Chapitre 6 : Les incitations renvoyées par le placement des signaux PP1/PP2 contribuent à la sécurité d'approvisionnement mais la variabilité de leur placement génère des incertitudes pour les acteurs

6.1 Les signaux Période de Pointe (PP) du mécanisme de capacité s'attachent à renvoyer une incitation à la disponibilité et à la maitrise de la consommation lors des périodes les plus représentatives des situations de tension

Le choix de disposer de signaux dédiés à l'évaluation du niveau de demande (jours PP1) est une spécificité du mécanisme de capacité français car les mécanismes européens ne réévaluent pas le niveau de demande sur la base de données effectives. S'agissant des périodes de contrôle de la disponibilité, le mécanisme de capacité français fait le choix de mesurer la disponibilité sur des plages ciblées de l'hiver sur la base d'un critère consommation (jours PP1 et PP2) et d'un critère tension (jours PP2 non-PP1), par opposition à d'autres mécanismes européens qui ont fait le choix de mesurer la disponibilité sur toute la période de livraison ou encore lors de périodes de tension avérée (voir figure 1). Le ciblage dans le mécanisme de capacité français des journées les plus tendues, sans qu'un enjeu avéré pour la sécurité d'approvisionnement n'ait été identifié, constitue une approche intermédiaire dont l'objectif est (i) de disposer de suffisamment de pas horaires pour assurer la robustesse des calculs de l'obligation et du NCE , tout en (ii) se limitant aux plages les plus représentatives de l'état du système en situation de défaillance. Le signalement ex ante de ces signaux permet également de responsabiliser les acteurs afin de les incitater à la disponibilité et à la réduction de la consommation suite à ce signalement.

Modalités de sélection des périodes de contrôle	Contrôles lors de périodes de tension avérées sur la sécurité d'approvisionnement	Contrôles lors de périodes ciblées de la période de l'année de livraison sur la base de critères connus	Contrôle de disponibilité effectué sur toutes les plages de la période de livraison
Mécanismes européens correspondants	Royaume-Uni, Pologne	Belgique (critère prix), Irlande (critère prix) et France (critère consommation et tension)	Italie

Figure 1 : Classification des périodes de contrôle de disponibilité dans les mécanismes de capacité européens

Les signaux PP1 et PP2 du mécanisme de capacité jouent un rôle clé dans son fonctionnement, car ce sont sur ces plages horaires que RTE mesure la consommation et la disponibilité des acteurs de marché du mécanisme, à partir desquelles sont respectivement calculés l'obligation de capacité et le niveau de de capacité effectif (NCE). Ces modalités ont été retenues lors de la conception du mécanisme de capacité afin que l'état de tension du système lors d'une année de livraison se reflète sur l'équilibre offre demande du marché de capacité, introduisant des incitations à la réduction de la consommation

sur les plages horaires PP1 et à l'amélioration de la disponibilité effective sur les jours de pointe PP2 qui sont proportionnées au besoin effectif pour la sécurité d'approvisionnement.

In fine, les critères de sélection des périodes de pointes PP1 et PP2 ont été définis comme un compromis pour répondre à plusieurs enjeux :

- sur le nombre de jours de pointe:
  - disposer de suffisamment de jours de pointe afin de pouvoir mobiliser l'ensemble des actions de maitrise de la pointe et de la disponibilité valorisés, lors des périodes de tension effective, voire de défaillance – paragraphe 6.2 ;
  - cibler un nombre limité d'heures PP1, afin d'assurer une valorisation capacitaire importante pour les actions de maîtrise de la consommation à la pointe – *paragraphes 6.2 et 6.3* ;
  - assurer une stabilité minimale du niveau d'obligation et de certification effectif, en imposant un minimum de jours PP1 et PP2 – *paragraphe 6.4* ;
- sur le placement des jours de pointe :
  - sélectionner des plages horaires sur lesquelles les prix sur les marchés de l'énergie sont élevés pour maximiser l'incitation à la disponibilité ainsi que la valorisation des actions de maîtrise de la consommation – *paragraphes 6.2 et 6.3* ;
  - refléter au mieux la contribution des consommateurs au risque de défaillance et la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance, en ciblant les calculs d'obligation et de disponibilité sur les périodes les plus représentatives de situations de tension. La consommation thermosensible est le premier facteur de défaillance en France, cette propriété permet également de limiter l'effet des approximations de modélisation de la correction climatique, en sélectionnant des périodes pendant lesquelles la température est la plus proche de la température extrême de référence. – *paragraphe 6.3* ;
- introduire autant que possible des incitations qui soient équivalentes entre les effacements implicites (réduction de l'obligation suite à une moindre consommation lors des jours PP1) et explicites (valorisation des effacements sous forme de garanties de capacité à hauteur de la disponibilité proposée lors des jours PP2), en définissant un nombre de jours PP2 supérieur au nombre de jours PP1, en cohérence avec la contribution au risque de défaillance – *paragraphe 6.6*.

Le chapitre revient sur l'ensemble de ces enjeux afin de (i) vérifier que le placement des périodes de pointe a permis d'atteindre ces objectifs et (ii) de re-questionner les modalités de placements des jours de pointe sur la base des premières années de fonctionnement du mécanisme, notamment s'agissant des incertitudes générées par le libre placement de ces jours de pointe.

6.2 Les signaux PP1 renvoient des incitations à la réduction de la pointe de consommation et les signaux PP2 renforcent les engagements de disponibilité des exploitants de capacité

Le choix de faire reposer, autant que possible, le bouclage du mécanisme de capacité sur la base de données mesurées (consommation ou production/effacement réalisée) ou vérifiable (disponibilité résiduelle) vise à introduire des incitations à la réduction de la consommation et à la disponibilité lors

des périodes de tensions et/ou de forte consommation. En effet, l'alternative qui consiste à établir ex ante les valeurs des niveaux de demande et d'offre par acteur (approche normative à la maille acteur, sans re-bouclage sur le réalisé) n'aurait pas permis de renvoyer de telles incitations. Les travaux menés dans le cadre du retour d'expérience ont permis d'évaluer ces effets de court terme[1] bénéfiques à la gestion du système électrique, à la fois s'agissant du niveau de consommation observé et du niveau de disponibilité proposé sur les jours de pointe du mécanisme.

S'agissant du niveau de consommation observé sur les jours PP1, RTE constate que près d'1 GW d'actions de maitrise de la consommation se traduisent par une baisse de la consommation France lors des périodes de pointe PP1 :

- le niveau des actions de maitrise de la consommation déclaré par les acteurs obligés conformément à l'article 11.5 des Règles du mécanisme de capacité est supérieur à 600 MW de réduction de puissance de référence sur les années de livraison 2017 à 2019. Si une majorité de ces dispositifs existait avant la mise en place du mécanisme de capacité, le mécanisme introduit une incitation financière à leur maintien (cf 1.2.4.1 Effacements implicites) ;
- par ailleurs, après prise en compte des niveaux d'action de maitrise de la consommation déclarés dans le cadre du registre afférent, les niveaux de consommation observés sur les plages horaires PP1 sont statistiquement inférieurs aux prévisions de consommation corrigées des erreurs de prévision de température, laissant suggérer que d'autres effacements implicites seraient mobilisés sur les périodes PP1 sans qu'ils ne soient déclarés au registre des actions sur la maitrise de la pointe de consommation. Cet effet est évalué, sur l'ensemble des années de livraison à 300 MW, avec une fourchette d'incertitude de l'ordre de +/- 100 MW[2].

[1] Ne prend pas en compte l'évolution structurelle des niveaux de consommation et du parc de production.
[2] Intervalle de confiance à 95 % en supposant l'écart entre la consommation observée et les prévisions de consommation corrigées comme une variable aléatoire suivant une loi normale.

