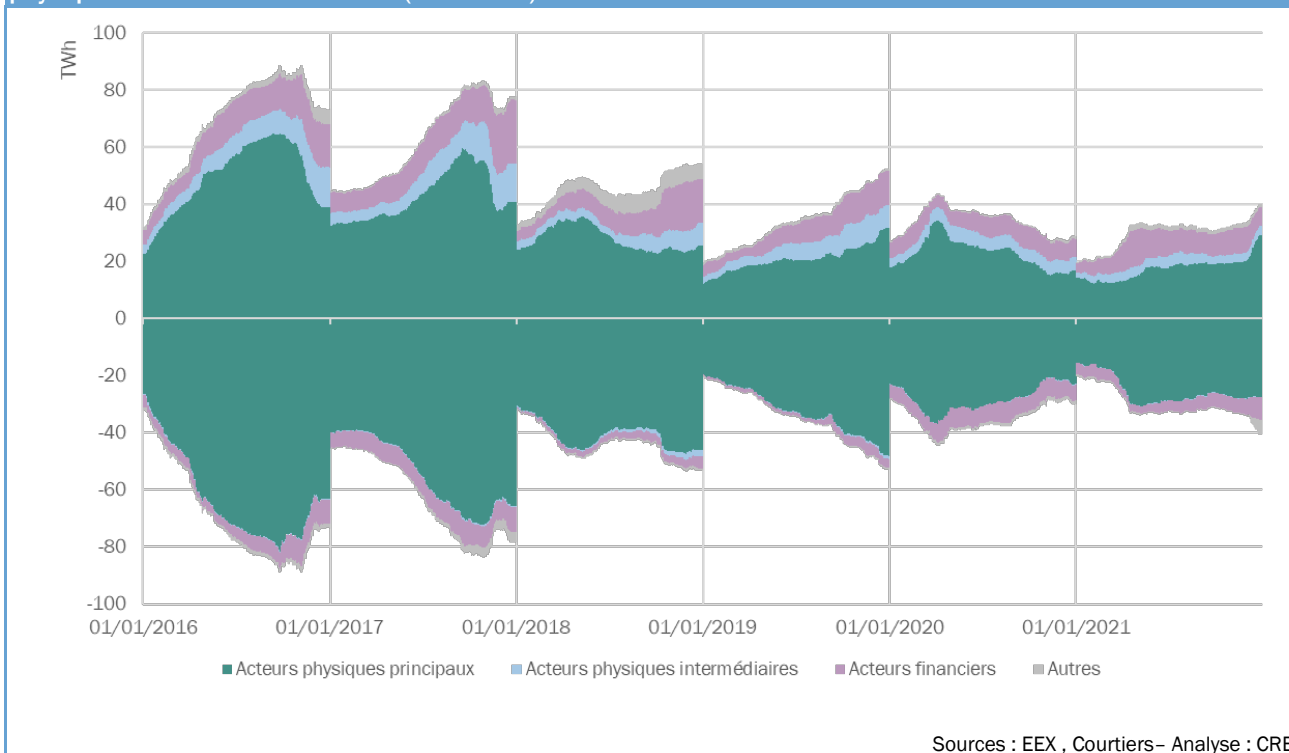


La position des acteurs sur le produit annuel est en contraction depuis 2016. Le Graphique 55 illustre l'évolution des positions ouvertes des acteurs par catégorie, pour les produits annuels base, physiques et financiers confor- dus. À noter qu'il s'agit de l'évolution des positions ouvertes sur l'année précédant la livraison : un décalage d'un an est à considérer avec le Graphique 54.

Les catégories d'acteur ont été construites de façon suivante :

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

Sur toute la période, les acteurs physiques représentent une large majorité des positions ouvertes pour le produit annuel base. En début de période, l'évolution des positions pour les acteurs physiques semble corrélée avec l'évo- lution des prix par rapport aux prix de l'ARENH et avec la disponibilité des actifs physiques de production d'électricité français. En 2020 on observe une forte baisse des positions ouvertes à partir du début de la crise sanitaire, qui reflète notamment la baisse de la disponibilité nucléaire anticipée pour 2021. Au cours de l'année 2021, il est constaté que les positions ouvertes restent modérées : une plus faible disponibilité des actifs de production a pu réduire l'offre sur le marché. Les acteurs financiers ont une activité qui semble constante, et relativement limitée, sur l'ensemble de la période sur la période : les activités des acteurs financiers sur le marché sont *a priori* peu corrélées au marché physique.

Graphique 55 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit annuel base, produits physiques et financiers confondus (vision Y+1)

4. LES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE 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'équilibrage⁷⁶ et de l'article L. 321 11 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles de fonctionnement de ces marchés.

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

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

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

4.1.1 La réserve primaire

La réserve primaire vise à contenir les écarts de fréquence sur le réseau interconnecté d'Europe continentale, en modulant l'injection ou le soutirage des moyens y participant, en réaction à des écarts de fréquence en temps réel. La réserve primaire est contractualisée par RTE auprès de fournisseurs de services d'équilibrage français et étrangers, au travers de la coopération « FCR » (pour « Frequency Containment Reserve »), que RTE a rejointe début 2017.

⁷⁶ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=FR#:~:text=Il%20%20%C3%A9nonce%20des%20r%C3%A8gles%20pour,aux%20fins%20de%20l'%C3%A9quilibrage.>

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)⁷⁷.

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.

L'activation en énergie des capacités de réserve secondaire va évoluer pour faire l'objet d'un mécanisme de marché selon un ordre de préséance économique. Cette évolution est prévue en décembre 2022. 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.

4.1.3 La réserve tertiaire

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

La plateforme TERRE est issue d'une coopération lancée en 2014 par les GRT européens qui utilisent des produits de réserve complémentaire pour équilibrer leur zone, dont RTE. Tous les GRT utilisant des produits de réserve complémentaire doivent y participer, conformément à l'article 19 du règlement (UE) 2017/2195, dits règlement « équilibrage ».

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

La plateforme a été officiellement lancée le 15 janvier 2020 et, fin 2021, 6 GRT y étaient connectés. RTE y est connecté depuis le 2 décembre 2020, et a accru sa participation à la plateforme tout au long de l'année 2021. Fin 2021, RTE participait à 21 des 24 guichets horaires. Depuis le 21 mars 2022, RTE participe à la plateforme TERRE en continu.

Sur le mécanisme d'ajustement, 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.

Le 1^{er} juin 2021, RTE a lancé un appel d'offres journalier pour contractualiser un tiers des réserves rapides et complémentaires (ci-après, « RR-RC »). L'appel d'offres annuel, qui permettait précédemment de contractualiser l'intégralité des RR-RC, est maintenu pour contractualiser les deux tiers restants. Les RR-RC permettent à RTE de disposer à tout moment de 1000 MW activables en moins de 13 minutes (réserves rapides) et de 500 MW supplémentaires activables en 30 minutes (réserves complémentaires). 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.

⁷⁷ Les GRT du Danemark et de la Slovaquie ont rejoint la coopération en janvier 2021.

RTE rejoindra dans les prochaines années la plateforme de mFRR (pour « *manual Frequency Restoration Reserve* », correspondant à la réserve rapide) qui sera 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 2021

4.2.1 Vue d'ensemble

Le Tableau 7 ci-après présente le bilan physique et financier des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que des énergies d'équilibrage activées.

Année 2021	Contractualisation			Activations				
	Réserve	Sens	MW (moy)	M€	A la hausse	M€	A la baisse	M€
				GWh		GWh		
Primaire (FCR)	Hausse et baisse	537	77,8	492	166,9	479	-120,0	
Secondaire (aFRR)	Hausse et baisse	681	158,7	1209		1007		
Rapide (mFRR)	Hausse	1505	13,1	2095	727,2	1457	-352,7	
Complémentaire (RR)				1700		2331		
Total		2723	249,6	5496	873,3	5274	-602	

La réserve secondaire a été contractualisée la majorité de l'année sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé et constitue la contractualisation de réserves la plus coûteuse (159 M€). La contractualisation par appels d'offres quotidiens, démarrée en novembre 2021, a dû être arrêtée en urgence par la CRE.

