1 Chapitre 1 : Un mécanisme qui s'est avéré déterminant pour la sécurité d'approvisionnement sur ses premières années de fonctionnement

Suite à la libéralisation du système électrique initiée en 1996[1], la France a mis en place un mécanisme de marché fondé sur le modèle dit *« energy-only »* qui repose principalement sur la rémunération des moyens de production pour l'énergie qu'ils produisent, valorisée au prix de marché. Seuls certains marchés restreints (les marchés de réserves – services systèmes, réserves rapide et complémentaire), qui concernent moins de 3 GW sur un parc installé de plus de 100 GW, proposent une rémunération capacitaire. Le modèle de marché « energy-only » est théoriquement supposé conduire à un dimensionnement optimal du parc de production sur le long terme. Cependant plusieurs hypothèses importantes conditionnent ce résultat théorique : (i) le fonctionnement du marché correspond à une concurrence pure et parfaite (acteurs parfaitement rationnels ne disposant pas ou n'utilisant pas de pouvoir de marché), (ii) les prix s'établissent au niveau réel de la perte d'utilité pour les consommateurs lors des périodes de délestage (définition des plafonds de prix à ce niveau et absence d'erreur d'estimation sur la valeur de l'énergie non distribuée) [2] et (iii) les acteurs intègrent uniquement, dans l'évaluation de la rentabilité prévisionnelle de leurs investissements en capacité, l'espérance des revenus[3] tirés sur les marchés de l'énergie, y compris les revenus obtenus lors des périodes de pénuries, bien que celles-ci soient très rares.

Les difficultés économiques rencontrées depuis le début des années 2010 par certaines filières de production (les CCG par exemple) ont alimenté les débats sur les imperfections de ce modèle théorique, largement détaillées dans la littérature[4], alors qu'en même temps, les marges en capacité (par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement[5]) se sont fortement réduites en France. En particulier, les conditions de marché sur les années 2013 à 2015 ont conduit à des pertes financières pour de nombreux exploitants de cycles combinés au gaz. Non seulement, les revenus tirés sur le marché par les CCG ne permettaient pas de dégager un bénéfice suffisant pour « rembourser » les investissements initialement consentis mais ces revenus ne permettaient pas non plus de couvrir les coûts annuels de fonctionnement (coûts fixes annuels d'exploitation et de maintenance, et éventuels coûts de combustible, du carbone dans la configuration où les CCG turbinent).

Ces difficultés économiques ont conduit à des restructurations importantes de la filière et des cessions d'actifs[6]. Certains acteurs ont aussi envisagé la mise sous cocon ou la fermeture de leurs unités de production. Par exemple, le groupe GDF Suez, principal exploitant de CCG en France (5 CCG sur les 14

---

[1] Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

[2] Il est aussi théoriquement nécessaire que le critère de sécurité d'approvisionnement soit établi de façon à être économiquement optimal.

[3] Dans cette section, les revenus sont entendus comme la différence entre la rémunération sur les marchés de l'énergie diminuée des coûts de combustible et de carbone.

[4] Fixation du prix : Joskow 2007, Batlle 2012 ; prix plafonds et rentabilité : Léautier 2012 ; cycles investissements : Ford 1999, 2002 ; De Vries 2004 Green 2006 ; Cepeda 2011

[5] En France, le critère de sécurité d'approvisionnement est fixé « *à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité.* » (Article D141-12-6 du code de l'énergie).

[6] Cession par Verbund de ses deux CCG au groupe KKR en 2014 et cession par Alpiq de son CCG à Direct énergie en 2015.

CCG installés en France) a annoncé en mars 2013 la mise sous cocon de trois de ses cinq CCG françaises : deux unités[7] ont été placées sous cocon estival en 2015 et une unité[8] a été placée en conservation de longue durée sur la période 2013 - 2015.



Figure 1 : Annonces relatives aux centrales CCG sur la période 2013-2015

La difficulté de certains moyens à couvrir leurs coûts fixes annuels d'opération et maintenance par les seuls revenus tirés sur les marchés de l'énergie au début des années 2010 ne concernait pas

[7] Les centrales Combigolfe, à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), et SPEM, à Montoir-en-Bretagne (Loire-Atlantique).

[8] La centrale Cycofos à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône).

uniquement les CCG, mais aussi les TAC, cogénérations et effacements de consommation (à l'exception des capacités de cogénération et d'effacements disposant d'un soutien public). Les études menées dans le cadre de ce retour d'expérience permettent d'apporter des éléments quantitatifs sur la viabilité économique des différentes filières et l'enjeu du mécanisme de capacité pour le maintien en fonctionnement des capacités.

1.1 Un cadre d'analyse économique pour évaluer la viabilité économique des différentes filières et l'effet du mécanisme de capacité sur l'évolution des capacités disponibles

L'analyse économique proposée dans cette section vise d'abord à établir un diagnostic sur la viabilité économique de différentes filières de production et d'effacement de consommation. Ce diagnostic permet d'identifier les filières pour lesquelles la viabilité économique n'est pas assurée sans la rémunération apportée par le mécanisme de capacité. Sur la base de cette analyse économique, des trajectoires « contrefactuelles » de l'évolution de la capacité disponible pour ces filières sur la période 2017-2019 sont établies. Ces trajectoires visent à refléter l'évolution des capacités disponibles sur la période 2017-2019 si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en œuvre.

1.1.1 Plusieurs approches complémentaires pour évaluer la viabilité économique « sans mécanisme de capacité » des différentes filières

L'évaluation de la viabilité économique des filières sur la période 2017-2019 reposent la quantification des revenus nets sur les marchés de l'électricité. Deux approches complémentaires sont possibles et ont été mises en œuvre :

- Une approche « ex-post », qui vise à évaluer pour chaque année du passé, les revenus qui auraient été réellement tirés sur le marché, compte tenu des conditions de marché réalisées ;
  Cette approche repose sur la valorisation de la production réalisée au niveau des prix Spot (et symétriquement l'achat des combustibles et des permis d'émission de CO2 au prix Spot). Les revenus ainsi calculés sont ceux qu'auraient effectivement perçus par les exploitants de capacité, en l'absence de stratégie de couverture en amont. Cette stratégie modélisée semble crédible pour les moyens de pointe dont les revenus ne peuvent être aisément couverts sur le marché forward.
- Une approche « ex-ante », qui vise à évaluer pour chaque année du passé, les revenus que les acteurs auraient pu anticiper en amont de l'année considérée ;
  Cette approche consiste à évaluer, pour une année définie, l'anticipation des revenus telle que vue en amont de l'année considérée. L'approche se base sur une modélisation des prix sur la base des cotations forward (pour l'électricité et les combustibles). En pratique, plusieurs simulations de prix Spot sont établies de telle sorte que ces simulations reflètent en moyenne les cotations des prix forward et présentent le même profil (shaping) que les prix Spot réalisés sur les 10 dernières années. Des simulations du fonctionnement optimal des moyens de production face à ces signaux de prix sont réalisées. Les revenus affichés par la suite correspondent à la moyenne des cotations sur les deux années précédant l'année de livraison.
  Le niveau des revenus ainsi calculé vise à reconstituer la perception que les exploitants peuvent avoir en amont de l'année de livraison, au moment où les décisions de mise sous cocon peuvent se prendre.