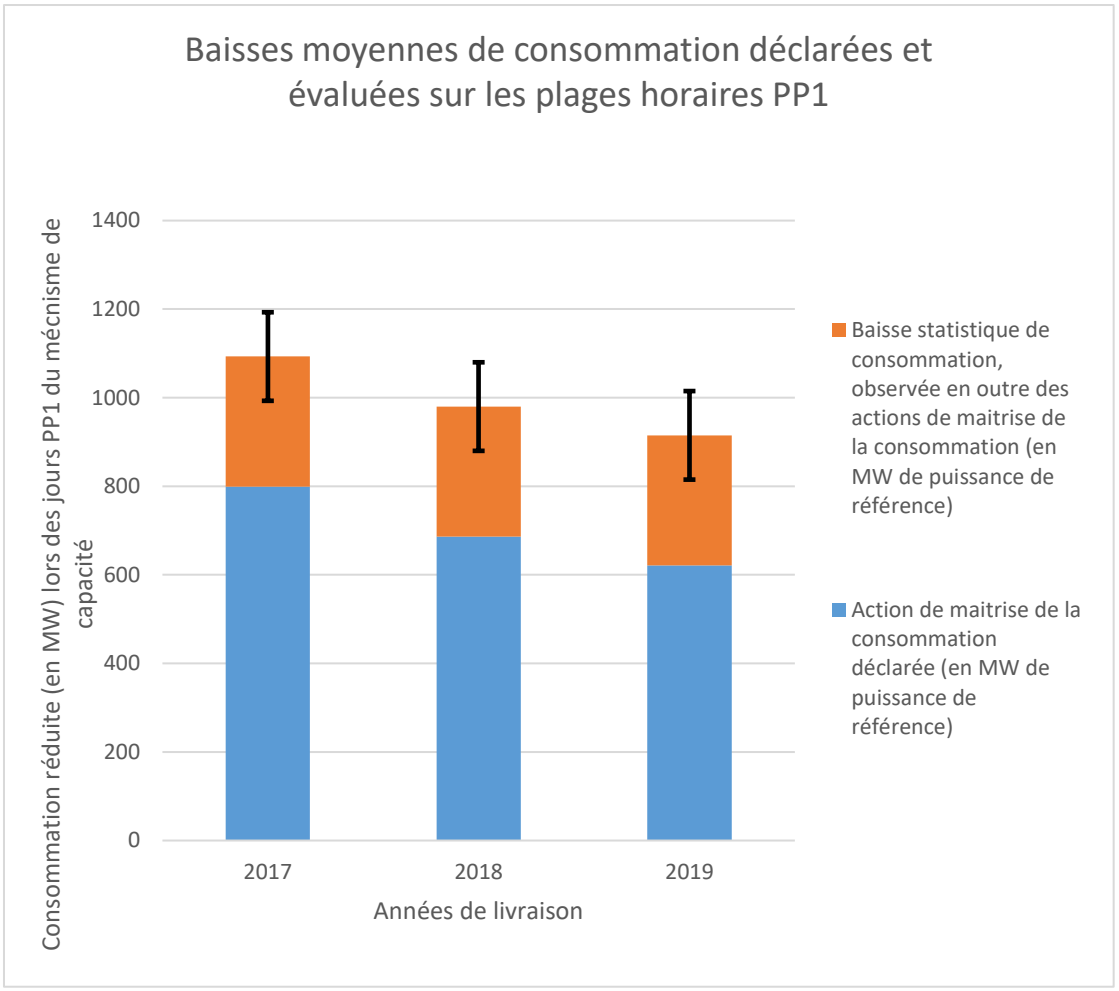


Figure 2 : Baisses de consommation déclarées (bleu) et évaluée (orange) sur les jours PP1 des années de livraison 2017 à 2019

S'agissant du niveau de disponibilité calculé, RTE constate que les exploitants de capacité s'engagent sur les jours PP2 à une disponibilité supérieure à celle activable par RTE (e.g. mécanisme d'ajustement) sur les jours non-PP2, de près de 2,5 GW supplémentaire. Cette disponibilité supplémentaire peut être triée en deux principales catégories :

- certains dispositifs permettent aux exploitants de capacité de proposer leur disponibilité uniquement sur les plages horaires PP2 (engagements inhérents au mécanisme de capacité), car ces dernières ne peuvent pas nécessairement participer au mécanisme d'ajustement[3] :
    - la collecte non-liée permet de mobiliser pour la sécurité d'approvisionnement des capacités de production qui ne peuvent pas se rendre disponibles via le mécanisme d'ajustement (contrainte technique et/ou règlementaire). Ces engagements à la disponibilité représentent approximativement 1700 MW sur les plages PP2 des AL 2017, 2018 et 2019 ;
    - la collecte NEBEF permet de manière analogue à la collecte non-liée de mobiliser des capacités d'effacement qui, pour la majorité, ne proposent pas leur disponibilité sur le MA en dehors des plages horaires PP2. Ces engagements à la disponibilité

[33] Conformément à l'article 7.8.3.5, seules les capacités de production n'étant pas en mesure de participer au MA peuvent bénéficier de la collecte non-liée.

représentent approximativement 300 MW sur les plages PP2 des AL 2017, 2018 et 2019;

- si, pour la majorité des technologies, la disponibilité proposée au cours de l'hiver est supérieure à la disponibilité moyenne sur le reste de l'année, RTE a identifié que certaines technologies proposent un niveau de disponibilité plus important lors des jours PP2, en comparaison à d'autres jours de l'hiver :
  - **la puissance disponible proposée par les capacités d'effacement sur le mécanisme d'ajustement apparait 500 MW plus importante sur les plages horaires PP2** en comparaison aux autres journées de l'hiver ;
  - **la filière CCG est plus disponible lors des jours PP2 que sur les autres journées de l'hiver**, de 250 MW environ sur les AL 2017 à 2019.

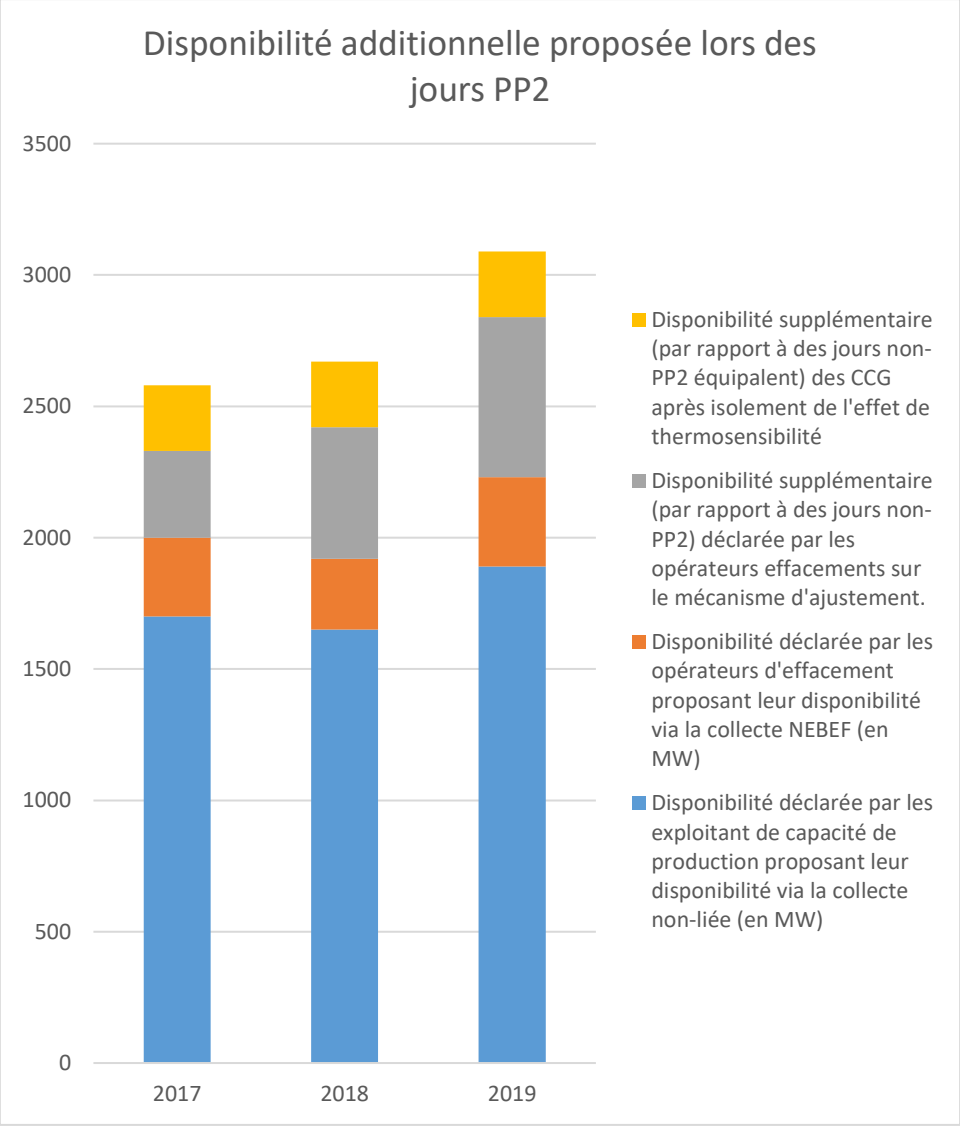


Figure 3 : Disponibilité supplémentaire engagée par les exploitants de capacité lors des jours de pointe PP2

En définitive, les incitations introduites par l'existence des signaux du mécanisme de capacité ont permis, sur les années de livraison 2017 à 2019, de renvoyer des incitations à la réduction de la

consommation observée sur les plages horaires PP1 (près de 1 GW de réduction de consommation valorisée en baisse de la puissance de référence) et de renforcer les engagements des exploitants de capacité en terme d'amélioration de la disponibilité (jusqu'à 3 GW)[4]. Ces résultats illustrent que les caractéristiques retenues pour favoriser la valorisation des effacements implicites (limitation du nombre de plages horaires PP1 et identification de plages sur lesquelles les prix de l'énergie sont élevés) bénéficie à près d'1 GW d'effacement implicite et confortent le choix de disposer les jours de pointe du mécanisme de capacité lors des périodes de tension sur le système électrique afin d'améliorer l'exploitation du système électrique.

6.3 La définition et le placement des périodes de pointe permettent globalement de cibler les périodes les plus pertinentes

Les Règles du mécanisme de capacité prévoient aux articles A.1.1 et B.1.1 que les jours de pointe du mécanisme soient sélectionnés par RTE afin d'identifier :

- les jours de plus forte consommation du système électrique pour les jours PP1 et PP2 (10 à 15 jours par AL) ;
- les jours de tension sur le système pour les jours PP2-non PP1, lorsque le critère consommation susmentionné n'a pas permis de les identifier (0 à 15 jours par an[5]).