Le prix de la réserve primaire a fortement augmenté en fin d'année 2021. La contractualisation de la réserve primaire pour le mois d'octobre 2021 a coûté 18,4 M€, soit plus que pour l'ensemble des coûts de contractualisation de l'année 2020, qui était particulièrement peu chers. Le coût en 2021 reste cependant inférieur au coût de contractualisation avant la mise en œuvre de la coopération FCR (par exemple, 92 M€ en 2015).

Le coût de contractualisation des réserves rapides et complémentaires augmente par rapport à l'année 2020, mais reste faible par rapport aux coûts de contractualisation des années précédentes (23,6 M€/an en moyenne entre 2016 et 2020). 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 sur le mécanisme d'ajustement ont représenté en 2021 un coût net de 374 M€, en forte augmentation par rapport à 2020 (221 M€). Près de la moitié du coût net (185 M€) provient du dernier trimestre de l'année 2021. La hausse importante du coût net s'explique principalement par l'augmentation de l'écart de prix entre les offres à la baisse et les offres à la hausse sur le mécanisme d'ajustement. En effet, dans le cas des activations à la baisse, l'acteur d'ajustement achète à RTE de l'énergie au lieu de la produire, contribuant ainsi à réduire un excédent d'énergie sur le système. L'augmentation de l'écart de prix entre les offres à la baisse

et les offres à la hausse réduit donc les revenus des activations à la baisse et augmente le coût des activations à la hausse, et conduit donc à une augmentation du coût net.

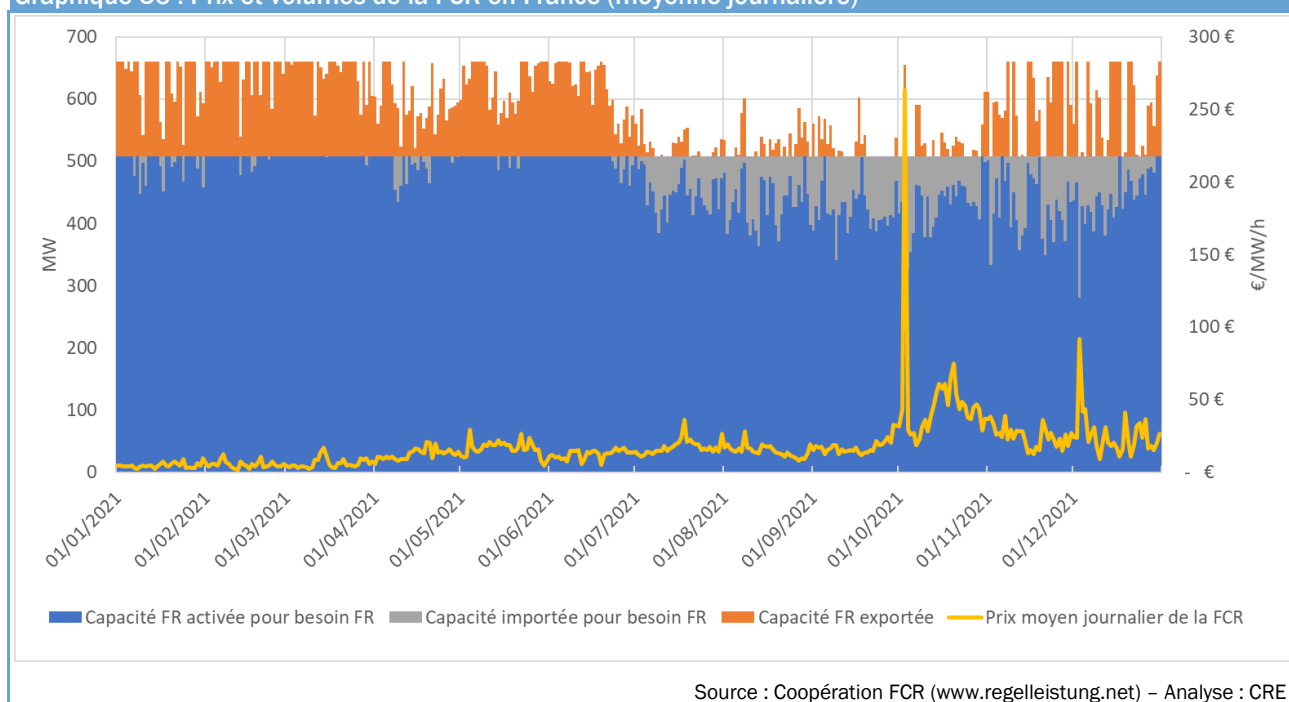
La valorisation nette des énergies activées de réserve primaire et secondaire est par ailleurs faible, car les activations sont en moyenne centrées sur zéro. Les coûts d'activation sont à la charge des responsables d'équilibre et sont payés au travers du règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant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

4.2.2 La coopération « FCR » pour la réserve primaire

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

Le Graphique 56 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 56 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne journalière)



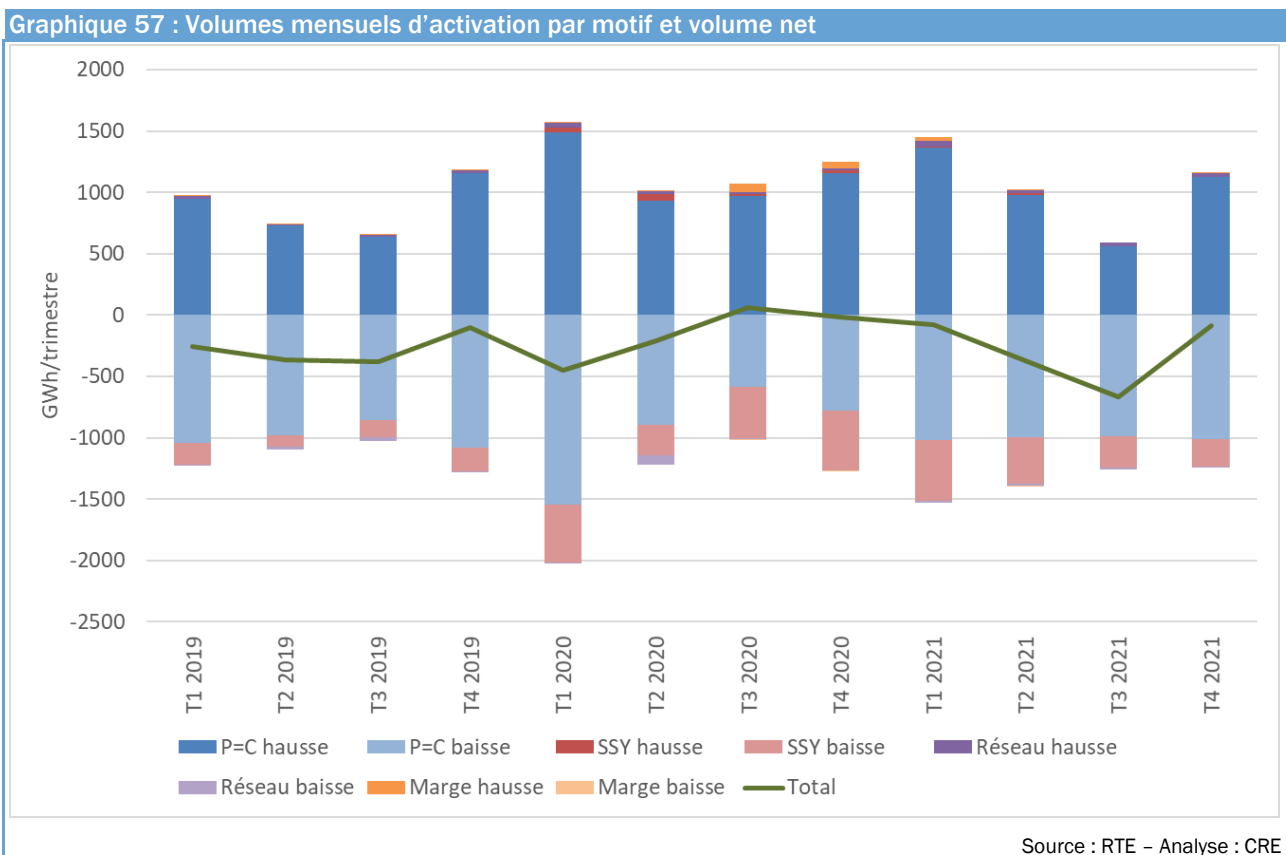
On constate en 2021 une forte variabilité du coût de contractualisation de la réserve primaire. L'année 2021 peut être décomposée en deux parties, avec un premier semestre où la France est très nettement exportatrice, et un deuxième semestre où la France est globalement importatrice. Le coût de contractualisation de la réserve primaire est resté contenu lors le premier trimestre 2021 à des prix similaires au début de l'année 2020, Il s'est stabilisé aux deuxième et troisième trimestres 2021 à un prix près de 4 fois supérieur au coût de contractualisation moyen de l'année 2020 avant d'augmenter de nouveau lors du 4^{ème} trimestre 2021. Le coût de contractualisation est redescendu début 2022 mais reste plus élevé qu'en 2020.