Les revenus issus de la participation aux services de flexibilité sont considérés (et estimés sur la base de rémunérations constatées ex-post). Les revenus tirés sur le mécanisme de capacité sont estimés en valorisant les capacités certifiés au prix de référence marché (PRM).

L'approche « ex-post » présente l'intérêt de nécessiter peu d'hypothèses de modélisation : elle repose sur les prix Spot (électricité, combustibles, CO2) réalisés et les programmes de production réalisés. L'approche « ex-ante », présente l'intérêt de refléter les éléments disponibles au moment de la prise de décision sur le devenir de capacités (potentiellement plusieurs mois ou années à l'avance) mais nécessite de prendre plus d'hypothèses sur le fonctionnement des capacités en fonction des signaux de prix.

Les hypothèses de coûts utilisées pour l'analyse économique se basent sur la littérature et ont été concertées auprès des parties prenantes. Pour les filières pour lesquelles aucune information n'a été portée à la connaissance de RTE dans le cadre de la concertation, les hypothèses publiées dans les précédents exercices du Bilans prévisionnel (2017 et 2019) sont considérées. Ces analyses sont toutefois sujettes à des incertitudes qui sont représentées dans les analyses.

1.1.2 Une construction des scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité », qui repose sur l'analyse économique et la consultation des acteurs concernés

Sur la base des analyses sur la viabilité économique des différentes filières, des trajectoires « contrefactuelles » de l'évolution de la capacité installée/disponible pour ces filières sur la période 2017-2019 sont établies. Ces trajectoires visent à refléter l'évolution des capacités disponibles sur cette période si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en œuvre. Compte tenu des incertitudes sur certains paramètres de l'analyse économique (notamment les coûts de fonctionnement de certains moyens) mais aussi de l'existence d'autres considérations intervenant dans les décisions des acteurs, deux trajectoires « contrefactuelles » encadrantes sont construites.

L'analyse économique citée précédemment permet d'identifier les filières qui sont économiquement fragiles sans mise en place d'un mécanisme de capacité. Cependant, l'identification des filières présentant des difficultés économiques en l'absence de mécanisme de capacité ne suffit pas pour déterminer quelle proportion des capacités de la filière aurait pu fermer ou se mettre sous cocon. Une approche possible aurait consisté à simuler l'impact sur le prix de marché de l'énergie qu'aurait eu la fermeture de capacités (la fermeture d'une unité d'une filière un effet haussier sur les prix et conduit à améliorer la viabilité économique des autres unités de la filière). Cette approche n'a pas été retenue car (i) elle repose sur de nombreuses hypothèses (notamment sur les coûts) et (ii) nécessite que le pointe de référence qu'est la situation effectivement vécue soit cohérent entre les prix réalisés et les capacités effectivement en service (i.e. absence de capacité non viables économiquement) et (iii) ne permet pas de prendre en compte d'autres considérations dans les décisions des acteurs.

La construction des trajectoires contrefactuelles encadrantes a été établie en considérant que la proportion des capacités qui aurait été retirées en l'absence du mécanisme de capacité est d'autant plus importante que le déficit de revenus sur les marchés de l'énergie (hors mécanisme de capacité) par rapport aux coûts à couvrir est important et que la part de revenus tirés du mécanisme de capacité est importante. Les trajectoires ont été établies en concertation avec l'ensemble des parties prenantes (exploitants des filières concernées, fournisseurs, CRE, DGEC, etc.).

Une fois les scénarios contrefactuels établis, l'impact sur le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être quantifié.

1.2 De l'ordre de 2 à 3 GW de capacités dont le maintien en fonctionnement est lié à la mise en œuvre du mécanisme de capacité

1.2.1 Cycles combinés au gaz

Les analyses économiques[9] confirment le constat dressé par les exploitants de ces capacités, relayé par la presse (cf. *supra*). Sur la période 2011-2015, les revenus des CCG sont restés inférieurs aux coûts fixes de fonctionnement. Plus précisément, durant les années 2013-2015, les CCG n'étaient pas en mesure de couvrir leurs coûts fixes annuels (avec un minimum de revenus atteint en 2014 estimé à 12 k€/MW/an, alors que les coûts fixes annuels d'opération et maintenance sont estimés entre 30 et 45 k€/MW/an). Durant cette période, certaines centrales ont été mises sous cocon.

Cependant, dès 2016, les évolutions des prix de marché de l'énergie, des prix des combustibles et du CO2 ont aussi conduit à faire évoluer la situation économique des CCG et l'ensemble des capacités ont été sorties de cocon, avant même la mise en place du mécanisme.

L'absence de fermeture définitive de CCG et leur maintien en service actuel résulte à la fois de l'amélioration des conditions de marchés et la mise en place du mécanisme de capacité sans qu'il soit possible d'attribuer avec certitude l'effet de chacun de ces deux paramètres. Il apparaît néanmoins très plausible que sans mécanisme de capacité, certaines capacités n'auraient pas été en service sur la période étudiée (2017-2019). D'une part, sans perspectives de mise en place du mécanisme de capacité, la situation économique vécue sur la période 2013-2015 aurait pu conduire à la fermeture définitive de ces moyens. Dans le cadre de la concertation sur ce retour d'expérience, plusieurs opérateurs ont en effet affirmé que la perspective de mise en place du mécanisme de capacité (matérialisée en 2015 via la parution de l'arrêté[10] définissant ses règles de fonctionnement et mis en œuvre effectivement en 2017) a été déterminante pour le maintien en service de plusieurs unités, à travers l'anticipation d'une rémunération capacitaire complémentaire, susceptible d'assurer la couverture des coûts fixes de fonctionnement.

D'autre part, sans la rémunération capacitaire, la viabilité économique des CCG (notamment ceux dont les coûts fixes se situeraient dans le haut de la fourchette de coûts) depuis 2017 n'apparaît pas garantie sur chaque année considérée.

S'il apparaît légitime de considérer qu'en absence de mécanisme de capacité certaines centrales CCG auraient pu fermer, il est difficile d'évaluer le nombre CCG que les acteurs auraient fermé. D'une part, ces centrales étant des moyens de semi-base, la fermeture de certaines d'entre elles aurait eu un impact haussier sur les prix de l'énergie, améliorant d'autant la rentabilité des autres qui se seraient maintenues. D'autre part, le choix de maintenir ou non des capacités peut différer d'un acteur à l'autre, selon la situation financière de l'entreprise, ses propres anticipations de l'évolution des conditions de marché, la stratégie industrielle et les enjeux sociaux associés.

Les deux scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité construits en concertation se déclinent de la façon suivante pour les CCG : un scénario de déclassement bas pour lequel l'hypothèse est faite qu'une seule unité de production aurait été fermée si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place ; un scénario de déclassement haut pour lequel il est considéré que trois unités de production aurait été fermées. Le scénario de déclassement haut est par ailleurs conforté par les retours reçus

[9] Les analyses économiques portent sur les centrales qui bénéficient de revenus issus des marchés de l'énergie. Les deux centrales CCG de Dunkerque qui sont alimentées en partie par les gaz de hauts fourneaux de l'usine d'Arcelor Mittal ne fonctionnent pas exclusivement sur la base des fondamentaux des marchés de l'énergie.
[10] L'arrêté du 22 janvier 2015 pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

dans le cadre de la concertation qui précisent, qu'en l'absence de l'annonce du mécanisme de capacité et vu du 2013, des décisions de fermeture définitive auraient pu avoir lieu pour les trois centrales mises sous cocon.