Pour les années de livraison 2017 à 2020, les jours PP1 représentent la majorité des tirages jours (les jours PP2/non-PP1 correspondent à un quart des jours PP2). Aussi, et dans la perspective de rendre compte des signaux représentatifs de l'offre et de la demande du mécanisme, les analyses développées dans le présent paragraphe se focalisent sur le tirage des jours PP1 (qui sont également des jours PP2)[6]. Le tirage de ces jours de pointe s'effectue sur critère consommation, conformément à la note publique accessible sur le Portail Service de RTE. Autrement dit, l'algorithme de tirage de ces jours de pointe vise, en univers incertain et sur la base des prévisions de consommation J-1, à identifier les jours de plus forte consommation d'une année de livraison. RTE note que, hors erreur de tirage du 20 décembre 2019, le fonctionnement de l'algorithme a bien permis de cibler les jours de plus forte prévision de consommation (cf figure 4). En particulier, sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019, plus des 80 % des jours PP1 sélectionnés par l'algorithme figurent parmi les 15 jours de plus forte consommation de ces années de livraison. Ce résultat est moins prégnant en AL 2020, au cours de laquelle seuls 50% des jours PP1 figurent parmi les jours de plus forte consommation[7].

[4] A noter que ces conclusions ne prennent pas en compte l'effet du prix de l'énergie sur l'incitation à la baisse de la consommation et à la maximisation de la disponibilité des moyens à la pointe ; or en situation proche de la défaillance, la rémunération sur les marchés de l'énergie peut être de nature à mobiliser tout ou partie de ces moyens qui engagent leur disponibilité à travers le mécanisme de capacité.

[5] Au total, le nombre de jours PP2 (jours PP1 et jours PP2/non-PP1) doit être inférieur à 25 par AL.

[6] Dans le cadre des analyses développées dans la présente partie 6.3, la journée du 20/12/2019 n'a pas été prise en compte car elle est le résultat d'une erreur de fonctionnement de l'algorithme comme précisé par RTE lors du GT Mécanisme de capacité du 29/01/2020. Si cette journée a été maintenue parmi les journées PP1 pour les calculs de l'obligation suite à la demande unanime des parties prenantes de la concertation, elle ne représente pas le fonctionnement usuel de l'algorithme. Le dysfonctionnement ayant abouti à cette erreur de tirage a depuis été corrigé par RTE.

[7] Ces résultats s'expliquent par un début d'année particulièrement doux et l'obligation de tirer au moins 10 jours PP1 par année de livraison, ayant conduit au vidage des stocks en fin d'année.

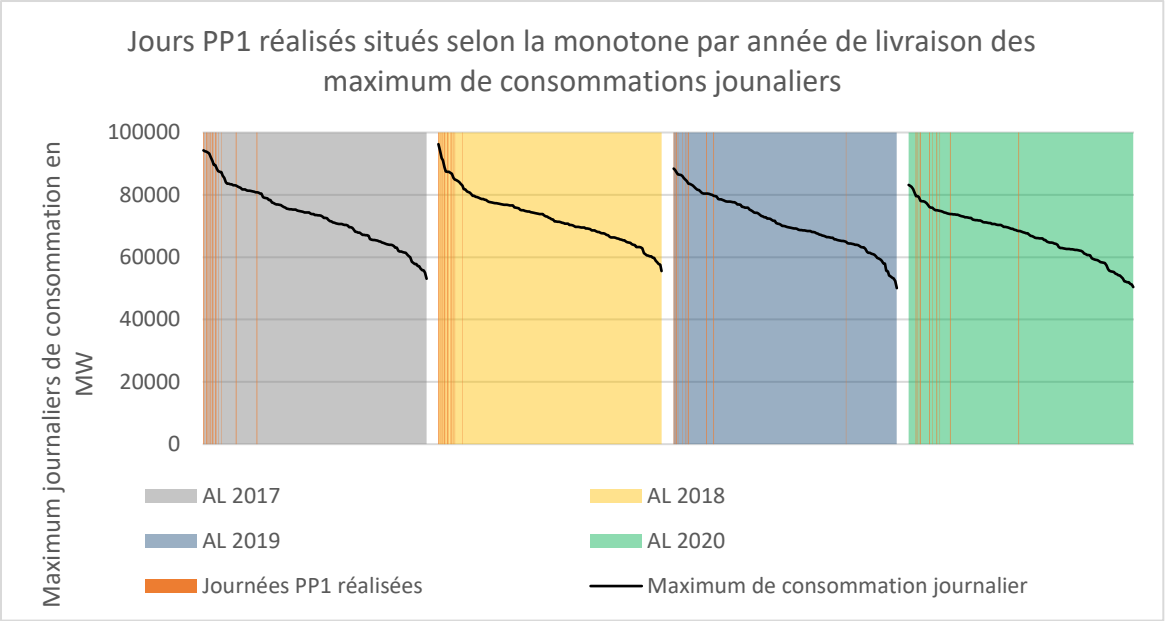


Figure 4 : Journées PP1 situées selon la monotone, par année de livraison, des maximums journaliers de consommation

Dans le présent paragraphe, il est proposé de comparer les tirages PP1/PP2 réalisés (sélection ex ante en univers incertain) à des placements alternatifs des périodes de pointe basés sur une vision « omnisciente » du déroulement de l'année de livraison (sélection ex post en univers certain). En particulier, 3 indicateurs sont étudiés dans le présent paragraphe afin de vérifier si les signaux du mécanisme de capacité ont été pertinent pour :

1. cibler les périodes de plus forte tension (critère consommation nette – paragraphe 6.3.1) ;
2. maximiser la valeur des effacements implicites sur les plages horaires PP1 (critère prix spot – paragraphe – 6.3.2) :
3. réduire la part de consommation extrapolée à température extrême (consommation non-observée), source d'imprécision dans le calcul de la puissance de référence (critère part extrapolée de la puissance de référence – paragraphe 6.3.3). Cette méthode, directement comparable à la méthode 1, permet d'évaluer comment un tirage sur critère consommation se situe dans l'atteinte des objectifs pré-établis, en le comparant à un placement optimal pour l'atteinte de ces objectifs.

Les périodes de pointe reflètent les périodes sur lesquelles la tension du système électrique est la plus élevée

Les jours PP1/PP2 du mécanisme de capacité ont permis d'identifier des jours sur lesquels la consommation résiduelle (demande France nettée de la production fatale éolienne et solaire) – qui constitue un indicateur de tension sur le système électrique – est relativement élevée. Un tirage qui viserait à identifier les plages sur lesquelles la consommation nette est la plus importante reflèterait un niveau de consommation nette de seulement 200 MW supérieur au niveau de consommation nette reflété par un tirage sur critère consommation (comparaison des tirages ex-post).

Ainsi, le critère de tirage consommation des périodes de pointes PP1 et PP2 a effectivement permis de cibler les jours de plus forte tension des années de livraison 2017 à 2019, mettant à profit les incitations détaillées au paragraphe 6.2, pour les jours sur lesquels le besoin pour le système est le plus important.

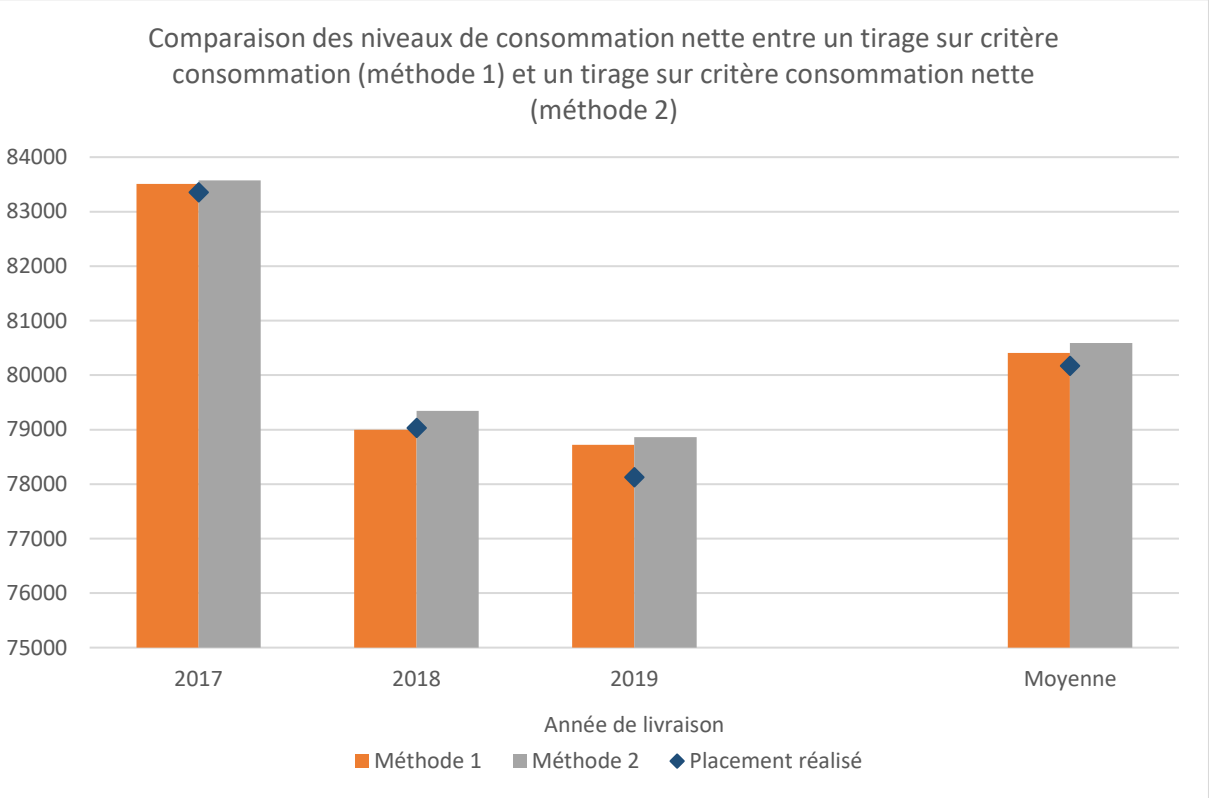


Figure 5 : Comparaison des niveaux moyens de consommation nette entre un tirage sur critère consommation (méthode 1) et un tirage sur critère consommation nette (méthode 2)

La sélection des périodes de pointe permet une valorisation importante des actions de maîtrise de la consommation à la pointe

Les niveaux de prix observés sur les marchés SPOT constituent également un indicateur à même de refléter la tension sur le système électrique. En outre, cibler les jours sur lesquels les prix spot sont élevés permet, toutes choses étant égales par ailleurs, de maximiser la valeur pour les effacements implicites, œuvrant ainsi au développement et/ou au maintien des actions de maitrise de la consommation. La convergence des incitations renvoyées par les marchés de l'énergie et de la capacité est en effet susceptible de mobiliser des gisements de maitrise de consommation dont le coût marginal d'activation est plus élevé.