4.2.3 La réserve secondaire

Une évolution prévue de longue date du mode de contractualisation des capacités de réserve secondaire, permettant à RTE de contractualiser ces capacités auprès des acteurs par le biais d'un appel d'offres quotidien, a été mise en œuvre le 3 novembre 2021. Interpellée par des prix de contractualisation journaliers particulièrement élevés, de l'ordre de 3 M€ par jour, et constatant un mauvais fonctionnement apparent de ce marché, la CRE a demandé à RTE par courrier en date du 23 novembre 2021 d'activer sans délai la procédure dite de « *fall back* », afin de reprendre temporairement la méthode de contractualisation par prescription précédemment en vigueur. Cela a été fait le 24 novembre 2021. Ainsi, depuis le 24 novembre, la réserve secondaire est à nouveau contractualisée via une prescription pour les acteurs obligés. La capacité de réserve secondaire totale est répartie par RTE entre les producteurs au prorata des capacités constructives règlementaires de leurs centrales, et rémunérée à un prix administré d'environ 20 €/MWh. La répartition de cette prescription est libre, au sein du portefeuille d'un acteur, ou entre acteurs différents, au travers d'échanges de réserves de gré à gré notifiés à RTE.

4.2.4 Le mécanisme d'ajustement

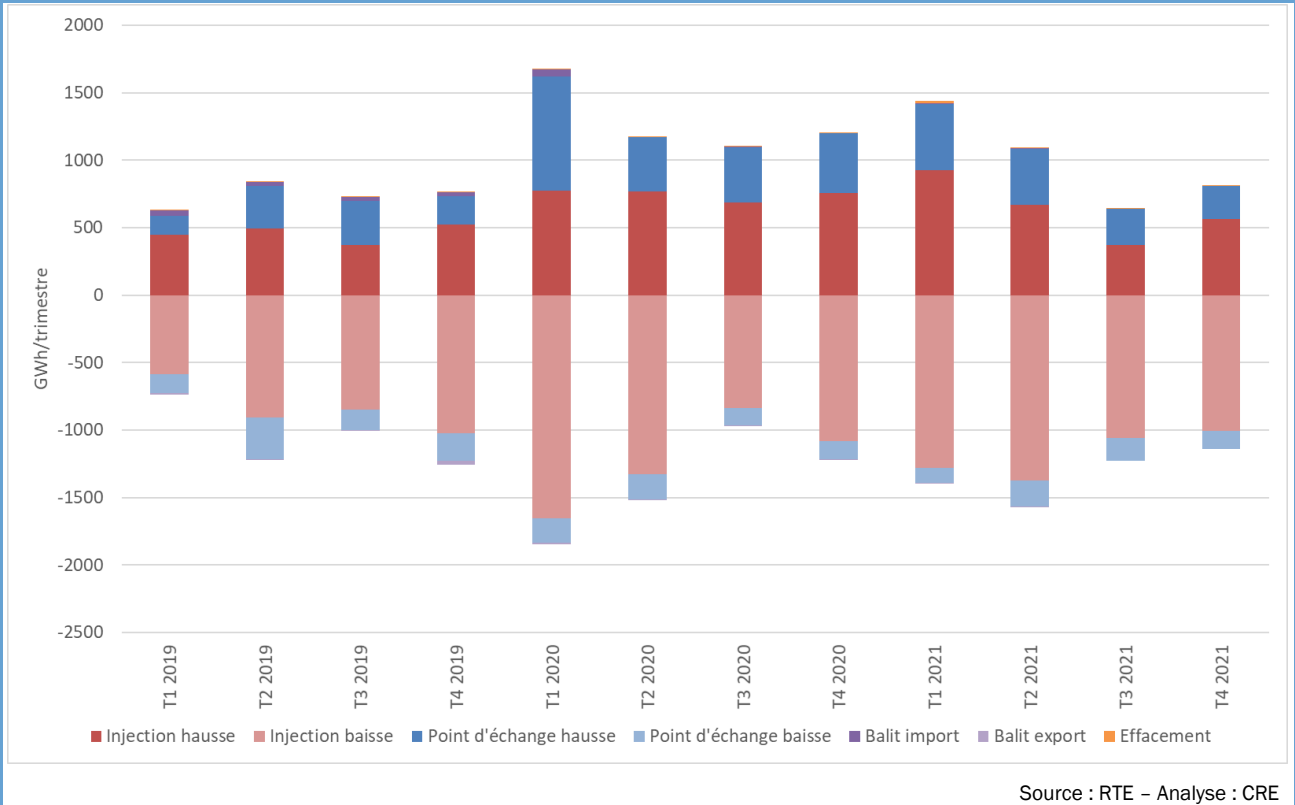
Le Graphique 57 présente les volumes d'énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE depuis 2019 pour les différents motifs.



Les activations pour gérer l'équilibre du système (motif « P=C ») représentent la majorité des activations, mais la reconstitution des services système (« SSY ») constitue une cause d'activation à la baisse non négligeable (25% des volumes activés à la baisse en 2021), en forte hausse par rapport à 2019. Les activations pour causes congestions (« Réseau ») et marges (« Marge ») 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 58 présente les volumes moyens des ajustements par type d'entité et par sens d'activation.