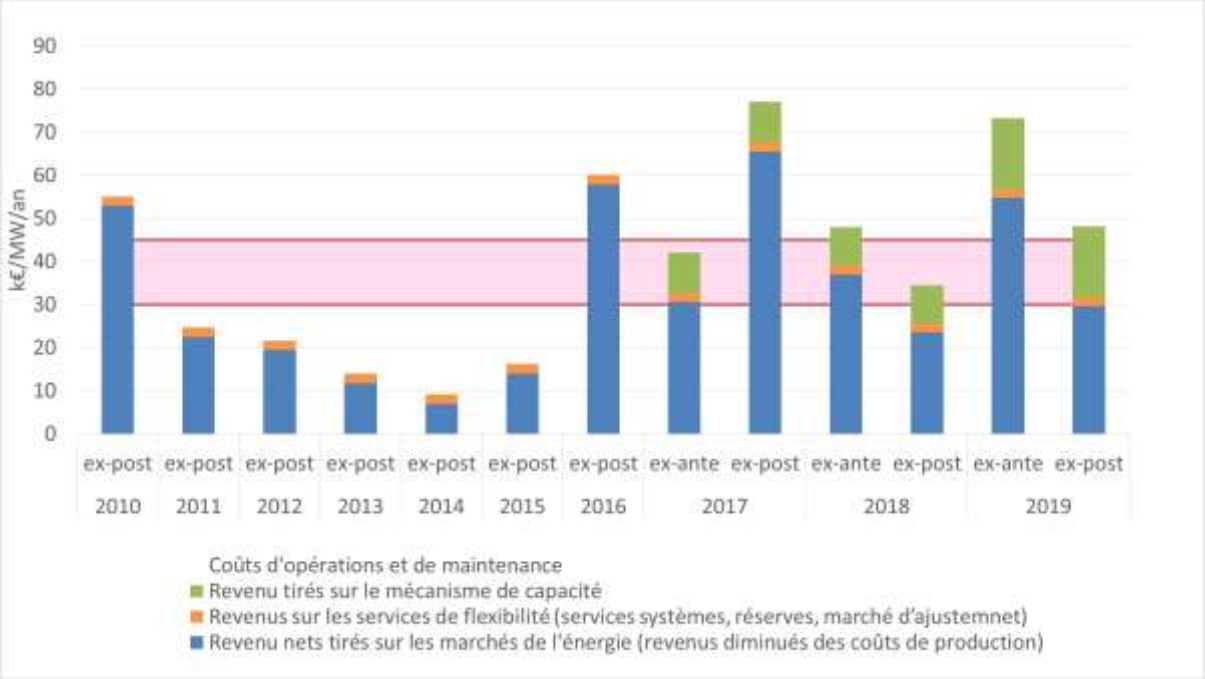


Figure 2 : Revenus tirés sur les marchés et coûts fixes d'opération et maintenance à couvrir pour la filière CCG sur la période 2010 - 2019

1.2.2 Turbines à combustion au gaz et fioul

La filière TAC est composée d'unités fonctionnant au fioul ou au gaz. Ces unités dont le coût variable de production est élevé produisent de l'électricité pendant les périodes de pointe et ne sont donc sollicitées qu'un nombre limité d'heures dans l'année. En 2018, les TAC au gaz ont fonctionné en moyenne 213 heures à pleine puissance et celles au fioul 160 heures.

Les TAC au fioul et au gaz sont localisées en Bretagne et en Ile de France et fournissent des services au réseau électrique, principalement pour la tenue du plan de tension. A ce titre, elles bénéficient de rémunérations spécifiques pour la fourniture de ces services (services système tension), prises en compte dans l'analyse.

Les analyses économiques menées avec les approches « ex-ante » et « ex-post » confirment que, sans mise en place du mécanisme de capacité, ces moyens de pointe, dont la contribution au système électrique est essentiellement capacitaire, auraient difficilement pu couvrir leurs coûts fixes de fonctionnement. Même si l'absence de viabilité économique en l'absence de mécanisme de capacité est moins marquée pour les TAC au gaz, il apparaît clairement qu'il est réaliste de considérer qu'une part significative du parc de TAC ne se serait pas maintenue en l'absence du mécanisme de capacité, sauf à imaginer d'autres dispositifs pour préserver leur disponibilité au titre des services que ces moyens rendent à la gestion de la tension du réseau électrique local. Compte tenu de la fragilité économique de la filière TAC sans mécanisme de capacité, les deux scénarios contrefactuels sont déclinés de la façon suivante. Dans le scénario de déclassement bas, l'hypothèse est faite que 25% des capacités en TAC sont définitivement fermées. Dans le scénario de déclassement haut, l'hypothèse de

capacités TAC fermées est passée à 50%. Ces scénarios visent à refléter une situation sans mécanisme de capacité, toutes choses étant égales par ailleurs et ne tiennent pas compte de l'utilité éventuelle de maintenir ces TAC pour le réglage de la tension (d'autres mécanismes alternatifs auraient été nécessaires).

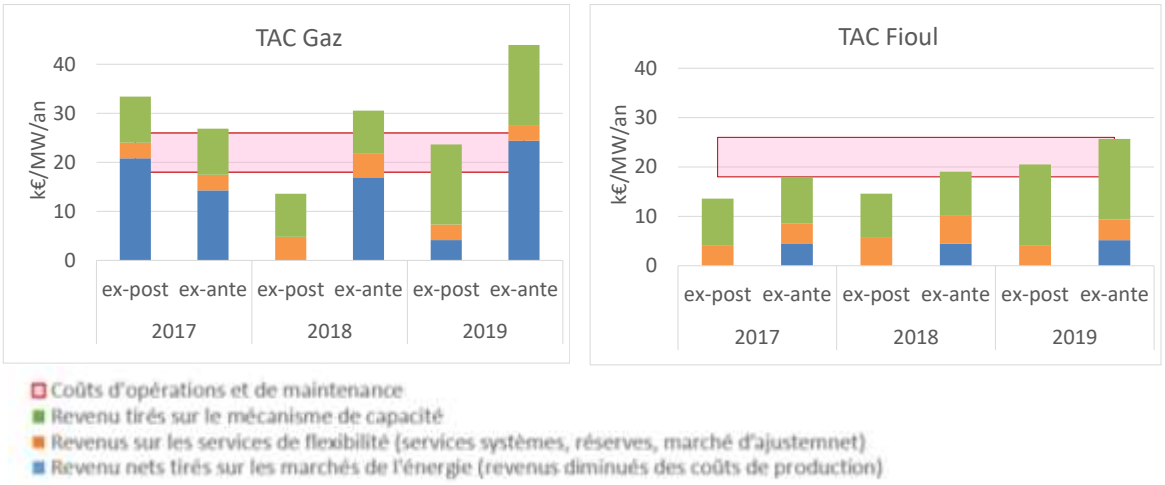


Figure 3 : Revenus tirés sur les marchés et coûts fixes d'opération et maintenance à couvrir pour la filière CCG sur la période 2010 - 2019