Sur les années de livraison 2017 à 2019, les niveaux de prix spot J-1 observés sur les jours de plus forte consommation sont 13 % inférieurs à un tirage optimisant le niveau des prix spot. Cet écart peut par

ailleurs être très variable d'une année de livraison sur l'autre – l'année de livraison 2018 a elle été marquée par des écarts plus importants[8].

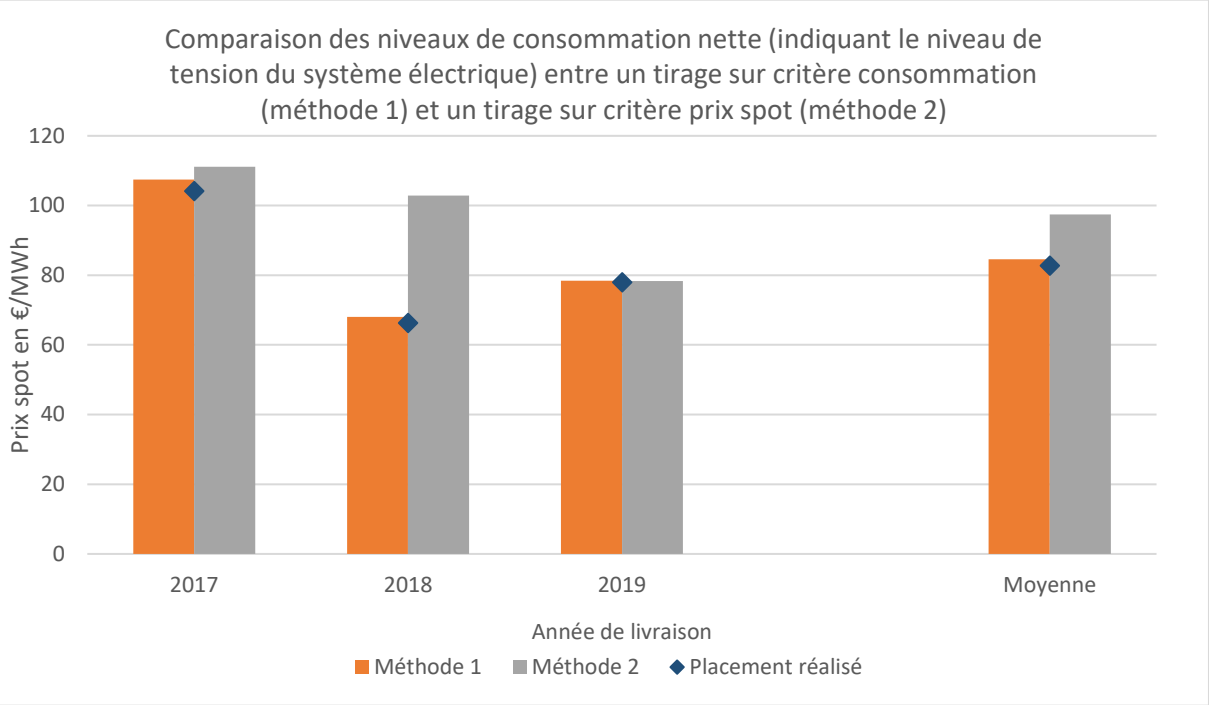


Figure 7 : Comparaison des niveaux moyen de prix spot le selon différentes méthode de tirage des jours de pointe

Afin d'évaluer la valorisation des effacements implicites (valorisation énergie et valorisation capacitaire), le niveau de prix de la capacité et le nombre de jours PP1 considérés sur une année de livraison est également impactant (voir figure 8). En particulier, l'année de livraison 2019 est caractérisée par une augmentation de la valorisation des effacements implicite, en raison du moindre nombre de jours PP1 tirés (à prix inchangé, + 20 % de valorisation capacitaire en AL 2019 par rapport à l'année de livraison 2017) et en raison de l'augmentation du prix de la capacité (à nombre de jours PP1 inchangé, + 70 % de valorisation capacitaire en AL 2019 par rapport à l'année de livraison 2017)

[8] Cet écart s'explique car l'année de livraison 2018 a été caractérisée, au cours des mois de novembre et mars, par des niveaux de prix spot élevés alors que les niveaux de consommation étaient relativement faibles.

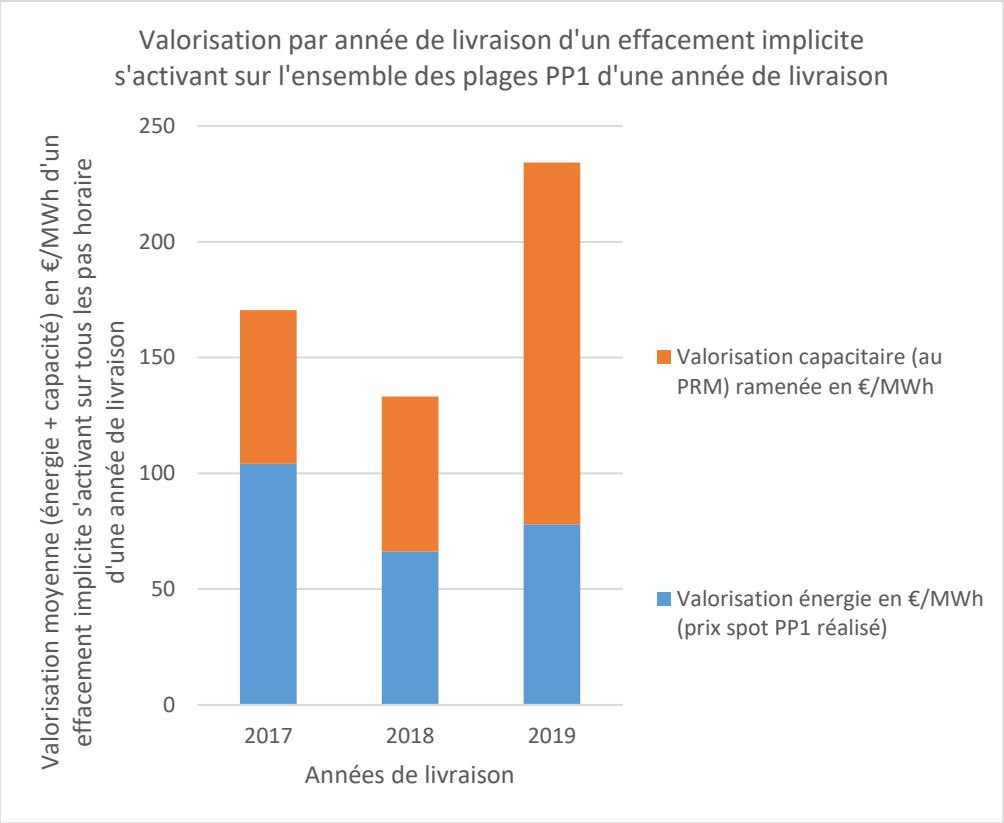


Figure 8 : Comparaison des niveaux moyen de prix spot le selon différentes méthodes de tirage des jours de pointe

In fine, les jours de pointe du mécanisme ont permis de cibler des jours sur lesquels les prix de l'énergie étaient élevés, ce qui conforte le constat du paragraphe 6.3.1 (les jours PP1 sont des jours tendus) et a permis une valorisation importante des effacements implicites. La valeur moyenne sur le marché des effacements implicites tirés sur PP1 représente plus de 90% de la valeur théorique optimale si les jours avaient été placés selon un critère « prix ». Cette valorisation des effacements implicite est susceptible de varier d'une année de livraison sur l'autre, en fonction des niveaux de prix énergie sur les pas horaires PP1 et capacitaire, mais également en fonction du nombre de jours PP1 tirés par année de livraison.

La sélection des périodes de pointe permet globalement de limiter les effets des éventuels biais liés à la correction climatique

La correction climatique permet d'intégrer dans le calcul de l'obligation une évaluation de la part thermosensible de la consommation, qui n'est pas nécessairement observée sur les plages horaires PP1, afin de rendre compte du niveau de consommation attendu à température extrême. Cette extrapolation à température extrême introduit des imprécisions dans la représentation de la consommation thermosensible (cf partie 8.3.1). Sélectionner les jours PP1 sur un critère de consommation observée (en opposition, par exemple, à un tirage visant à identifier les plages sur lesquelles l'obligation de capacité « journalière » serait maximale) participe à limiter le volume d'extrapolation opéré dans le cadre du calcul de l'obligation et ainsi à ce que les consommateurs

payent principalement leur niveau de consommation effectif. En effet, plus la consommation thermosensible est importante, plus l'extrapolation à température extrême représente un volume d'obligation limité. A titre d'exemple, l'extrapolation à température extrême représente environ 8 GW dans les calculs des puissances de référence des années de livraison 2017 et 2018.

