8 Chapitre 8 - Le mécanisme est complexe, conjuguant (i) une volonté de précision et d'incitations pertinentes, (ii) la prise en compte de spécificités propres aux acteurs et aux filières et (iii) intégrant des dispositifs de prévention des manipulations de marché

L'ensemble des parties prenantes s'accorde pour qualifier le mécanisme de capacité français de complexe. Une partie de cette complexité s'explique par le fait que le mécanisme de capacité traite de quantités qui ne sont pas mesurables physiquement, et donc plus abstraites – contrairement aux marchés de l'énergie – : la contribution au risque de défaillance et la disponibilité à même de réduire le risque de défaillance. L'appréhension des notions d'obligation et de disponibilité, avec tous les paramètres que ces calculs comprennent, nécessite donc un temps de montée en compétence conséquent, que pointent du doigt les plus petits acteurs disposant de ressources limitées à dédier à la gestion de ce mécanisme.

Cette complexité est également le fruit du processus de la concertation, du processus d'approbation institutionnelle[1] qui ont conduit à des orientations guidées par les finalités suivantes :

1. La volonté (i) d'un dispositif permettant de refléter de façon précise pour chaque acteur obligé sa contribution réelle au risque de défaillance et pour chaque exploitant de capacité sa contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement et (ii) de véhiculer des incitations pertinentes aux acteurs de marché (e.g. prise en compte de la disponibilité constatée et non normative, prise en compte de la thermosensibilité dans le calcul de l'obligation et de la certification de certains effacements, prise en compte des contraintes de stock) ;
2. La prise en compte de spécificités propres à certains acteurs et certaines filières (e.g. prise en compte de la disponibilité de capacités n'offrant pas leur disponibilité sur le MA, temporalité de certification spécifique pour les capacités d'effacement, prise en compte de la thermosensibilité pour les capacités d'effacement diffus etc.) ;
3. L'introduction de dispositifs de prévention de l'exercice de pouvoir de marché (e.g. tunnel de certification, frais de rééquilibrage).

Le présent chapitre s'attache à identifier les dispositifs constitutifs du mécanisme en vigueur et perçus comme complexe afin d'interroger leur pertinence, en évaluant leur valeur ajoutée sur la base des premières années de fonctionnement du mécanisme.

8.1 Les analyses du REX ont permis d'identifier certaines dispositions complexes du la complexité du mécanisme

Afin d'étayer, sur la base d'éléments factuels, la perception de complexité exprimée par les parties prenantes, il a été procédé à un recoupement des données opérationnelles à disposition de RTE, mais également des données issues des contributions partagées par l'Association des Distributeurs

[1] En particulier, la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, approuvant le mécanisme de capacité français comme dispositif d'aide d'état pour 10 ans, a introduit des dispositions structurelles liées notamment aux enjeux de concurrence applicables dès AL 2017.

l'Electricité en France (ADEEF) dans le cadre de la concertation[2], et des retours d'acteurs (questionnaire de cadrage et remontée de données dans le cadre des coûts de mise en œuvre). L'analyse de ces données permet d'identifier les principaux catalyseurs de complexité du mécanisme de capacité.

Cette partie est structurée en deux temps afin de parcourir, dans un premier temps, les enjeux de complexité reflétés par les sollicitations traitées par RTE (en lien avec les acteurs de marché et avec les GRD), puis d'illustrer comment le cadre en vigueur du mécanisme se traduit en terme de mobilisation des ressources chez les acteurs de marché.

8.1.1 Les sollicitations reçues par RTE font état d'un besoin d'accompagnement prégnant, notamment sur les obligations contractuelles liées à la certification, et d'une charge importante liée aux processus prévus en collaboration avec les GRD

L'analyse des sollicitations reçues par RTE via la boite mail dédiée au fonctionnement opérationnel du mécanisme de capacité permet d'identifier les principaux interlocuteurs des équipes opérationnelles RTE et d'identifier les principales préoccupations de ces parties prenantes. Trois constats majeurs ont pu être tirés de cette analyse :

1. **Le nombre de sollicitations est important** (> 1500 / an depuis le lancement du mécanisme)**, synonyme du besoin accru d'accompagnement des acteurs participant au mécanisme de capacité.** Pour l'année de livraison 2017, le nombre de sollicitations s'est considérablement accru lors du T1 2020, reflétant les forts enjeux, pour les acteurs de marché, du premier débouclage d'un exercice, ayant lieu 3 ans après l'année de livraison concernée. Un pic de sollicitation est également observé au T4 AL-1 lequel représente les sollicitations liées à la certification des capacités d'effacement[3], qui sont par nature plus chronophages que les certifications des capacités de production (nombre de sites plus important, collecte des mandats par site, 50 % des EDC effacement sont connectés à plusieurs gestionnaires de réseaux etc …). De manière générale, les enjeux liés à une année de livraison font l'objet d'échange avec les acteurs de marché sur 5 à 6 ans (jusqu'à 8 ans en régime nominal) ;

[2] Présentation ADEEF lors du GT REX MECAPA du 8 juillet 2020.
[3] Conformément à l'article 7.4.2.2 des règles du mécanisme de capacité, la date limite de certification des capacités d'effacement est fixée au 31 octobre AL – 1.