1.2.3 Filière Cogénération

Le parc de cogénération au gaz et fioul[11] représente une capacité disponible pour la production d'électricité d'environ 4 GW, composé de 2,5 GW de cogénérations bénéficiant d'un dispositif de soutien, dont les revenus sont insensibilisées au prix de marché du mécanisme de capacité et de 1,5 GW de cogénérations se valorisant à la fois sur les marchés de l'électricité et sur la vente de vapeur. Parmi les cogénérations ne disposant pas (ou plus) de dispositif de soutien, certaines capacités fonctionnent pour répondre à un besoin de vapeur (industrie chimique, raffinerie, papeterie, réseau de chaleur, …) qui n'est pas substituable à court ou moyen-terme. D'autres cogénérations ne disposent pas (ou plus) d'un débouché vapeur ou bien celui-ci est arbitrable avec des chaudières, si bien que leur utilisation est très dépendante des conditions de marché.

[11] Les cogénérations au fioul représentent une capacité installée très faible, estimée à environ 100 MW.

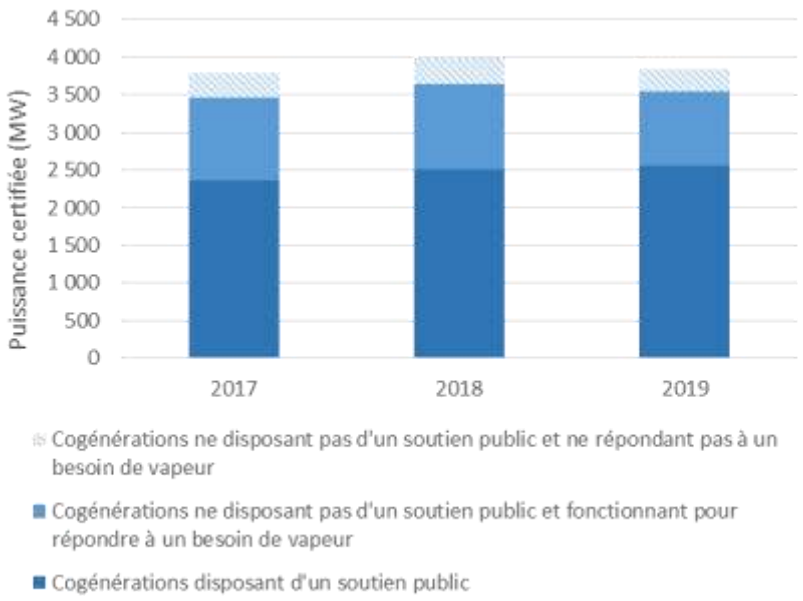


Figure 4 : Décomposition de la filière Cogénération au gaz en fonction de l'origine de ses revenus

L'évolution des capacités des cogénérations ne disposant pas d'un débouchés vapeur « captif » apparait conditionnée aux revenus tirés sur les marchés de l'électricité et notamment la rémunération capacitaire.

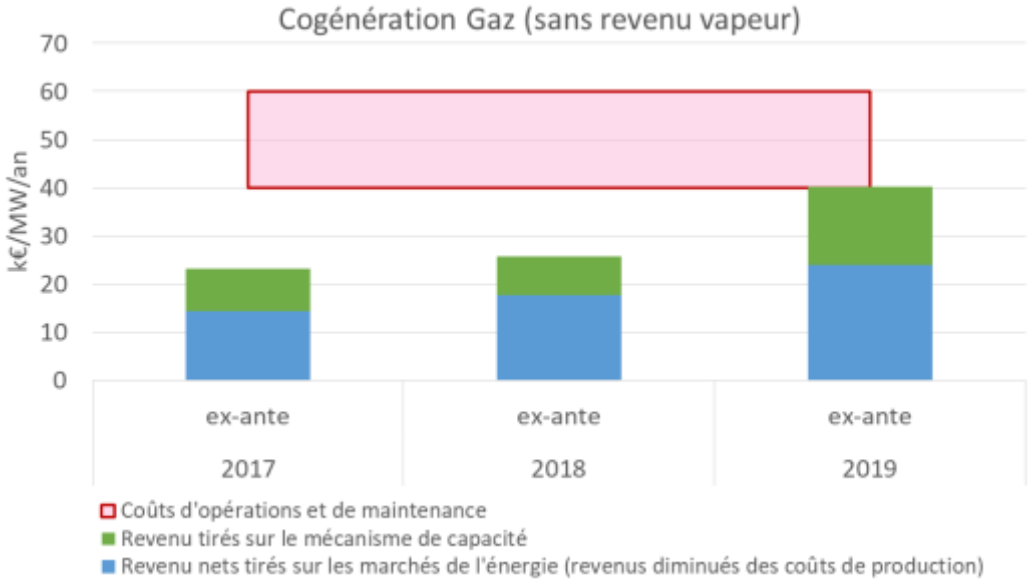


Figure 5 : Revenus tirés sur les marchés et coûts fixes d'opération et maintenance à couvrir pour les cogénérations gaz (sans revenu vapeur) sur la période 2017 - 2019

Sur la base des échanges avec les exploitants d'unités de cogénération, des retours aux consultations menées dans le cadre des Bilans prévisionnels et des analyses menées par RTE, le parc de cogénération ne disposant pas de débouchés vapeur « captif » est estimé à 300 MW. L'analyse économique (réalisée en supposant l'absence de revenus chaleur) conduit à considérer que sans la mise en place du mécanisme de capacité, ces capacités auraient difficilement été maintenues.

L'hypothèse d'une fermeture de l'ensemble de ces 300 MW de cogénération est considérée dans le scénario contrefactuel haut tandis que dans le scénario bas la moitié seulement aurait été déclassée soit 150 MW.

1.2.4 Effacements de consommation

Depuis le début des années 2010, l'architecture de marché en France a été profondément adaptée pour permettre aux effacements de consommation de participer explicitement à l'ensemble des mécanismes de marché. Aujourd'hui, la capacité d'effacement participant au système électrique français représente environ 3,3 GW dont 2,7 GW participent de façon explicite aux différents mécanismes de marché, c'est-à-dire qu'ils valorisent leurs services comme les moyens de production et non sous forme d'une réduction des coûts de d'approvisionnement par les fournisseurs des sites effacés.

La filière est constituée d'une variété de types de consommateurs, d'usages effacés et de modalités d'activation.

1.2.4.1 Effacements implicites

Les effacements implicites désignent les capacités d'effacement indissociables de la fourniture et qui sont valorisées par les fournisseurs par une réduction de leurs coûts d'approvisionnement (à la fois en énergie et en capacité, à travers une réduction de l'obligation de capacité). Les fournisseurs doivent, selon les l'article R335-66 du code de l'énergie, faire l'objet d'une déclaration par les fournisseurs, afin de permettre à l'ensemble des acteurs du marché de capacité d'anticiper le niveau d'obligation. Depuis 2018, seules les capacités d'effacement implicites correspondant aux options tarifaires EJP et Tempo des tarifs réglementés de vente font l'objet d'une déclaration (par EDF). Ces effacements déclarés représentaient 630 MW en 2019.