Graphique 58 : Volumes d'ajustements par type d'entité

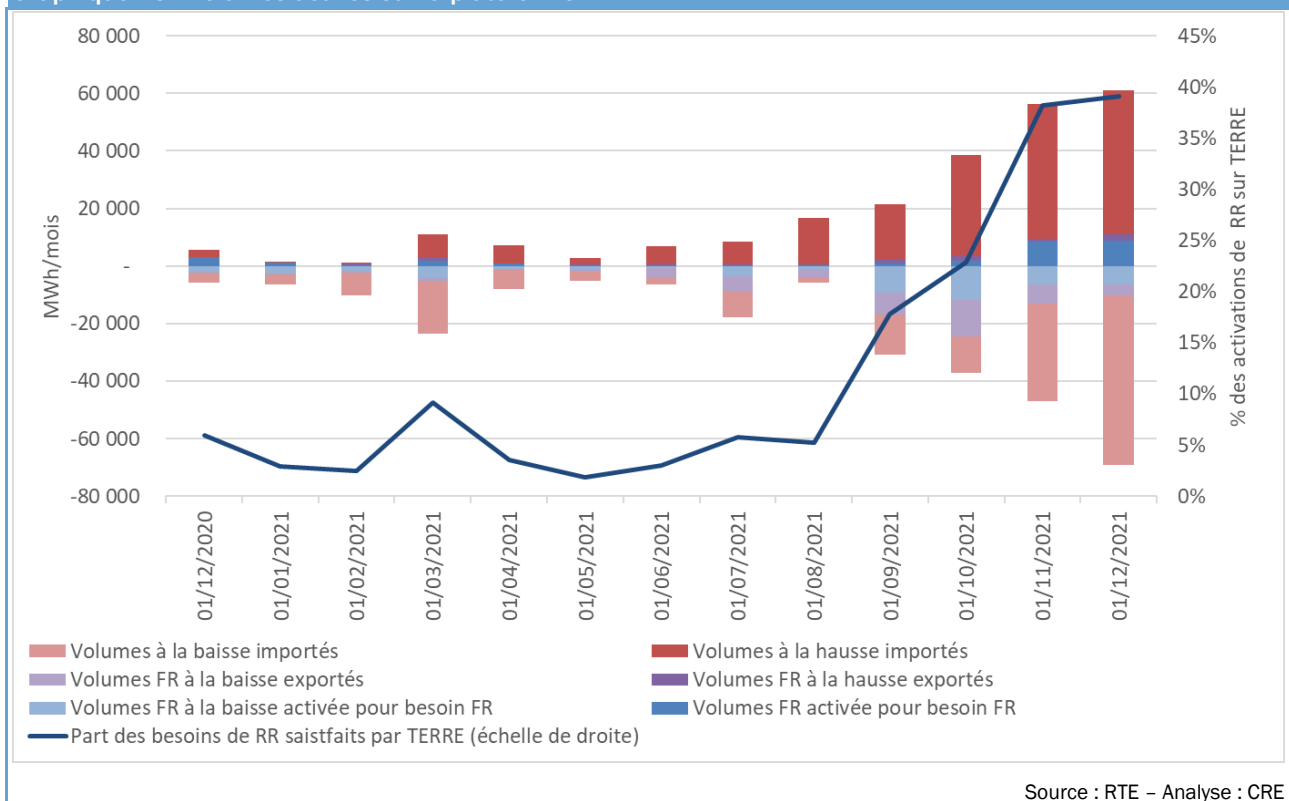


On constate une large prépondérance des entités d'ajustement de type injection (groupes de production), mais aussi un rôle important des entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange »), en particulier pour les ajustements à la hausse. Les effacements représentent environ 0,5% des volumes activés à la hausse par RTE en 2021, mais constituent une part beaucoup plus importante des appels pour marges de RTE.

4.2.5 La plateforme TERRE

Au début de l'année 2021, RTE ne se connectait que 4h par jour à la plateforme TERRE. La participation de RTE à la plateforme TERRE a augmenté tout au long de l'année et, fin 2021, RTE l'utilisait 21h par jour. Depuis le 21 mars 2022, RTE utilise la plateforme en continu. La plateforme TERRE est la première plateforme européenne d'équilibre mise en service, elle représente donc un enjeu important pour le développement des marchés européens d'équilibrage. Le Graphique 59 présente les volumes mensuels activés par RTE sur la plateforme TERRE.

Graphique 59 : Volumes activés sur la plateforme TERRE



RTE a nettement augmenté sa participation à la plateforme à partir d'août 2021, cette augmentation est particulièrement visible sur les volumes activés pour les besoins de RTE. Sur les deux derniers mois de l'année 2021, RTE a activé en moyenne 39% de ses besoins de réserves complémentaires sur la plateforme TERRE. Malgré l'augmentation de la participation de RTE, la liquidité des offres françaises sur la plateforme reste faible et la majorité de la demande française est satisfaite par des offres étrangères. En mars 2022, seuls 3 acteurs d'ajustement français participaient activement à la plateforme TERRE et n'y offraient qu'une partie de leurs entités d'ajustement. Une plus grande participation des acteurs d'ajustement français est nécessaire pour poursuivre l'augmentation de l'utilisation de la plateforme par RTE.

4.3 La surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE

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

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

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

Enfin, la CRE rappelle aux acteurs du marché que les marchés d'équilibrage sont considérés comme des marchés d'échange de produits énergétiques de gros. Les actions des acteurs sur ces marchés sont donc soumises à des obligations et interdictions définies dans le règlement REMIT. Notamment, l'ACER a communiqué⁷⁸ sur les exemples des pratiques qui peuvent, dans certaines circonstances, être considérées comme abusives au sens du REMIT.

⁷⁸ 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 français⁷⁹. La mise en œuvre pratique du mécanisme a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017.

5.1 Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français

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

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

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

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

5.2 Le prix de la capacité pour l'année de livraison 2022 reste élevé en raison de la faible disponibilité du nucléaire

En 2021, les règles du mécanisme de capacité ne permettaient pas aux enchères pour les années de livraison postérieures à 2022 de se dérouler⁸⁰. Cette année est donc essentiellement marquée par les enchères portant sur l'année de livraison 2022.

Tableau 8 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2022

Enchère	23/04/ 2020	25/06/ 2020	15/10/ 2020	10/12/ 2020	11/03/ 2021	22/04/ 2021	24/06/ 2021	23/09/ 2021	28/10/ 2021	09/12/2 021
Prix (€/MW)	16 641,70	38 966,40	18 100,1	18 222	28 300,4	28 152,8	28 816,4	29 899,5	31 500,8	23 899,9
Volume (GW)	5,03	4,33	5,93	4,2	3,1	3,3	3,7	4,2	4,2	11,9

La moyenne du prix de la capacité pour 2022, utilisée comme prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité dans les TRVE, est de 26 249 €/MW, contre 31 242 €/MW pour 2021.

Le prix de la dernière enchère, permettant de fixer le prix de règlement des écarts (PREC) mais aussi le coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché consécutif à l'écèlement de l'ARENH, est de 23 899,9 €/MW (39 095 €/MW en 2021).

⁷⁹ 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).

⁸⁰ En prévision des potentiels changements structurels en lien avec les règles v4 et v5, les autorités ont fait le choix de repousser l'ouverture des AL 2023 et 2024.

L'équilibre du marché de capacité en 2022 demeure tendu depuis juin 2020 qui a vu une forte baisse du niveau de certification du parc nucléaire.

Le confinement de la population française mis en place pour lutter contre l'épidémie de COVID-19 a altéré la dynamique de réalisation des activités de maintenance sur les installations nucléaires pendant les arrêts de tranches. Les retards pris dans la réalisation des travaux ont mené à un allongement de la durée des arrêts.

Le 5 mai 2020, EDF a réévalué à la baisse 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.

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

	Marges potentielles ⁸¹ 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 2022	[2,4 GW ; 1,6 GW]	-3,0 GW	[-1,4 GW ; - 0,6 GW]

Le prix de la capacité pour l'année de livraison 2022 a en conséquence connu une forte hausse sur l'enchère de juin 2020, passant de 16,6 €/kW à 38,9 €/kW.

En septembre 2020, RTE a réévalué l'obligation totale France et estimait que celle-ci, dans un contexte économique difficile, devrait diminuer fortement pour les AL 2020, 2021 et 2022. Cette réévaluation de la demande à la pointe a provoqué une chute des prix de la capacité pour l'AL 2022. Les prix sur les enchères du 15 octobre 2020 et du 10 décembre 2020 ont ainsi retrouvé le niveau initial d'environ 18 000 €/MW.

Le niveau de certification indiqué sur le registre en 2021 a par la suite montré que la disponibilité prévisionnelle des capacités pilotables s'était graduellement dégradée. La certification du nucléaire et du charbon a connu une baisse de près de 1,5 GW entre décembre 2020 et décembre 2021.

S'agissant du charbon, la baisse de disponibilité pour AL 2022 s'explique principalement par l'arrêt de l'unité 5 au charbon de la centrale de Gardanne qui était précédemment certifiée à plus de 500 MW.