Figure 1 – Temporalité des sollicitations traitées par RTE pour l'année de livraison 2017

2. **le tri de sollicitations en fonction de leur objet permet de mettre en lumière que la certification (contractualisation) et les obligations règlementaires liées à ce processus (e.g. collecte, rééquilibrages) représentent la majeure partie de la volumétrie des sollicitations traitées par RTE** (près de 70 % du volume de sollicitations). Ce constat est d'ailleurs cohérent avec la manière dont les opérateurs du mécanisme de capacité ont structuré leurs ressources (les équipes dédiées à la gestion du mécanisme de capacité de RTE et des GRDs consacrent plus de 70% de leur temps à la certification et aux obligations contractuelles associées). Enfin, cette concentration des sollicitations côté exploitants de capacité est cohérente avec le nombre croissant de sollicitations qui s'explique en partie par le nombre d'Entités de Certification (EDC) en augmentation[4].

[4] Le nombre d'EDC est croissant depuis le lancement du mécanisme (649 en AL 2017, 741 en AL 2018, 900 en AL 2019, 1082 en AL 2020), ce qui s'explique principalement par le déploiement des énergies renouvelables (forte croissance du nombre d'EDC certifiées selon la méthode normative).

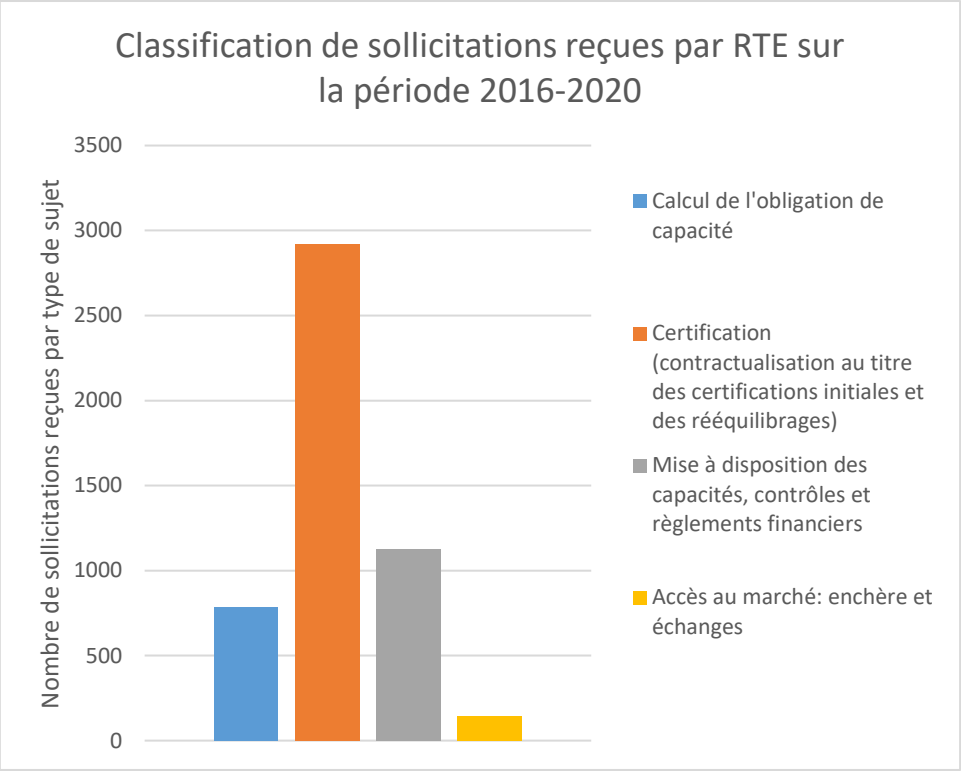


Figure 2 – Classification des sollicitations reçues par RTE

3. sur l'ensemble des sollicitations reçues, 43 % proviennent de GRD. **Ces échanges sont le reflet d'un besoin de coordination significatif entre RTE et l'ensemble des GRD, qui n'est pas visible des acteurs de marché, pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme.** En effet :
    - dans le cadre du processus de certification, RTE est responsable de la signature des contrats de certification conformément à l'article L 321-16 du code de l'énergie et de l'attribution des dérogations au tunnel de certification. Par ailleurs, pour les sites raccordés à leurs périmètres, seuls les GRD disposent des données permettant de procéder aux contrôles prévus dans le cadre du processus de certification. Pour respecter ces enjeux de gouvernance, un cadre de coordination est prévu par les règles du mécanisme de capacité et est complété par les conventions RTE-GRD, afin que les opérateurs du mécanisme échangent les données permettant d'aboutir à la certification des exploitants de capacités connectés à un ou plusieurs GRD ;
    - Le calcul de l'obligation et du NCE nécessitent également des remontées de données de la part des GRD. A titre indicatif, l'ensemble des GRD[5] doivent à ce jour procéder à l'envoi de gradients et de puissance de référence pour le calcul de l'obligation estimée puis définitive, ainsi que de courbes de charges sur les plages horaires PP2 pour le calcul du NCE. Ces processus d'échanges de données s'opèrent sur 3 à 6 mois pour chacun des calculs aboutissant aux niveaux de NCE et d'obligation, estimés et définitifs.