Le critère de tirage des jours PP1 permet de limiter la part extrapolée de l'obligation de capacité à environ 11,5 % de l'obligation de capacité, un ordre de grandeur quasi-optimal au sens où un tirage omniscient visant à limiter cette part extrapolée de l'obligation de capacité la limiterait à 10,5 %.

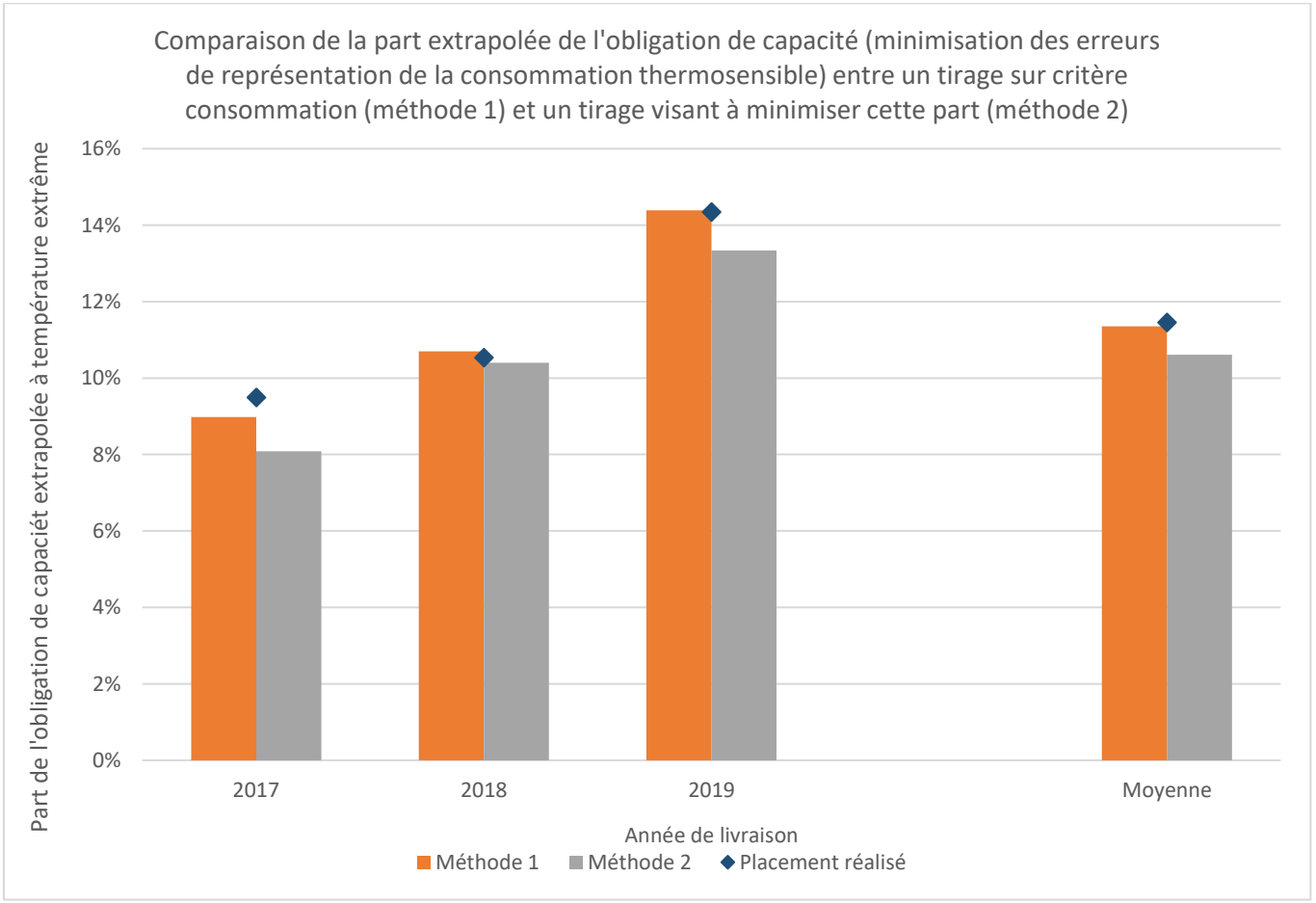


Figure 9 : Comparaison de la part de la puissance de référence extrapolée à température extrême selon différentes méthodes de tirage des jours de pointe

In fine, le critère de tirage des jours PP1/PP2 du mécanisme aura permis, sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019, de concilier plusieurs des objectifs identifiés dans le rapport accompagnant les Règles du mécanisme de capacité publié en 2014. En effet, un tirage sur critère consommation est de nature à (i) cibler les périodes de tension sur le système électrique (proche des tirages sur critère consommation nette et critère prix), (ii) apporter en moyenne des niveaux de rémunération importants pour les capacités d'effacement implicite et (iii) de limiter les effets de modèle dans le calcul de l'obligation de capacité.

6.4 La latitude importante sur le placement des périodes de pointe conduit cependant à une instabilité sur la puissance de référence et le niveau de certification effectif, qui est plus importante à la maille acteur qu'à la maille France

La pertinence du placement des jours de pointe, détaillée dans le paragraphe précédent, est également la conséquence de la latitude possible quant à leur placement sur la période de livraison (cf partie 6.5). En effet, très peu de contrainte s'y applique sur les jours ouvrés (exclusion des vacances de Noël, plage horaire préétablie, et au plus 25% des jours PP2 doivent être situés sur les mois de mars et novembre[9]. Cependant, le libre placement des jours de pointe sur toute la période de livraison implique une volatilité importante quant à leur placement d'une année de livraison sur l'autre[10].

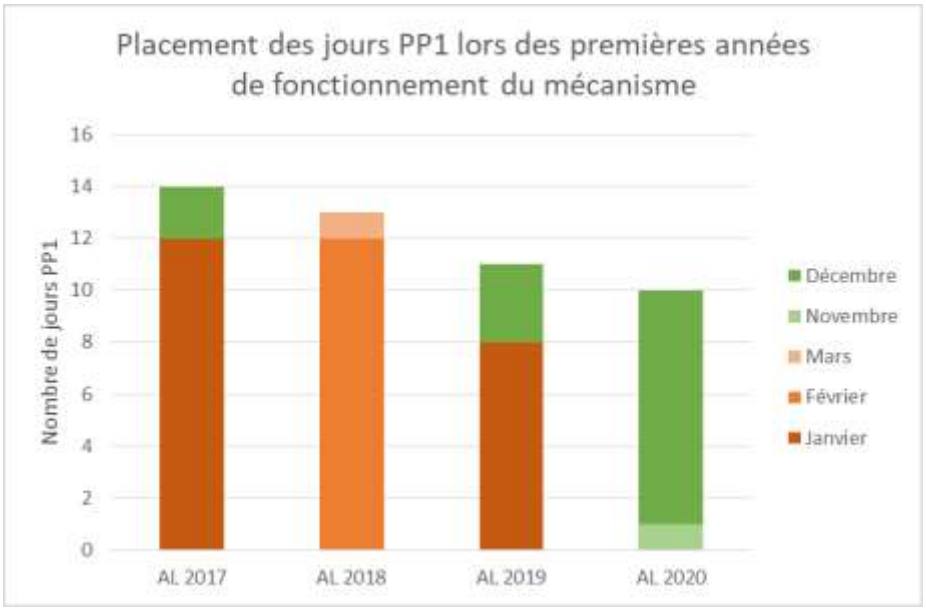


Figure 10 : Placement par mois des jours de pointe du mécanisme de capacité

Cette variabilité dans le placement des jours de pointe introduit des incertitudes pour les calculs de puissance de référence et de niveau de capacité effectif, à la maille des acteurs de marché et pour le calcul des valeurs consolidées France.

[9] La période de livraison et la contrainte sur les mois de mars et novembre n'ont pas impacté les tirages pour les années de livraison 2017 à 2019. L'impact des plages horaires préétablies apparait relativement faible sur l'ensemble des indicateurs étudiés, notamment en regard de la visibilité que cette contrainte apporte à l'ensemble des acteurs de marché.

[10] En AL 2020, tous les jours de pointe ont été tirés sur les mois de novembre et décembre 2020, alors que les jours de pointe étaient concentrés sur le début d'année lors des exercices précédents.

Des incertitudes impactant les niveaux d'obligation de capacité qui s'expliquent principalement par des évolutions de portefeuille entre acteurs obligés

Le placement des jours de pointe PP1 génère un écart type sur le niveau de puissance de référence à la maille de la France

RTE publie à un rythme annuel des prévisions d'obligation au niveau France pour les années de livraison à venir, afin de donner aux acteurs du marché de capacité de la visibilité sur le niveau possible de demande en garanties de capacité. Les prévisions de RTE sont construites à partir des différentes trajectoires de consommation (généralement au nombre de quatre) envisagées dans le Bilan Prévisionnel. Ces trajectoires de consommation reflètent les évolutions structurelles de la consommation sur une dynamique de long-terme. Il s'agit par exemple de transferts d'usage vers l'électricité (augmentation d'une variable extensive de consommation) ou bien d'un gain d'efficacité énergétique (diminution d'une variable intensive de consommation). Généralement, les différentes prévisions d'obligation évoluent selon un cône d'incertitude croissant : de l'ordre de 1 GW pour les années de livraison les plus proches, jusqu'à plusieurs GW pour les années de livraison les plus éloignées.