S'agissant du nucléaire, de fortes incertitudes sont apparues sur la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire pour 2022. D'une part, EDF a mis en place des réorganisations de planning de maintenance qui ont permis à certaines tranches d'augmenter leur niveau de certification (en étudiant par exemple un recul des arrêts pour maintenance à Flamanville et Gravelines). D'autre part, plusieurs incidents génériques ont été relevés en 2021 (corrosion prématurée des gaines, détection de fissures sur des tuyauteries du système d'injection de sécurité des réacteurs) et ont augmenté le risque de voir certaines tranches également impactées en 2022.

Il convient néanmoins de préciser que les annonces d'EDF de fin d'année 2021, relatives aux arrêts des tranches du palier N4, sont postérieures à la dernière enchère de capacité du 09 décembre 2021 et n'ont donc pas influencé le prix de la capacité pour l'année 2022. Ces indisponibilités pourraient avoir des conséquences sur les prochaines enchères d'équilibrage pour le produit AL 2022.

Tableau 10 : Evolution de la certification sur le registre de capacité pour AL 2022 (GW)

Filière	Décembre 2020	Décembre 2021	Evolution
Nucléaire	46,3	45,4	-0,9 GW
Charbon	2,2	1,6	-0,6 GW
Pétrole/fioul	1,8	1,9	+0,1 GW
Interconnexion	9,2	7,6	-1,6 GW

D'une manière générale la certification du nucléaire est en baisse continue depuis plusieurs années. Cette diminution s'explique par la baisse effective du taux de production de la filière, la fermeture de la centrale de Fessenheim mais aussi en partie par la modification du coefficient d'abattement applicable à cette filière, à partir de 2020, pour le calcul de la capacité certifiée. Celle-ci a été diminuée de 1 à 0,95 et traduit, selon RTE, une meilleure appréciation de la corrélation entre les périodes de tension du système électrique et la disponibilité du nucléaire pendant ces périodes.

⁸¹ Vues du registre et selon le scénario de demande centrale. Une certification d'environ 2,5 GW d'effacement est considérée pour 2021.

On note également la forte dégradation de la contribution des interconnexions par rapport à la prévision initiale de RTE (-1.6 GW). La diminution de la certification des capacités issues d'interconnexions entre décembre 2020 et 2021 est liée à la non certification de l'interconnexion Eleclink (capacité théorique de 1 GW), dont la mise en service était initialement prévue pour l'AL 2021, mais qui est pour le moment repoussée.

L'incendie ayant touché les interconnexions IFA 1 et Eleclink, survenu le 14 septembre 2021, impacte également à la baisse la certification de l'interconnexion IFA 1 pour l'AL 2022 : sa puissance était limitée à 1 000 MW (au lieu de 2 000 MW) jusqu'à sa remise en état en mars 2022.

Tableau 11 : Evolution de la certification du nucléaire sur le registre de capacité (GW)⁸²

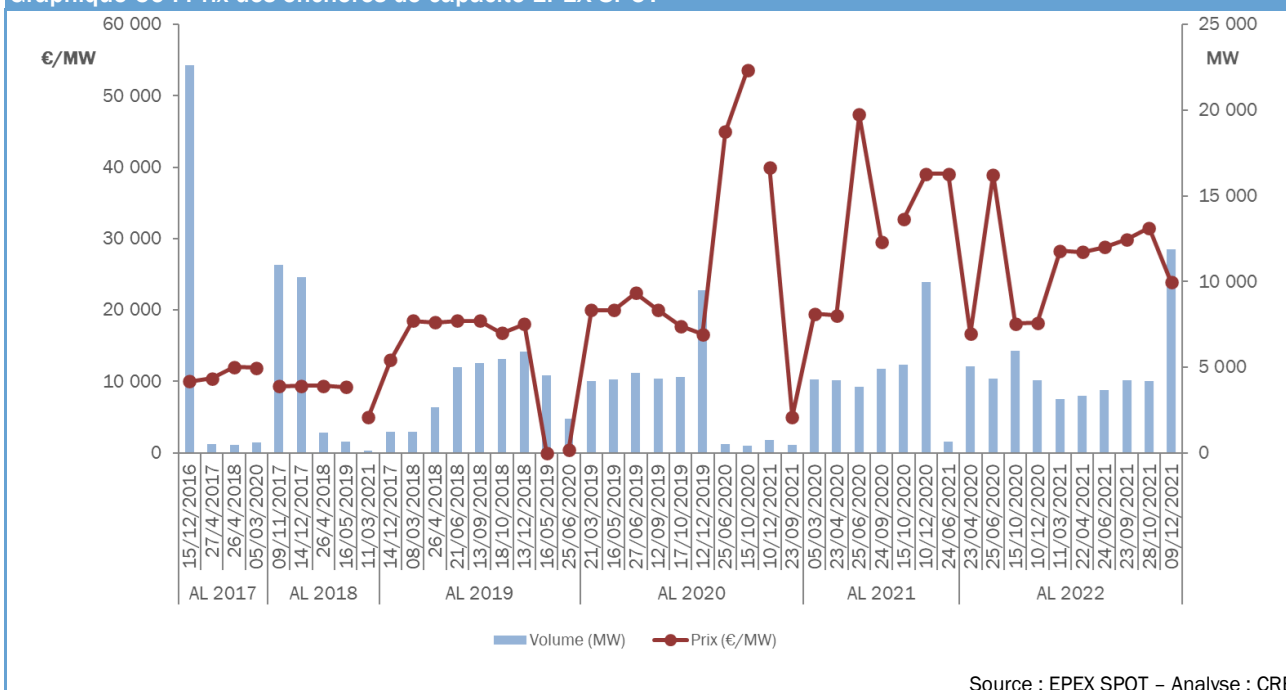
Certification nucléaire (GW)	AL 2018	AL 2019	AL 2022
	56,6	55,2	46,3

Au cours de l'année 2021, les prévisions de consommation de RTE n'ont pas montré d'évolution forte. En début d'année RTE tablait initialement sur une obligation comprise entre 90,8 et 93,9 GW en fonction de quatre scénarios de demande. A la suite de la publication de son BP 2021⁸³, RTE a mis à jour en mars 2021 l'estimation de l'obligation France pour l'AL 2022 qui devrait être entre 90,6 et 93 GW⁸⁴.

En termes de prix, la capacité pour livraison 2022 a connu une hausse en mars 2021 (28 300 €/MW) puis est restée stable autour des 30 000 €/MW jusqu'à décembre 2021 où l'enchère de fin d'année a vu une baisse de 7 500 €/MW.

Il convient de préciser que les prix de l'énergie et des commodités sur le marché ne faisaient pas apparaître de problématique de *missing money*⁸⁵ en France pour les moyens de production de type gaz à cycle combiné. Néanmoins, en employant la méthodologie détaillée dans les rapports de surveillance des marchés de gros 2019 et 2018, la CRE observe que le *missing money* des autres technologies thermiques à pointe n'est pas nul pour 2022, en particulier pour le charbon.

Graphique 60 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT



⁸² Au 23/04/2018 pour l'AL 2018 et au 07/12/2021 pour AL 2022

⁸³ <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesbilansprevisionnels>

⁸⁴ RTE a confirmé ces valeurs le 15 décembre 2021

⁸⁵ pour une capacité donnée, le revenu nécessaire à son maintien en activité (si elle est existante) ou à sa construction (pour une nouvelle capacité) mais qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie.

5.3 La CRE estime qu'une réflexion d'envergure et exhaustive sur l'architecture du mécanisme de capacité doit être lancée

Le 4 août 2021, RTE a publié un retour d'expérience portant sur les premières années de fonctionnement du mécanisme de 2017 à 2019. Ce REX, ainsi que le dernier Bilan prévisionnel 2021 de RTE, montrent que le mécanisme de capacité a joué un rôle positif pour assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Les analyses de RTE ont toutefois également mis en lumière plusieurs dysfonctionnements.

En parallèle, l'augmentation du coût de la « capacité » dans la facture des consommateurs ces dernières années avait conduit la CRE à s'interroger sur le rapport coût-bénéfice du dispositif dans sa délibération du 14 janvier 2021 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité. La CRE a fait part de ses analyses dans sa délibération du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité.