Les options tarifaires EJP et Tempo permettent aux consommateurs capables de s'effacer de réduire leur facture d'électricité. Ils bénéficier d'un tarif moins élevé sur l'ensemble des jours de l'année (hors jours de pointe mobile pour l'option EJP ou jours rouges pour l'option Tempo) et éventuellement[12] d'une part fixe liée à l'abonnement plus faible. L'intérêt pour un consommateur flexible dépend à la fois de la part effaçable de sa consommation lors de ces jours de pointe mobile, des écarts de tarifs entre les périodes de pointe mobile et les périodes normales. L'incitation à réaliser des effacements lors des périodes de pointe mobile (pour lesquels un jour PP1 est en pratique souvent tiré[13]) dépend directement du prix sur le mécanisme de capacité. En effet, le prix sur le mécanisme de capacité affecte le différentiel de tarif entre les jours de pointe mobile et les autres jours (pour l'option EJP[14]) et le

[12] en fonction du tarif initial dont dispose le consommateur.

[13] Tous les jours PP1 sont des jours de pointe mobile EJP et, en moyenne sur la période 2017-2019, 87% des jours PP1 sont des jours rouges du tarif TEMPO.

[14] Pour le tarif Tempo, l'arrêté pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie impose une différenciation d'un rapport d'au moins 7 entre le prix de la période tarifaire la plus élevée et le prix de la période tarifaire la plus faible pour les consommateurs résidentiels. Le prix de la capacité n'a donc pas d'effet sur l'écart de prix pour le consommateur.

différentiel entre le tarif appliqué sur les jours hors pointe mobile des tarifs EJP et Tempo et le tarif de base.

La réduction de facture pour un consommateur moyen flexible souscrivant à l'option Tempo est de l'ordre de 40 €/an[15] hors taxe. Elle n'est que de 7 €/an[16] hors taxe pour l'option tarifaire EJP, qui est en extinction (le tarif n'est plus proposé à de nouveaux clients). Quel que soit le tarif à pointe mobile considéré, son intérêt économique serait réduit de l'ordre de 5 €/an hors taxe s'il y avait pas de mécanisme de capacité.

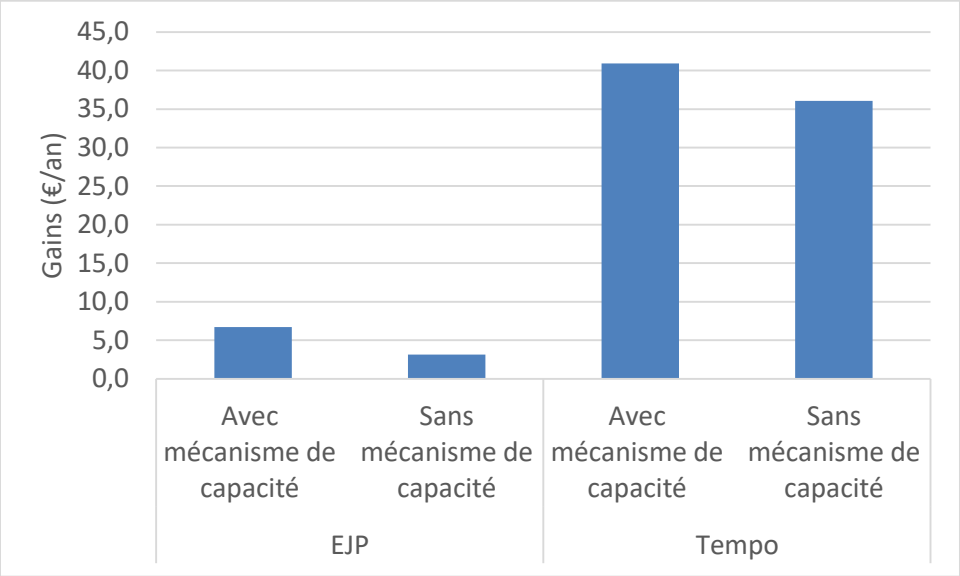


Figure 6 : Gains moyens par site hors taxe induits par le choix du tarif EJP ou Tempo par rapport au tarif Base pour les consommateurs capables de s'effacer pour l'année

Depuis plusieurs années, les capacités d'effacement correspondant aux options tarifaires EJP et Tempo subissent une érosion : la puissance d'effacement déclarée par le fournisseur sur le registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe a baissé de 50 MW[17] de l'année 2017 à l'année 2019. Compte tenu de la très faible contribution du mécanisme de capacité à l'attractivité financière pour les consommateurs capables de s'effacer, il est difficile d'imaginer que l'érosion aurait été significativement supérieure en l'absence de mécanisme de capacité. En conséquence, dans les scénarios contrefactuels, aucun effet du mécanisme de capacité n'est considéré sur l'évolution des capacités d'effacement correspondant aux options Tempo et EJP.

Par ailleurs, une analyse statistique a permis d'identifier une baisse statistique de consommation sur les jours PP1 supérieure, de l'ordre de 300 MW, à la puissance d'effacement déclarée pour EJP et

[15] Il s'agit de la différence entre la facture d'un consommateur (suivant le profil RES 4) disposant du tarif Tempo et s'effaçant lors des jours Tempo rouge et la facture du même consommateur mais ne s'effaçant pas et disposant du tarif bleu Base.

[16] Il s'agit de la différence entre la facture d'un consommateur (suivant le profil RES 3) disposant du tarif EJP et s'effaçant lors des jours Tempo rouge et la facture du même consommateur mais ne s'effaçant pas et disposant du tarif bleu Base.

[17] La puissance d'effacement équivalente lors des jours de pointes PP1 pour les effacements est donnée à titre déclaratif par les fournisseurs proposant des effacements tarifaires.

Tempo (cf. Chapitre 5)[18]. Cette baisse de consommation s'explique a priori par l'existence de contrats de fourniture définissant un prix spécifique sur les jours PP1 pour les clients en milieu et haut de portefeuille, comme l'a constaté la CRE dans le cadre de l'analyse du marché de détail[19].

Ce gisement d'effacement peut être directement attribuable[20] au mécanisme de capacité et les scénarios contrefactuels considérés reposent sur l'hypothèse que ce gisement ne se serait pas développé en l'absence du mécanisme de capacité.

1.2.4.2 Effacements explicites

Les effacements explicites désignent les capacités d'effacement se valorisant explicitement sur les marchés, grâce aux différents mécanismes de marché qui ont été tous ouverts aux capacités d'effacement (services système, réserves rapides et complémentaires, mécanisme d'ajustement, marché de l'énergie, mécanisme de capacité). Le revenu des effacements explicites est essentiellement capacitaire et la rémunération issue du mécanisme de capacité représente entre 35% et 60% des revenus totaux selon l'année considérée.