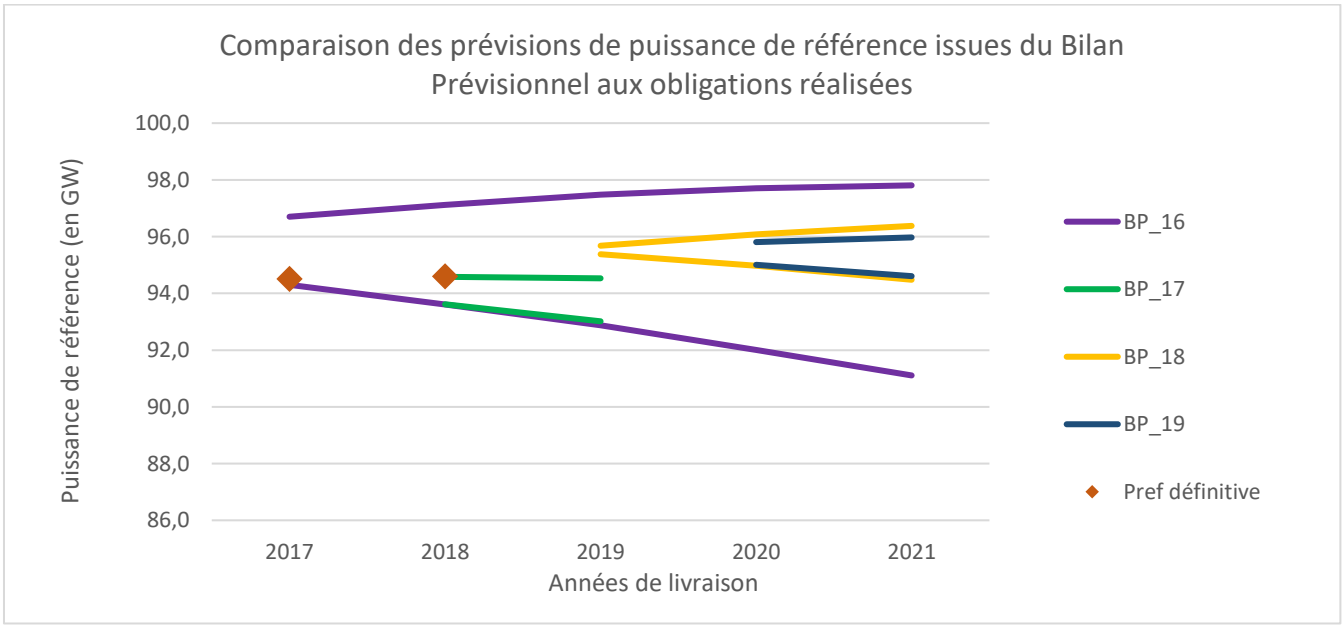


Figure 11 : Cônes d'incertitude des prévisions de puissance de référence publiées issus des analyses du Bilan Prévisionnel

Compte tenu de sa thermosensibilité, la consommation d'électricité française évolue également sous l'effet d'aléas de court terme comme la température. Pour représenter cet effet, chaque trajectoire de consommation est étudiée selon 200 scénarios climatiques différents ; la prévision d'obligation

publiée par RTE représente une espérance d'obligation sur ces différentes chroniques de consommation.

Conformément aux publications des Bilans Prévisionnels 2015 et 2016, une dispersion de l'ordre de 900 MW est constatée autour des valeurs moyennes de prévision de puissance de référence (soit moins de 1 % de l'obligation France), malgré l'ensemble des dispositions prises dans la construction du gradient (calcul hors vacances de Noël et jours fériés) et la sélection des jours PP1 (exclusion des week-ends, jours fériés et vacances de Noël).

Cette variabilité résiduelle du niveau d'obligation en fonction du scénario climatique s'explique :

- Pour moitié par la méthode de calcul du gradient dans le mécanisme de capacité, qui repose sur des données effectives et par acteur et peut être calculé avec des données accessibles à tous (pour éviter l'effet boîte noire) mais qui en contrepartie induit une variabilité ;
- Pour moitié par le fait de calculer l'obligation sur un nombre limité d'heures de l'hiver par opposition à une approche qui consisterait à calculer la puissance de référence sur l'ensemble des heures de la période de livraison. En effet, en faisant reposer le calcul de l'obligation de capacité sur des signaux, la structure de consommation des jours PP1 est susceptible de différer d'une année de livraison à l'autre. En particulier, la consommation non-thermosensible évolue sensiblement entre le début et la fin de l'hiver compte tenu de l'augmentation de l'utilisation de l'éclairage lorsque les jours raccourcissent[11]. A noter qu'une approche consistant à calculer l'obligation de capacité sur des jours sur lesquelles les températures sont moins élevées participerait par ailleurs à augmenter l'impact de la variabilité du gradient sur la puissance de référence.

Par ailleurs, RTE constate que le libre placement des jours PP1 en cours d'année de livraison, afin de cibler les jours de plus forte consommation, n'a que peu d'impact sur la variabilité de la puissance de référence France. Une répartition plus équilibrée des jours PP1 en cours d'année de livraison ne contribuerait que très légèrement à la stabilisation du niveau d'obligation (diminution de la variabilité inférieure à 100 MW dans l'ensemble des scénarios). En effet, éviter une forte concentration des jours PP1 sur une période ciblée de l'année de livraison contribue à ce que la structure de consommation reflétée par les jours de pointe soit davantage représentative de l'ensemble de l'hiver.

[11] Voir section 4.2.3.3 du Rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE, 2014

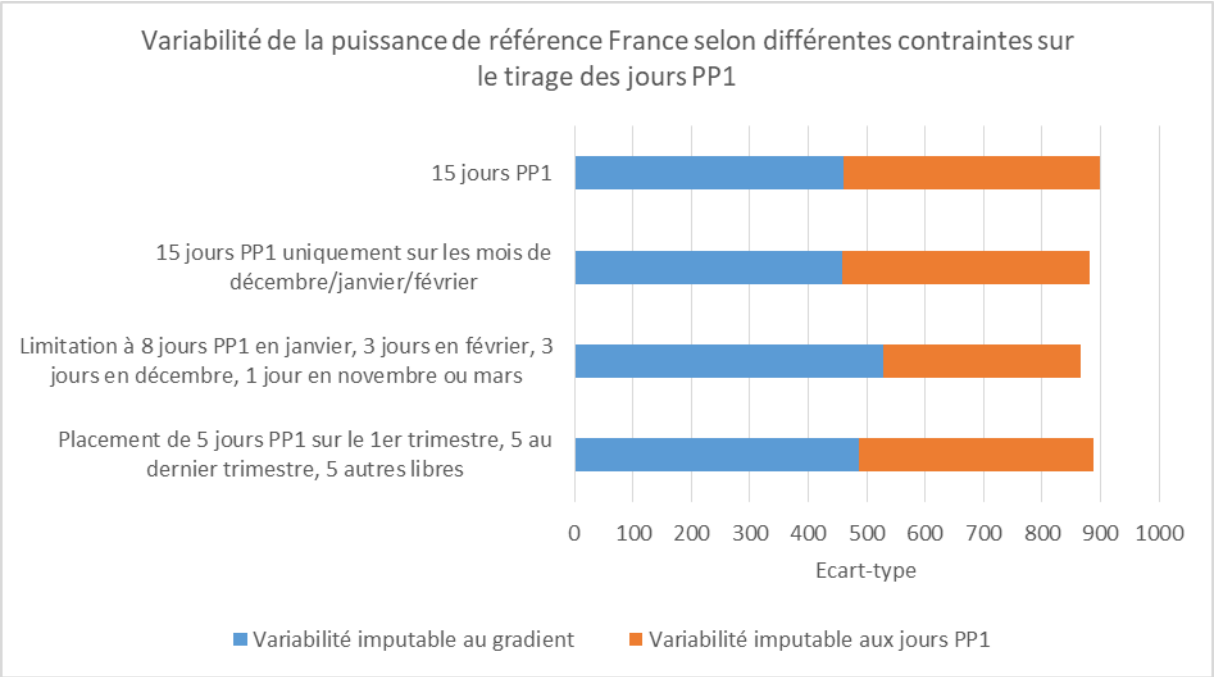


Figure 12 : Impact d'une meilleure répartition des jours de pointe sur l'écart type de la puissance de référence France

Les variations des portefeuilles des acteurs obligés introduisent des incertitudes supplémentaires quant à leur niveau d'obligation, en fonction de la partie de l'année sur laquelle sont tirés les jours de pointe PP1

Dans un contexte de concurrence accrue sur les marchés de détail, RTE note que – indépendamment de la variation de la puissance de référence France – la répartition de la puissance de référence entre acteur obligé est sujet à des variations importantes entre les exercices. En particulier, RTE évalue ces transferts de périmètre à hauteur de 5 GW (augmentations d'obligation de capacité compensées par des diminutions d'obligation de capacité) entre les AL 2017 et AL 2018, et entre les AL 2018 et 2019. Ces transferts de périmètre sont principalement la conséquence des changements de fournisseur opérés par les consommateurs, lesquels peuvent avoir lieu au fil de l'eau (bas de portefeuille) ou annuellement avec signature de contrats au 1er janvier (haut de portefeuille).