La CRE partage les principales conclusions du retour d'expérience de RTE, et fait le constat que :

- les bénéfices du mécanisme pour la collectivité, mis en évidence par le REX, se font au prix d'un transfert financier important des consommateurs vers les exploitants de capacités ;
- le périmètre du mécanisme pose question, particulièrement dans un contexte de prix de l'électricité élevé qui assure la rentabilité des moyens de base décarbonés ;
- le caractère décentralisé de l'obligation n'a pas porté ses fruits entre 2017 et 2019, et ne s'est pas avéré déterminant pour le développement de capacités d'effacement ;
- la temporalité diffuse des échanges ne permet pas l'émergence d'un signal prix fiable, et conduit certains exploitants de capacité sans *missing money* à intégrer des prix de réserve dans leurs offres sur les enchères.

Par conséquent, la CRE estime que les travaux sur les règles v5 doivent démarrer sans tarder et être l'occasion d'une réflexion d'envergure et exhaustive sur l'architecture du mécanisme de capacité ; ces travaux devront en particulier réinterroger les choix structurants du mécanisme français, à savoir son périmètre et son caractère décentralisé, dans l'objectif d'en améliorer le fonctionnement et d'en réduire le coût pour les consommateurs. Ces évolutions devraient permettre également d'améliorer la capacité de la CRE à surveiller ce marché.

6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE EN 2021

L'année 2021 a été marquée par une crise sans précédent des prix de l'électricité.

Il ne s'agit pas d'une crise de nature financière ou spéculative, mais bien d'une crise d'approvisionnement, avec la conjonction de deux phénomènes ayant chacun une ampleur inédite.

D'une part, la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2021-2022 a suscité les plus vives inquiétudes pendant tout le second semestre 2021, ce qui a entraîné une hausse du prix du gaz en Europe à des niveaux jamais vus, de l'ordre de cinq fois le prix moyen historique du gaz. Or, la production au gaz joue, particulièrement en période hivernale, un rôle essentiel à l'équilibre du système électrique en Europe comme dans notre pays. Les prix de gros de l'électricité en Europe ont donc connu également une hausse vertigineuse dès mi-2021.

D'autre part, la disponibilité du parc nucléaire français a également inquiété les marchés, à partir de mi-2021 et de façon croissante. Cette crise latente s'est matérialisée lors de l'annonce d'EDF le 15 décembre 2021 d'une anomalie, potentiellement générique, sur les tranches du palier N4.

Dans les deux cas, les facteurs déclenchants ont fait craindre que la sécurité de l'approvisionnement en électricité ne soit pas assurée en cas d'hiver 2021-2022 froid. Les marchés de gros de l'électricité ont joué leur rôle en reflétant par des prix très élevés ce déséquilibre inédit entre l'offre et la demande.

A ce stade de ses analyses, et sous réserve d'investigations plus poussées concernant notamment le déroulement des annonces sur la disponibilité du parc nucléaire, la CRE considère que le marché de gros de l'électricité en France a fonctionné correctement en 2021. Il convient toutefois de rappeler que la CRE n'est pas en mesure de formuler une conclusion similaire pour le marché du gaz (cf. section 4 §7). Du fait de la relation étroite entre les deux secteurs, le marché de gros de l'électricité a pu être directement touché par d'éventuels dysfonctionnements du marché de gros du gaz.

La disponibilité du parc nucléaire est restée basse en début d'année du fait des perturbations des maintenances liées à la crise sanitaire, mais s'est rapidement améliorée pour revenir à la normale à l'été, avant de se dégrader à nouveau en fin d'année. La production d'électricité à partir de gaz a été affectée par la hausse des prix du gaz, surtout au cours de l'été 2021, mais a repris en fin d'année dans un contexte de disponibilité nucléaire faible,

rentabilisée par la forte hausse des prix de gros de l'électricité malgré les prix élevés du gaz. Malgré une forte croissance de la capacité installée en 2021, les énergies renouvelables, éolien et solaire, ont connu des conditions climatiques défavorables en 2021, et leur production totale recule par rapport à 2020.

Les prix à court terme de l'électricité ont fortement rebondi en 2021 après une année 2020 marquée par des prix exceptionnellement bas. Cette hausse spectaculaire est directement reliée à la hausse des prix du gaz, tout au long de l'année mais nettement aggravée le dernier trimestre, dans le contexte d'une consommation en hausse et d'une faible disponibilité du nucléaire. Les facteurs de hausse, principalement liés aux prix des matières premières, ont touché plus ou moins uniformément la plupart des pays européens. En fin d'année, les prix français ont augmenté plus significativement en France notamment du fait de la faible disponibilité nucléaire pour l'hiver 2021-2022.

Les prix à terme de l'électricité ont été également fortement affectés par la hausse des prix à terme du gaz et des matières premières : la relation forte qui existe entre les deux à court terme s'étend logiquement aux marchés à terme. En fin d'année, les prix du gaz très élevés et les fortes incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire ont contribué à des prix extrêmement élevés, les prix à terme pour le premier trimestre 2022 culminant à 772 €/MWh.

Les marchés de l'équilibrage ont connu des évolutions importantes en 2021, avec la montée en puissance de la plateforme d'équilibrage TERRE, et le démarrage de la contractualisation de la réserve secondaire par appels d'offres, qui a dû être suspendue en fin d'année. Les autres mécanismes de marché existant ont continué à jouer leur rôle de façon satisfaisante, sans impact majeur du niveau des prix. Ces marchés, par leur évolution rapide et leur complexité, appellent une vigilance soutenue de la part de la CRE pour leur surveillance.

Enfin les enchères du mécanisme de capacité n'ont porté en 2021 que sur l'année de livraison 2022, les années suivantes n'ayant pas encore été ouvertes. Les prix des garanties de capacité pour l'année 2022 ont été élevés lors de la plupart des enchères depuis juin 2020, reflétant la tension liée principalement à la baisse supplémentaire de la certification du parc nucléaire, alors que l'équilibre en capacité était déjà tendu pour 2022 avant prise en compte des effets de la crise sanitaire. La CRE est favorable à la mise en place d'une réflexion d'envergure sur l'architecture du mécanisme dans l'objectif d'en améliorer le fonctionnement et d'en réduire le coût pour les consommateurs.

CHIFFRES CLES

1. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 12 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle 2020/2021				
	2019	2020	2021	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés					
Approvisionnement (TWh)	761	682	685	0%	3
Déstockage	122	153	155	1%	2
Importations	639	529	526	-1%	-3
<i>Importations terrestres</i>	421	350	361	3%	11
<i>Importations GNL</i>	219	179	164	-8%	-15
Production	0,2	2	4	95%	2
Débouchés (TWh)	761	682	685	0%	3
Stockage	143	131	137	4%	6
Consommation clients finals	479	444	474	7%	30
<i>Clients distribution</i>	288	269	303	13%	34
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	190	176	171	-3%	-5
Exportations	135	106	72	-32%	-34
Autres	4	1	2	119%	1
Livraisons au PEG (TWh)	868	864	854	-1%	-10

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 13 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle 2020/2021				
	2019	2020	2021	En pourcentage	En Valeur
Prix spot (€/MWh)					
PEG day-ahead (moyenne)	13,6	9,3	46,5	400%	37,2
Spread PEG/TTF	0,06	-0,10	-0,16	63%	-0,1
Prix à terme (€/MWh)					
PEG M+1 (moyenne)	14,6	9,4	47,4	404%	38,0
PEG Y+1 (moyenne)	18,3	13,4	33,7	152%	20,3
Spread PEG/TTF (Y+1)	0,13	-0,04	0,18	-546%	0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	4,0	4,2	0,9	-79%	-3,3