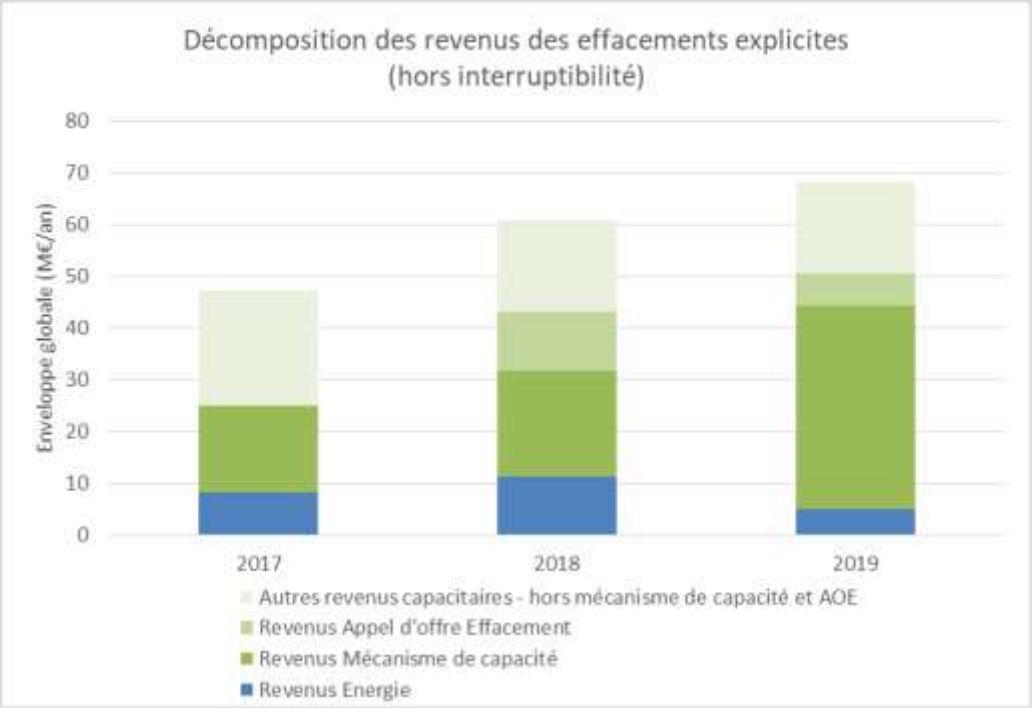


Figure 7 : Décomposition des revenus de la filière des effacements explicites (hors interruptibilité)

Cependant, certains effacements explicites ont bénéficié de l'Appel d'Offres Effacement sur les années 2018 et 2019. L'AOE étant un contrat pour différence par rapport au prix sur le mécanisme de capacité

[18] Cette baisse de consommation a été estimée à partir d'une comparaison des erreurs de prévision J-1 de la consommation entre jours PP1 et jours non PP1 de l'hiver.

[19] Dans le cadre de la concertation, la CRE a partagé ses analyses sur le marché de détail et a établi que, pour les sites télérelevés, « *la plupart des fournisseurs estiment ex-ante des coefficients de capacité liant la consommation en PP1 et l'obligation générée* ».

[20] Dans une moindre mesure, l'existence d'une option à pointe mobile (calée sur les jours PP1) du TURPE HTA peut aussi avoir un effet sur la consommation lors des jours PP1.

depuis 2018, la rémunération dont ils auraient bénéficié sur la période 2018-2019 aurait été identique[21]. Pour les capacités soutenues par l'AOE, l'effet du mécanisme de capacité est neutre sur les années considérées. Un effet est possible à plus long terme, au-delà de l'horizon concerné par ce retour d'expérience, car la participation à l'AOE est limitée dans le temps. Il est ainsi proposé de considérer que l'intégralité des effacements soutenus par l'AOE se serait maintenue en l'absence de mécanisme de capacité[22].Les effacements explicites soutenus ne représentent qu'une partie de la capacité d'effacement explicite. D'autres capacités participent aux marchés sans bénéficier du soutien de l'AOE pour diverses raisons. Certaines capacités ne sont pas éligibles à l'appel d'offres effacement (capacités participant au service d'interruptibilité, capacités participant à la réserve primaire et capacités basées sur des moyens thermiques d'autoproduction (Diesels)), d'autres capacités éligibles ne sont pas candidates du fait des contraintes inadaptées à leur mode de fonctionnement[23]. Enfin certaines capacités candidates n'ont pas été retenues[24] du fait des mesures mises en place par les autorités française pour assurer la compétitivité du dispositif et pouvant conduire à l'exclusion des offres de capacité les plus chères[25].

Du fait de la prépondérance de la rémunération capacitaire dans les revenus des effacements explicites non soutenus, leur viabilité économique est dépendante du mécanisme de capacité. Parmi celles-ci, une partie significative correspond à des sites interruptibles qui pourraient ne plus participer aux marchés de l'énergie et de l'équilibrage mais pourrait continuer à participer au service d'interruptibilité. En l'absence de participation aux marchés, leur contribution à la sécurité d'approvisionnement serait réduite, compte tenu des contraintes sur les activations du dispositif d'interruptibilité[26].

RTE retient deux scénarios contrefactuels: un scénario bas dans lequel la capacité d'effacement explicite dont la rémunération dépend principalement du mécanisme de capacité serait réduite de 25% en l'absence du mécanisme de capacité ; un scénario haut dans lequel la réduction serait de 50%.

[21] Pour l'année 2017, l'appel d'offres pour les capacités d'effacement était cumulable avec la rémunération capacitaire.

[22] Du point de vue des finances publiques, le mécanisme de capacité permet de réduire la contribution publique au soutien de la filière sans impact sur le niveau de rémunération de la filière.

[23] Ces contraintes correspondent à un engagement à s'activer lors que les prix de marché ou d'ajustement dépassent un certain niveau de prix (100€/MWh sur le marché de l'énergie et 300 €/MWh sur le mécanisme d'ajustement). Ces niveaux de « plafond de prix d'engagement) sont inférieurs au coût d'activation de certaines capacité, ce qui conduit à un impact économique de ces activations pour les acteurs. Ces contraintes ont été supprimées en 2020 pour l'AOE 2021.

[24] 116 MW ont candidatés mais n'ont pas été retenues en 2018 et 381 MW en 2019.

[25] Ces mesures sont précisés au considérant 60 de la décision d'approbation de l'appel d'offres effacement (lettre à l'état membre publiée le 02.03.2018)

[26] Les détenteurs d'un contrat d'interruptibilité ne sont tenus d'accepter qu'un nombre limité d'activations (au maximum 5 sur 6 mois). Par ailleurs, sous certaines conditions spécifiques (notamment l'arrêt exceptionnel et planifié du fonctionnement d'une ou plusieurs unités de production d'un site pour répondre à une obligation réglementaire) ils ne sont pas tenus de s'activer.