S'agissant des variations de puissance de référence qui sont le résultat de changements de périmètre en cours d'année de livraison, la libre répartition des jours PP1 au cours de l'année de livraison constitue une incertitude lorsque les acteurs obligés estiment leur puissance de référence. En particulier, le fonctionnement du mécanisme en année civile allonge la durée de période sur laquelle les niveaux de consommation sont mesurés (la période de livraison en « année civile » s'étend sur 7 mois de plus qu'une année de livraison en année à cheval) et augmente ainsi l'incertitude liée à la contractualisation de clients « au fil de l'eau ». Ce choix a notamment été justifié afin que les fournisseurs disposent, en amont de l'année de livraison, d'un niveau de visibilité sur les clients qu'ils contractualisent annuellement au 1er janvier.

A ce titre, le rapport publié par RTE en 2014 et accompagnant les Règles du mécanisme de capacité indiquait que le placement des jours PP1 induit, à la maille acteur obligé, une variabilité relative plus

importante que la variabilité constatée sur la Pref France[12]. L'incertitude en écart type à laquelle les acteurs obligés sont exposés sur leur niveau puissance de référence était alors évaluée entre 1 et 2,5 % de la puissance de référence pour les principaux fournisseurs – il s'agit d'une évaluation basse de cet écart type car ces calculs ne prenaient pas en compte les effets de variabilité du gradient et car la concurrence sur les marchés de détail s'est accrue depuis 2014. Une répartition plus équilibrée du placement des jours PP1 en cours d'année de livraison est susceptible de réduire cette incertitude en écart type dans des proportions qui n'ont pas été chiffrées à ce stade. En effet, si l'on considère que les changements de fournisseur « au fil de l'eau » sont constants dans le temps (ou a minima anticipables), plus le jour PP1 « moyen » est susceptible d'évoluer d'une année sur l'autre, plus la variabilité portée par les acteurs obligés est importante[13].

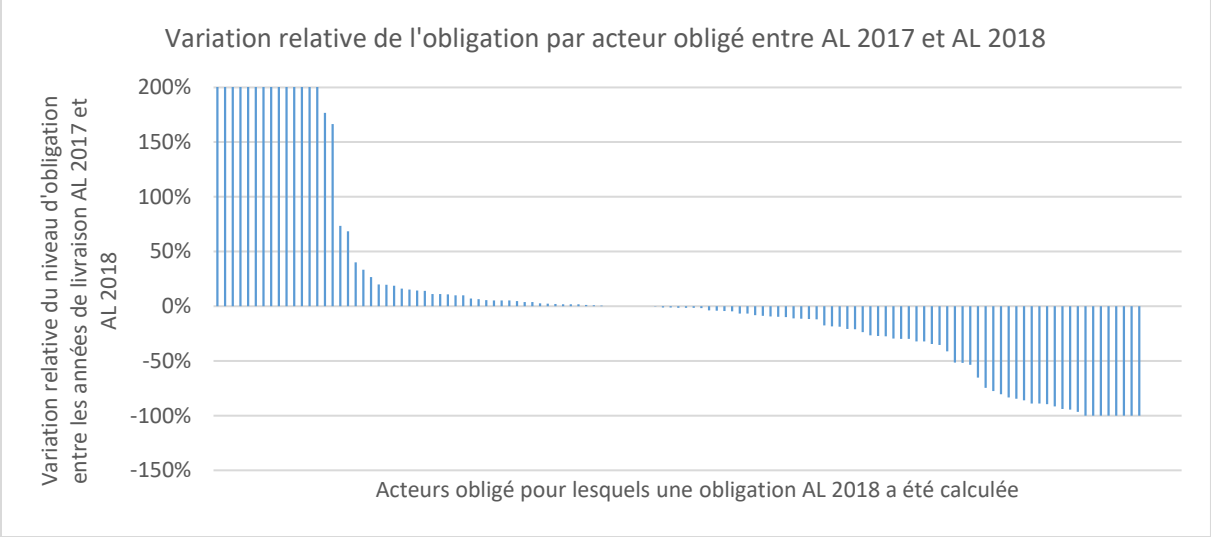


Figure 13: Variabilité relative des puissances de référence des acteurs obligés entre les AL 2017 et AL 2018

Le placement des jours PP2 génère des incertitudes sur le niveau de NCE France et soulève des enjeux d'évaluation du NCC pour les exploitants de capacité disponibles sur une partie de l'année de livraison

Le niveau de NCE France pourrait varier significativement en fonction du placement des jours PP2, mais le phénomène reste limité en raison de la contrainte de placement appliquée sur les mois de novembre et mars

Les premiers exercices de fonctionnement du mécanisme de capacité ont permis de constater que le niveau mesuré de la disponibilité (NCE) varie fortement sur les jours PP2 réalisés. En particulier, le

[12] En particulier car l'effet du placement des jours PP1 sur les transferts de portefeuille s'ajoute aux effets structurels s'appliquant à la puissance de référence France.

[13] Le jour PP1 moyen le 05/03/2017 pour l'AL 2017, le 15/02/2018 pour l'AL 2018 et le 20/04/2019 pour l'AL 2019. A noter que la pondération « moyenne » issue des coefficients de probabilité de répartition des jours de pointe, établis à l'article B.2.5.1 des Règles du mécanisme de capacité, établit la pondération au 11/04/AL.

niveau de disponibilité France mesuré sur les journées PP2 situés entre début mars et début décembre est en moyenne 10 GW inférieurs au niveau de disponibilité mesuré sur les journées PP2 localisées sur le reste de la période de livraison[14]. En prenant l'hypothèse simplifiée, qu'indépendamment du placement des jours PP2 (avec les contraintes existantes de placement) du mécanisme, le NCE journalier France est de début mars à début décembre AL exactement 10 GW inférieur au NCE journalier France sur le reste de la période, il est possible d'évaluer à 1,4 GW l'ordre de grandeur de l'écart type du NCE France lié au libre placement des jours PP2.

Or comme les jours PP2 localisés sur les mois de novembre et mars participent à largement réduire le niveau de capacité effectif France, cette volatilité est limitée par la contrainte sur les tirages qui impose qu'au moins 75% des jours PP2 soient placés sur les mois de décembre, janvier ou février. S'il était décidé de lever cette contrainte sur le placement des jours PP2, la même hypothèse simplifiée d'un NCE journalier France, qui est du 1er mars AL au 10 décembre AL exactement 10 GW inférieur au NCE journalier France sur le reste de la période, permet d'évaluer à 1,8 GW l'ordre de grandeur de l'écart type du NCE France lié au libre placement des jours PP2 sans contrainte mensuelle de placement.

Les évolutions du NCE d'un exercice sur l'autre pour les acteurs sont inférieurs à 1,5 GW et les acteurs rencontrent des difficultés pour estimer leur NCE

De façon analogue aux analyses menées sur la puissance de référence des acteurs obligés, la comparaison des NCE des RPC entre les années de livraison 2017 et 2018 permet d'évaluer l'ampleur des variations des NCE d'un exercice à l'autre à hauteur de 1,3 GW. Contrairement à la puissance de référence, cette variabilité ne semble pas être le résultat de transferts de portefeuille mais plutôt la conséquence d'indisponibilités sur tout ou partie d'un hiver, impactant plus ou moins la disponibilité des acteurs sur un exercice.

Il n'en reste pas moins, qu'à la maille d'un exploitant de capacité, le libre placement des jours PP2 au cours d'une année de livraison génère des incertitudes importantes pour estimer son Niveau de Capacité Certifié en amont d'une année de livraison. En particulier, un acteur étant indisponible sur une partie de l'année (de janvier à mars ou de novembre à décembre) pourra valoriser entre 0 et 100% de sa disponibilité sur la fin d'année, en fonction du placement des jours PP2. A titre d'exemple, l'écart type lié au placement des jours PP2 est évalué à 25% du NCE pour une capacité qui ne serait disponible que sur le 1er trimestre, et à plus de 100 % du NCE pour une capacité disponible uniquement sur le dernier trimestre de l'année.

Ces incertitudes sont d'ailleurs de nature à ce que la stratégie consistant à faire certifier son niveau de disponibilité le plus probable (en prenant en compte les probabilités de tirage des jours PP2, puis en cours d'année au fur et à mesure des tirages) n'est pas nécessairement la stratégie optimale, en raison de l'existence de frais de rééquilibrage visant à limiter les variations sur Niveau de Capacité Certifié (cf. paragraphe 8.2).

[14] Analyse menée sur les années de livraison 2017 et 2019.