Sources : EEX, ICIS – Analyse : CRE

Tableau 14 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2020/2021				
	2019	2020	2021	En pourcentage	En Valeur
Echanges au PEG* (TWh)	738	662	674	2%	11
En % de la consommation nationale	154%	149%	142%		-7%
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français					
Marché spot (TWh)	173	193	206	7%	13
Intraday	33	35	40	13%	4,5
Day Ahead	88	91	111	22%	20,4
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	137	161	199	24%	38,0
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	37	32	7	-77%	-24,7
Marché à terme (TWh)	564	470	468	0%	-2
M+1	112	106	103	-3%	-2,9
Q+1	40	36	46	30%	10,7
S+1	124	67	72	8%	5,2
Y+1	25	25	6	-74%	-18,3
Bourse (toutes échéances)	17	21	35	66%	14,0
Brokers (toutes échéances)	547	449	432	-4%	-16,2
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français					
Marché spot	124 139	132 050	157 874	20%	25 824
Intraday	31883	33042	38901	18%	5 859
Day Ahead	74127	78792	98887	26%	20 095
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	114095	128163	154981	21%	26 818
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	10044	3887	2893	-26%	-994
Marché à terme	5 828	5 093	5 663	11%	570
M+1	2673	2255	2396	6%	141
Q+1	390	337	377	12%	40
S+1	446	311	288	-7%	-23
Y+1	146	203	55	-73%	-148
Bourse (toutes échéances)	1019	1169	1586	36%	417
Brokers (toutes échéances)	4809	3924	4077	4%	153

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Sources : EEX, courtiers – Analyse : CRE

Tableau 15 : Acteurs du marché français du gaz

Acteurs du marché français du gaz	Variation annuelle 2020/2021				
	2019	2020	2021	En pourcentage	En Valeur
Nombre d'expéditeurs actifs par point					
PEG	127	115	114	-1%	-1
PIR	60	53	62	17%	9
PITD	41	44	43	-2%	-1
PITS	56	47	53	13%	6
Nombre d'acteurs importateurs de GNL en France					
Montoir	5	8	11	38%	3
Fos Tonkin	4	1	2	100%	1
Fos Cavaou	4	5	4	-20%	-1
Dunkerque	5	2	2	0%	0

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

2. MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Tableau 16 : Capacités de production installées en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	135,6	136,2	139,1	2,2%	2,9
Nucléaire	63,13	61,37	61,37	0%	0
Hydraulique	25,7	25,7	25,7	0%	0
Thermique à combustible fossile	18,5	18,9	18,0	-5%	-0,96
Charbon	3,0	3,0	1,8	-39%	-1,16
Fioul	3,4	3,4	3,4	0%	-0,01
Gaz	12,2	12,6	12,8	2%	0,21
Renouvelables (hors hydraulique)	28,2	30,2	34,1	13%	3,89
Eolien	16,5	17,6	18,8	7%	1,17
Photovoltaïque	9,6	10,4	13,1	26%	2,68
Bioénergie	2,1	2,2	2,2	2%	0,04

Source : RTE

Tableau 17 : Production des différentes filières technologiques en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	535,4	497,6	519,7	4,4%	22,1
Nucléaire	379,2	335,2	360,5	8%	25,29
Hydraulique	59,5	64,4	61,1	-5%	-3,31
Thermique à combustible fossile	41,1	36,7	38,5	5%	1,85
Charbon	1,6	1,4	3,8	182%	2,47
Fioul	2,4	1,7	1,9	12%	0,20
Gaz	37,1	33,6	32,8	-2%	-0,82
Renouvelables (hors hydraulique)	55,6	61,3	59,6	-3%	-1,70
Eolien	33,8	39,2	36,0	-8%	-3,27
Photovoltaïque	12,1	12,6	14,0	10%	1,32
Bioénergie	9,7	9,4	9,7	3%	0,26
Consommation Brutes dont Pertes (TWh)	470	446	472	6%	26,4

Source : RTE

Tableau 18 : Importations et exportations en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Importations (TWh)	28,3	34,6	43,8	26,7%	9,2
Importations pointe (TWh)	10,7	13,2	16,3	23,2%	3,1
Importations hors-pointe (TWh)	17,6	21,3	27,5	28,9%	6,2
Exportations (TWh)	84,0	77,8	87,0	11,8%	9,2
Exportations pointe (TWh)	28,9	27,2	30,3	11,4%	3,1
Exportations hors-pointe (TWh)	55,1	50,6	56,6	12,0%	6,1
Solde exportateur (TWh)	55,7	43,2	43,1	-0,2%	-0,1

Source : RTE

Tableau 19 : Solde aux frontières

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières (TWh)					
CWE	2,7	0,6	-10,1	-1746%	-10,7
Italie	18,9	15,4	17,6	15%	2,2
Espagne	9,7	5,2	6,1	15%	0,8
Suisse	13,1	13,2	15,6	18%	2,4
Grande-Bretagne	11,2	8,8	13,9	59%	5,2
Total (TWh)	55,7	43,2	43,1	-0,2%	-0,1

Source : RTE

Tableau 20 : Clean dark et spark spread et charbon

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Maturité (Y+1)					
Charbon (€/t)	62,0	50,8	80,4	58%	29,6
Clean dark spread pointe (€/MWh)	17,9	16,3	37,8	132%	21,5
Clean spark spread pointe (€/MWh)	14,7	18,9	28,9	53%	10,0

Sources : ICE, EPEX SPOT, EEX

Tableau 21 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh	564	530	560	5,7%	30,46
Production Hors ARENH, en TWh	415,0	369,0	388,4	5%	19,40
ARENH, en TWh	121,0	126,1	127,9	1%	1,83
Imports, en TWh	28,0	34,6	43,8	27%	9,23
Soutirages, en TWh	564	530	560	5,7%	30,46
Consommation clients finals, en TWh	443,0	409,2	430,1	5%	20,94
Pompage, en TWh	7,0	6,3	6,0	-5%	-0,30
Exports, en TWh	84,3	77,8	87,0	12%	9,16
Pertes, en TWh	30,0	36,4	37,1	2%	0,66

Source : RTE

Tableau 22 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020 / 2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Responsables d'équilibre	189	203	219	8%	16
Producteurs d'électricité actifs	16	38	37	-3%	-1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	21	26	27	4%	1
Fournisseurs de clients finals	27	41	41	0%	0
Actifs à l'import/export	42	64	75	17%	11
Actifs à l'échange de blocs	79	110	98	-11%	-12
Actifs sur la bourse	72	106	112	6%	6

Sources : RTE, EPEX Spot, Courtiers

Tableau 23 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020/2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot					
Prix Intraday France €/MWh	39,7	32,9	109,5	232,6%	76,6
Prix Day-Ahead Base France €/MWh	39,4	32,2	109,2	239,0%	77,0
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	42,5	35,0	116,6	232,8%	81,5
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	-1,8	-1,7	-12,3	611,2%	-10,6
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	-2,09	-2,29	-11,51	402,7%	-9,2
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne %	44%	46%	49%	7,3%	0,0
Prix des marchés à terme (Heren)					
Prix M+1 France €/MWh	45,1	36,4	133,0	265,0%	96,6
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	3,1	3,4	23,9	607,2%	20,5
Prix Q+1 France €/MWh	48,6	42,0	134,9	221,5%	92,9
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	4,1	6,1	23,9	289,2%	17,8
Prix Y+1 France €/MWh	50,8	44,9	95,4	112,3%	50,4
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	3,1	4,7	6,4	35,0%	1,6
Ratio Y+1 Pointe/Base					
France	1,3	1,3	1,3	-0,2%	0,0
Allemagne	1,2	1,2	1,2	-0,4%	0,0