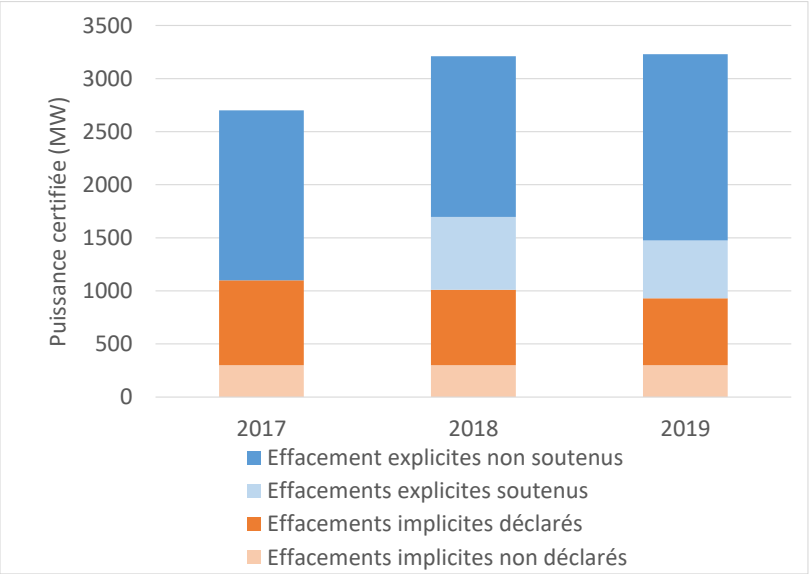


Figure 8 : Décomposition des capacités d'effacement explicites par catégories pour les années de livraison 2017-2019

1.2.5 Autres filières

Pour les autres filières, dont la rentabilité n'est pas étudiée plus haut, l'évolution des capacités disponibles est considérée comme indépendante de l'existence du mécanisme de capacité sur la période étudiée pour diverses raisons :

i. soit des dispositifs de soutien sont mis en place (obligation d'achat ou complément de rémunération) et encadrent la rémunération de ces capacités. Dans ce cas, le niveau du prix de la capacité n'a pas d'impact sur les revenus de ces moyens.
ii. soit la rémunération capacitaire est de second ordre par rapport aux autres revenus et aux coûts et n'est donc pas un déterminant principal des décisions relatives à leur maintien en service (notamment si les capacités sont en mesure de couvrir leurs coûts fixes annuels sans les revenus du mécanisme de capacité).
iii. soit les décisions des acteurs concernant l'évolution de la capacité installée sont conditionnées par un calendrier relativement indépendant des conditions économiques
iv. Soit les décisions d'évolution de la capacité installée résultent de choix de politique publique

A noter que les analyses menées ne préjugent pas de l'existence ou non d'un « missing money » pour l'ensemble de ces filières qui existe selon la théorie économique et qui peut justifier l'existence d'une rémunération capacitaire pour ces filières également.

Les filières de production éolienne, photovoltaïque, hydraulique, charbon, nucléaire et petit thermique (notamment groupes diesels) rentrent chacune dans une ou plusieurs de ces catégories. Il a donc été considéré que leur évolution aurait été identique dans les scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité ».

1.2.6 Effet agrégé

Sur la base des analyses économiques par filière, les deux scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité » établis conduisent à considérer que le système électrique aurait disposé entre 1,8 GW (scénario bas) et 3,5 GW (scénario haut) de capacité disponible en moins sur la période 2017-2019.

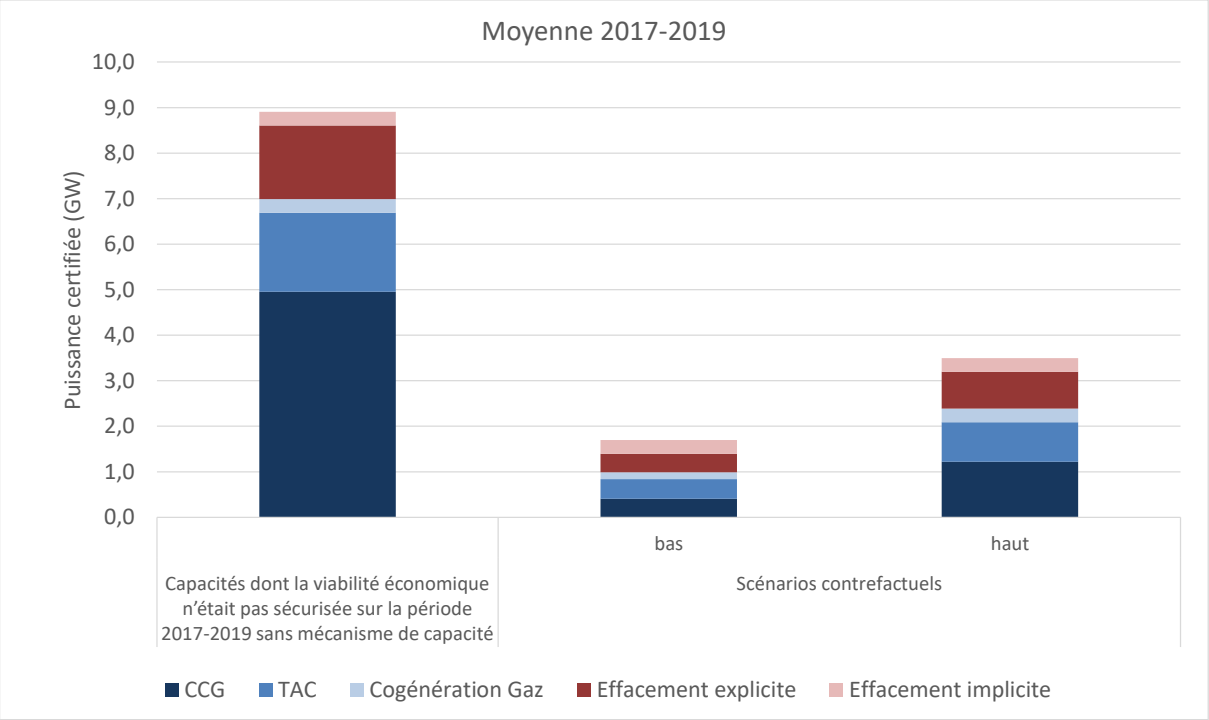


Figure 9 : Capacités à risque en l'absence de mécanisme de capacité et scénarios contrefactuels sans mécanisme de capacité (Puissance certifiée)

1.2.7 Sur 2017-2019, le respect du critère de sécurité d'approvisionnement assuré grâce au mécanisme de capacité

La sécurité d'approvisionnement s'apprécie de façon probabiliste (en pratique sur la base de simulations de scénarios de consommation et de production). Ce cadre probabiliste constitue la référence pour apprécier l'apport du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement, dont le rôle est assurantiel.

Suite à la fermeture massive de moyens de production en France depuis 2010 (10 GW de fermeture de capacités thermiques), le système électrique français ne dispose aujourd'hui plus de marge par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement : les Bilans prévisionnels [27] [28] [29] de RTE signalent depuis plusieurs années que le niveau de sécurité d'approvisionnement se trouve proche du critère public. Sans le mécanisme de capacité, que ce soit dans le scénario haut ou bas, le niveau de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas pu être atteint et le critère de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été respecté.

La première année de fonctionnement du mécanisme de capacité (2017) est peut-être légèrement différente : la marge du système électrique (par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement) estimée dans le Bilan prévisionnel en amont (dans le Bilan prévisionnel 2016, publié en juillet 2016) était à cette époque perçue encore significative du fait notamment de la présence de groupes thermiques fiouls. Néanmoins, au début de l'hiver 2016-2017, celui-ci avait été placé sous vigilance[30] par RTE du fait d'une faible disponibilité du parc nucléaire, ce qui vient relativiser l'existence de surcapacités. Finalement RTE retient que globalement durant les premières années couvertes (2017 à 2020) par le mécanisme de capacité, le système électrique se trouvait proche du critère de sécurité d'approvisionnement.