6.5 Une meilleure répartition des périodes de pointe dans l'année permet de limiter fortement l'incertitude sur les niveaux d'obligation et de certification effectif pour les acteurs mais réduit la pertinence du placement pour le système électrique

Sans préjuger de la pertinence de solutions alternatives, les conclusions du paragraphe 6.4 attestent qu'une meilleure répartition des jours de pointe en cours d'année de livraison est de nature à :

- **réduire la volatilité sur les niveaux d'obligation à la maille acteurs obligés :** comme précisé dans la partie précédente, une partie des 5 GW d'effet de transfert affectant le niveau d'obligation des acteurs obligés est la conséquence de contractualisation en cours d'année. A ce titre, toute règle qui concourt à mieux répartir des jours de pointe PP1 en cours d'année (stabilisation du jour PP1 « moyen ») est de nature à réduire les incertitudes portés par les acteurs obligés à la maille portefeuille. En outre, de telles règles n'affecteraient que très peu l'écart type constaté sur la puissance de référence France (réduction de l'écart type sur la puissance de référence France < 100 MW sur 900 MW constatés) ;

- **réduire fortement la volatilité du NCE France et faciliter les estimations de disponibilité pour les acteurs qui ne sont disponibles que sur une partie de l'année de livraison:** la contrainte existante limitant la part des jours PP2 localisés sur les mois de novembre et mars participe d'ores et déjà à la réduction de l'écart type sur le NCE France. Donner plus de visibilité sur le placement des jours de pointe sur ces 2 mois est de nature à réduire davantage encore l'écart type constaté sur le NCE France. Par ailleurs, les incertitudes portées par les acteurs qui ne sont disponibles que sur le début ou la fin de l'année sont très importantes (écart type > 20 % de NCE pour une capacité disponible sur une partie de l'année seulement). Une meilleure répartition des jours de pointe entre le 1er trimestre de l'année de livraison (1er janvier AL – 31 mars AL) et le dernier trimestre de l'année de livraison (1er novembre AL – 31 décembre AL) viendrait principalement solutionner l'enjeu d'anticipation de la disponibilité des exploitants de capacité et n'aurait a priori que peu d'impact sur la variabilité du niveau de NCE France.

Une répartition plus équilibrée des tirages en cours d'année de livraison contribue néanmoins à dégrader leur placement vis-à-vis des mêmes indicateurs développés dans le paragraphe 6.3 (critère tension, critère valorisation des effacements implicites, critère part extrapolée de la puissance de référence). En particulier, la comparaison de la méthode 1 de tirage décrite au paragraphe 6.3 (tirage ex-post sur critère consommation) avec une méthode alternative (méthode 1 bis) consistant à sélectionner sur critère consommation un nombre fixe de jours PP1 par mois[15] (tirage mensuel ex post sur critère consommation), aurait en AL 2017 dégradé le niveau de consommation nette observé sur les jours de pointe, ainsi que contribué à davantage extrapoler la puissance de référence à température extrême[16].

[15] Sur la base des coefficients inscrits à l'article B.2.5 des règles du mécanisme de capacité, le nombre de jours PP1 et PP2 retenus par AL est de 8 en janvier, 3 en févier et 3 en décembre.
[16] Cette dégradation a été évaluée en appliquant une formule d'écart relatif.

Toute évolution de l'algorithme de tirage vers une meilleure répartition des jours de pointe est également susceptible de dégrader la qualité des tirages en univers incertain (en comparaison avec une approche ex-post) ; cet effet n'est pas chiffré dans le présent rapport.

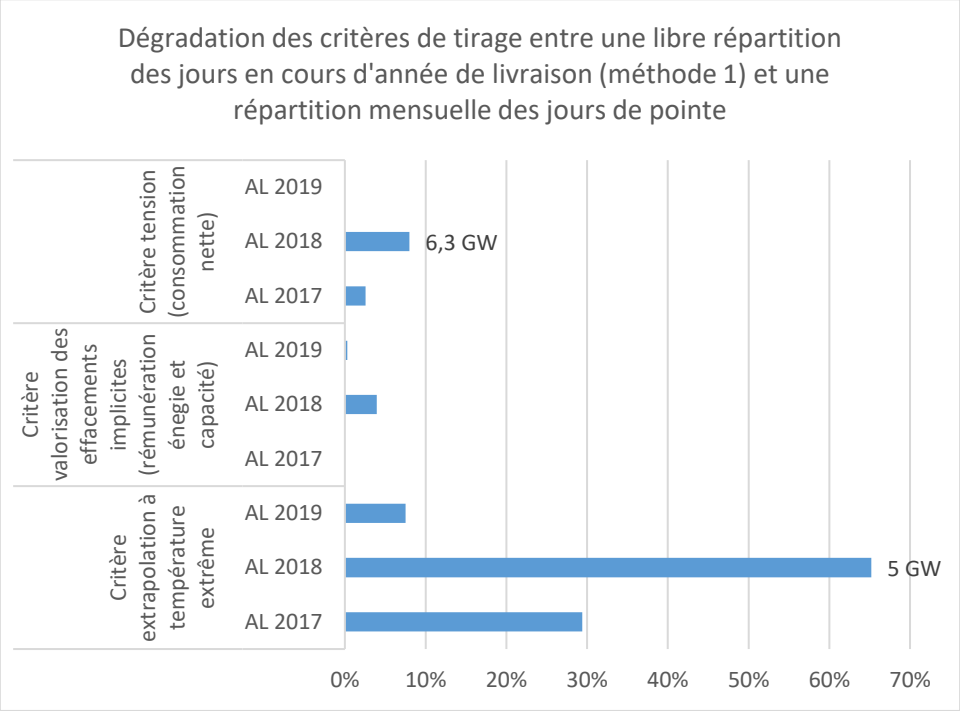


Figure 14: Dégradation des critères d'évaluation des jours de pointe induite par des contraintes mensuelles de placement des jours de pointe

Pour les trois années de livraison étudiées (AL 2017 à AL 2019), le critère le plus dégradé est celui de l'extrapolation à température extrême, signifiant que le niveau de consommation thermosensible observé sur les jours PP1 serait sensiblement réduit si le choix était fait de mieux répartir les jours de pointe dans l'année. La comparaison des tirages ex-post fait apparaitre qu'une répartition plus équilibrée des jours de pointe en cours d'année induirait une moindre dégradation des critères tension et valorisation des effacements définis au 6.3[17].

6.6 L'équivalence entre effacement implicite et effacement explicite n'a pas été atteinte malgré l'existence de jours PP2 non-PP1 et l'augmentation du coefficient de sécurité

Le mécanisme de capacité prévoit des signaux pour les acteurs obligés (PP1) et pour les exploitants de capacité (PP2) ; les jours PP1 étant également des jours PP2[18]. Cette différenciation introduit de la complexité dans le fonctionnement actuel du mécanisme (i.e. périodes de contrôles distinctes, contraintes sur le placement des jours PP2 s'appliquant indirectement sur les jours PP1, heure de notification distincte entre les jours PP1 et les jours PP2 non-PP1) a été justifiée, lors de la mise en

[17] A noter que la dégradation du critère tension aurait été importante en AL 2018 malgré le faible pourcentage ; de l'ordre de plus 5 GW de consommation nette en moins par rapport à un tirage omniscient avec contrainte annuelle.

[18] Les jours PP1 représentent d'ailleurs près de 75% des jours PP2.

place du mécanisme de capacité, afin d'assurer une équivalence entre les effacements implicites et explicites et ainsi permettre d'inciter au développement de ces deux modalités de valorisation de l'effacement

L'augmentation du coefficient de sécurité à partir de l'année de livraison 2019 a permis d'accroitre la valorisation des effacements implicites, à un niveau très proche de celui de la valorisation des effacements explicites. Etant donné que le nombre de jours PP1 et le nombre de jours PP2 par année de livraison (respectivement de 10 à 15 jours et de 10 à 25 jours), inscrit dans les règles initiales du mécanisme de capacité, s'expliquaient notamment dans la perspective d'assurer une rémunération à hauteur de la contribution à la réduction du risque de défaillance, l'augmentation du coefficient de sécurité a accru la valorisation des effacements implicites sans que les règles ne prévoient par ailleurs une augmentation concomitante de leur contribution à la réduction du risque de défaillance.

explicites sans que cela ne contribue et dans un contexte où les parties prenantes appellent à réduire la complexité du mécanisme de capacité à laquelle contribue la coexistence des jours PP1 et PP2, il pourrait être opportun de ré-instruire les conséquences l'un alignement des jours de pointe PP1 et PP2.

Par ailleurs, dans le rapport de 2014 accompagnant les premières règles du mécanisme de capacité, il était également précisé que l'existence de jours PP2 non-PP1 était de nature à équilibrer les incitations entre effacements implicites et effacements explicites car la notion d'activation est plus exigeante que celle de disponibilité. Disposer de journées PP2 non-PP1 supplémentaires était supposé accroitre la durée d'activation des effacements explicites pour qu'elle puisse tendre vers la durée d'activation des effacements implicites[19].

En pratique, le constat d'une équivalence entre les effacements implicites et explicites n'est pas vérifié :

1. Comme précisé à l'article 5.3.3 du présent rapport, les effacements implicites ne semblent avoir crû que dans de très faibles proportions avec la mise en place du mécanisme de capacité, et la flexibilisation de la demande a plutôt été enclenchée par le biais de la filière d'effacement explicite dont une partie de la viabilité économique est assurée par le mécanisme de capacité (voir chapitre 1) ;
2. Les activations effectives des effacements représentent moins de 5 % de la disponibilité valorisée pour la filière des effacements valorisés explicitement, à mettre au regard de la nécessité d'activer sa capacité sur l'ensemble des plages horaires pour valoriser un effacement implicitement. Ainsi, l'existence de jours PP2 non-PP1 (représente en moyenne ¼ des jours PP2) ne permet pas de créer d'équivalence en termes d'activation effective. Par ailleurs, tirer plus de jours de pointe PP2 non-PP1 ne se traduirait pas nécessairement par une augmentation des activations des effacements explicites qui s'activent uniquement dès que les prix de l'énergie excèdent leur coût marginal d'activation. Or plus le nombre de jour de pointe est important, plus le prix énergie sur les plages horaires PP2 est faible.

[19] Considérant (117) de la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016.