Tableau 24 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2020/2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En valeur
Marché Spot					
Volumes sur le marché <i>Intraday</i>	11,9	17,2	16,3	-5,1%	-0,87
Part des volumes <i>Intraday cross-border</i>	70,8%	76,0%	72,5%	-4,5%	-0,03
Volumes sur le marché <i>Day-Ahead</i>	113,0	122,0	123,0	0,8%	1,00
Marchés à terme					
Volumes TWh	795,8	907,1	632,4	-30,3%	-274,7
Part de marché gré-à-gré financier	26,6%	35,7%	38,4%	7,4%	0,03
Part de marché gré-à-gré physique	56,9%	44,6%	35,7%	-20,0%	-0,09
Part de marché EEX	16,4%	19,6%	25,9%	32,1%	0,06
Nombre de Transactions	138 784	131 234	105 772	-19,4%	- 25 462
Part de marché gré-à-gré financier	20,8%	25,0%	29,6%	18,5%	0,05
Part de marché gré-à-gré physique	64,9%	51,0%	47,3%	-7,3%	-0,04
Part de marché EEX	14,3%	24,0%	23,1%	-3,9%	-0,01
Produit Y+1					
Volumes TWh	219,3	252,7	172,3	-31,8%	-80,4
Nombre de Transactions	7 654	9 099	7 522	-17,3%	- 1 577
Produit Q+1					
Volumes TWh	169,5	233,4	171,8	-26,4%	-61,5
Nombre de Transactions	13 330	14 153	10 456	-26,1%	- 3 697
Produit M+1					
Volumes TWh	188,2	198,3	117,5	-40,7%	-80,7
Nombre de Transactions	42 071	40 081	28 445	-29,0%	- 11 636
Produit W et D					
Volumes TWh	109,5	72,6	38,5	-47,0%	-34,1
Nombre de Transactions	63 887	47 248	46 118	-2,4%	- 1 130

Sources: EPEX Spot, Nordpool, EEX, Courtiers

Tableau 25 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France

	HHI - Concentration de marché	
	2020	2021
Livraison		
Marchés à terme (Physique) - achats	560	704
Marchés à terme (Physique) - ventes	579	749
EPEX - achats	1 386	1 246
EPEX - ventes	2 788	2 681
Injections		
Production	6 447	6 650

Sources : EPEX Spot, Courtiers

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Graphique 1 : Evolution des prix des matières premières depuis le 1 ^{er} janvier 2020.....	16
Graphique 2 : Evolution du prix du quota de CO ₂	20
Graphique 3 : Courbe des températures en France.....	21
Graphique 4 : Evolution du nombre de notifications de suspicion transmises par les PPAT	23
Graphique 5 : Evolution du nombre d'alertes automatiques transmises à la CRE par l'ACER.....	24
Graphique 6 : Répartition des cas de surveillance analysés par la CRE	25
Graphique 7 : Comparaison des coefficients de sensibilité (€/MWh /GW indispo) des écarts de prix aux indisponibilités publiées selon l'indice de prix intrajournalier choisi. Estimations obtenues avec régression par les moindres carrés ordinaires avec toutes les indisponibilités prises en compte	27
Tableau 1 : Critères de publication d'une indisponibilité en application de l'article 15 du règlement Transparence	28
Tableau 2 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions du règlement REMIT.....	30
Graphique 8 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2021 [2020] (flux commerciaux).....	37
Graphique 9 : Equilibre mensuel du système français 2021 (flux commerciaux)	38
Graphique 10 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs	38
Graphique 11 : Niveau des stockages en France	40
Graphique 12 : Niveau des stockages en Europe du Nord-Ouest (distinguant ceux contrôlés par Gazprom).....	41
Graphique 13 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2021 par pays d'origine	42
Graphique 14 : Importations de GNL par pays de l'Union européenne	43
Graphique 15 : Part des exportations mensuelles de GNL américain vers l'Europe et l'Asie	43
Graphique 16 : Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)	44
Graphique 17 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux).....	45
Graphique 18 : Flux sortant via Pirineos (frontière espagnole).....	46
Tableau 3 : Bilan de l'activation du <i>spread</i> localisé en 2021	46
Graphique 19 : Prix <i>day-ahead</i> du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF).....	48
Graphique 20 : Prix <i>day-ahead</i> du gaz en Europe	49
Graphique 21 : Prix <i>month-ahead</i> mondiaux du gaz.....	49
Graphique 22 : Prix à terme au PEG	50
Graphique 23 : Différentiel prix hiver/été France	51
Graphique 24 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français.....	52
Graphique 25 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédiaire	53
Graphique 26 : Somme des positions longues par acteur, par période de livraison et par maturité de produit.....	54
Graphique 27 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2021 [2020].....	56
Graphique 28 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières	57
Graphique 29 : Consommation brute en France (moyenne hebdomadaire).....	58
Graphique 30 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français	59
Graphique 31 : Production théorique et effective du parc nucléaire français	60
Graphique 32 : Variation de la disponibilité du nucléaire vue du semestre précédent.....	61
Tableau 4 Evolution de la capacité installée des filières renouvelables	62
Graphique 33 : Evolution comparée des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)	62

Graphique 34 : Comparaison des productions semestrielles des filières renouvelables (hors hydraulique) et des filières thermiques fossiles (hors nucléaire)	63
Graphique 35 : Taux de production de la filière hydraulique	64
Graphique 36 : Evolution du stock hydraulique	65
Graphique 37 : Evolution de la production semestrielle d'électricité par du gaz naturel.....	65
Graphique 38 : Taux de production de la filière gaz	66
Graphique 39 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads spot</i> pointe.....	67
Graphique 40 : Taux de production de la filière charbon	68
Graphique 41 : Marginalité des différentes filières de production en 2020 et 2021	70
Graphique 42 : Marginalité des différentes filières de production en 2021 par mois	71
Tableau 5 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et infrajournalier	72
Graphique 43 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix, extrema et nombre d'heures négatives)	73
Graphique 44 : Taux de convergence (écart de prix +/- 0,01 €/MWh) trimestriel des prix <i>spots</i> français avec ses voisins européens	75
Graphique 45 : Matrices des taux de couplage en hiver 2021 et en été 2021 des pays les uns par rapport aux autres sur le marché <i>spot</i> ; le prix moyen par saison et par pays est donné pour information.....	76
Graphique 46 : Ecart des prix <i>spots</i> européens avec le prix français en 2021 (prix pays – prix français).....	76
Graphique 47 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe sur EEX.....	78
Graphique 48 : Prix des produits trimestriels T1 2022 base français et allemand (indice Heren) mis en perspective avec le prix du gaz et la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français pour la période.....	79
Graphique 49 : Ecart de prix entre les produits à terme pointe et base français (financier en haut et physique en bas).....	80
Graphique 50 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1.....	81
Graphique 51 : Résultats de la modélisation comparés aux données brutes pour le produit chaîné du 1 ^{er} trimestre Français.....	83
Graphique 52 : Volumes échangés sur la bourse ou via des courtiers sur les marchés à terme.....	84
Graphique 53 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu) ...	85
Graphique 54 : Somme des positions nettes physiques par acteur, par période de livraison et par maturité de produit	86
Graphique 55 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit annuel base, produits physiques et financiers confondus (vision Y+1).....	87
Tableau 8 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2022	94
Tableau 9 : Evolution de l'équilibre offre-demande prévisionnel du mécanisme de capacité.....	95
Tableau 10 : Evolution de la certification sur le registre de capacité pour AL 2022 (GW).....	95
Tableau 11 : Evolution de la certification du nucléaire sur le registre de capacité (GW)	96
Graphique 60 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT	96
Tableau 12 : Fondamentaux du marché du gaz en France	99
Tableau 13 : Prix du gaz en France	99
Tableau 14 : Négoce du gaz en France	100
Tableau 15 : Acteurs du marché français du gaz.....	100
Tableau 16 : Capacités de production installées en France	101
Tableau 17 : Production des différentes filières technologiques en France	101
Tableau 18 : Importations et exportations en France.....	101
Tableau 19 : Solde aux frontières	102
Tableau 20 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spread</i> et charbon	102

Tableau 21 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français.....	102
Tableau 22 : Acteurs du marché français de l'électricité	102
Tableau 23 : Prix <i>spot</i> et à terme du marché français de l'électricité	103
Tableau 24 : Volumes <i>spot</i> et à terme sur le marché français de l'électricité	103
Tableau 25 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France.....	104




**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**
*Liberté
Égalité
Fraternité*



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

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