Une première conclusion est que l'absence de viabilité économique de certaines filières n'est pas liée à une situation de surcapacité dans la mesure où les marges perçues en amont des années de livraison étaient inférieures à 500 MW sur les dernières années.

Une seconde conclusion est que sans mécanisme de capacité le critère de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été respecté sur la période 2017-2020. En l'absence de mécanisme de capacité, le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité en France se serait établi sur la période 2017-2019 à une espérance de durée de défaillance située entre 5,5 et 10 h/an.

Ceci ne permet pas de conclure sur le choix d'architecture du mécanisme de capacité français mais montre bien qu'un tel mécanisme (indépendamment des choix d'architecture et de mise en œuvre) était nécessaire.

[27] https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_synthese_17.pdf
[28] https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/synthese-bilan-_previsionnel-2018%20%281%29.pdf
[29] https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf
[30] https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/analyse_h_2016.pdf

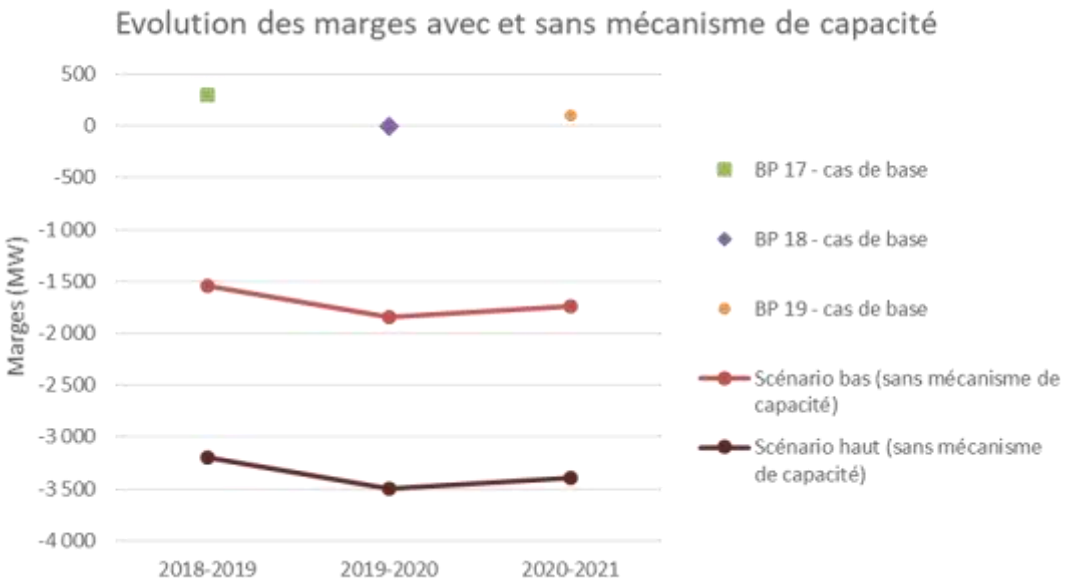


Figure 10 – Evolution des marges avec et sans mécanisme de capacité

Cette conclusion est renforcée au regard de l'hiver 2020-2021 compte tenu du diagnostic de sécurité d'approvisionnement établi par le Bilan Prévisionnel 2019 ainsi que les communications de RTE ayant placé cet hiver sous vigilance particulière[31].

1.2.7.1 En janvier 2017, une situation tendue qui, en l'absence mécanisme de capacité, aurait pu conduire à l'activation de moyens exceptionnels

Bien que le cadre pertinent pour évaluer la sécurité d'approvisionnement (et la contribution du mécanisme de capacité) soit l'analyse probabiliste, il est néanmoins éclairant et concret d'évaluer comment le système électrique se serait comporté sur la semaine 16 au 22 janvier 2017, qui avait été particulièrement tendue, si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place.

La vague de froid qui a touché la France pendant la semaine du 16 au 22 janvier 2017 a conduit à une exploitation du système électrique proche de ses limites mais n'a pas conduit à l'activation de moyens exceptionnels, même si RTE a envoyé des signaux d'alerte en amont[32].

Le rejeu de la situation vécue sur la semaine du 16 au 22 janvier, dans les scénarios contrefactuels conduit à considérer que les journées du 18, 19 et 20 janvier 2017 n'auraient pas pu être gérées sans défaillance.

[31] https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres
[32] Retour d'expérience des difficultés rencontrées pour la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz durant l'hiver 2016-2017, CGEDD et CGE, Février 2018

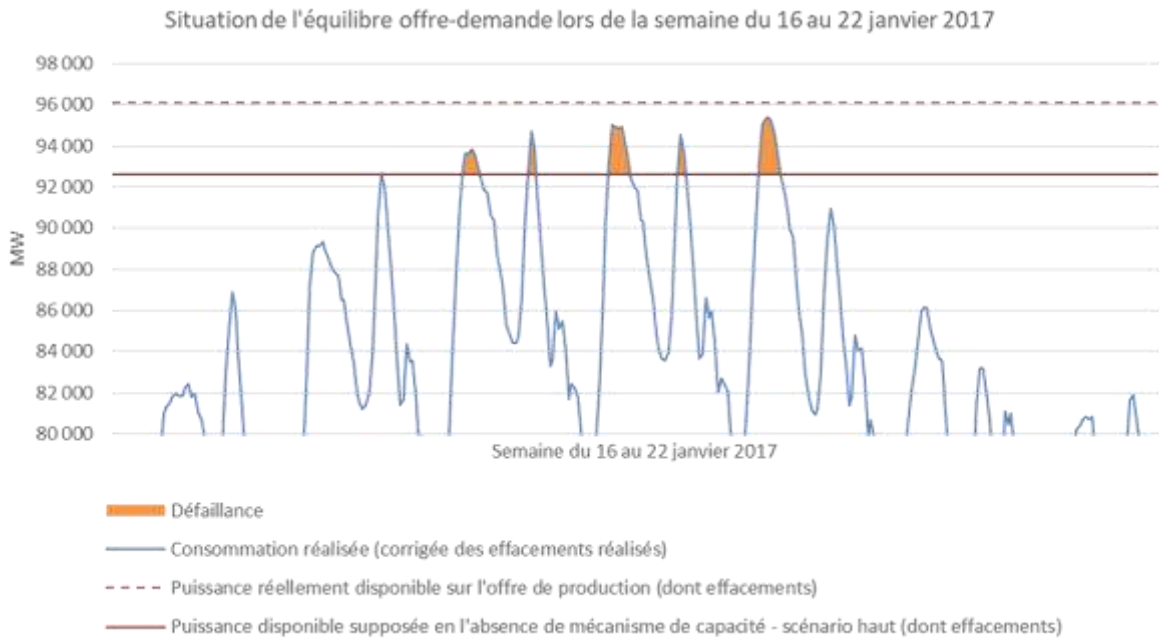


Figure 11 – Situation de l'équilibre offre-demande lors de la semaine du 16 au 22 janvier 2017