[5] 123 en 2019.

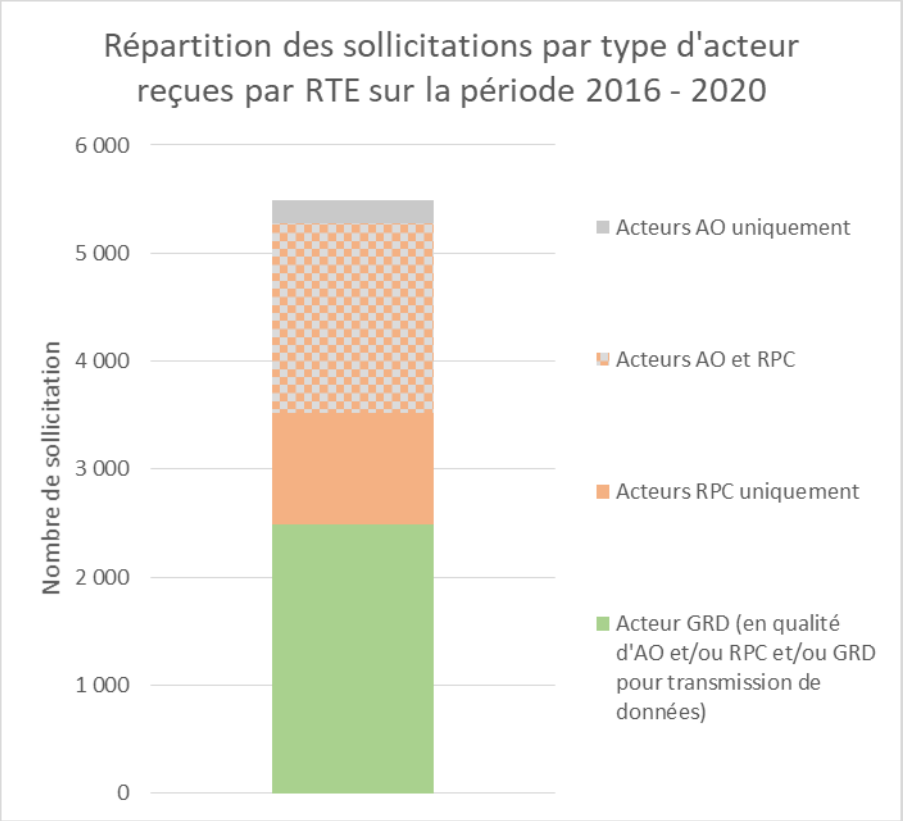


Figure 3 – Répartition des sollicitations par type d'acteur

8.1.2 Les ressources mobilisées par les opérateurs du mécanisme ainsi que par les acteurs de marché confirme la concentration de la complexité sur les obligations contractuelles liées à la certification

L'analyse des ressources mobilisées par les parties prenantes du mécanisme de capacité développée dans le Chapitre 2 du présent rapport constitue également un indicateur à même de refléter la complexité des processus prévus par le cadre règlementaire et contractuel du mécanisme de capacité.

Afin de disposer d'une estimation exhaustive des coûts totaux portés par l'ensemble des acteurs, RTE s'est appuyé sur des coûts de mise en œuvre remontés par l'ensemble des acteurs et a extrapolé ces coûts pour les acteurs n'ayant pas remonté d'information dans le cadre de la concertation. La représentation des coûts des acteurs obligés ou des exploitants de capacité, les coûts fixes et les coûts proportionnels à la taille du portefeuille (en niveau d'obligation ou de certification) ont été estimés sur la base des remontées des acteurs ayant répondu aux questionnaires.

Le coût total estimé des montants dépensés à fin 2019 (en CAPEX ou OPEX) s'élève à 100 M€. RTE porte une partie significative des coûts mais ceux-ci sont globalement répartis entre les différentes catégories d'acteurs, ce qui apparaît logique compte-tenu de l'architecture décentralisée du mécanisme de capacité

Comme précisé dans le chapitre 2 du retour d'expérience, l'analyse globale permet d'identifier que l'essentiel des coûts correspond aux activités relatives à la certification de capacité au sens large : certification des capacités, rééquilibrage, mise à disposition de la capacité, collecte, contrôles de

disponibilité, calcul du NCE, etc. Ceci permet d'objectiver que ce sont ces activités sur lesquels les enjeux de simplification sont les plus importants. Pour les acteurs obligés, le processus de calcul de l'obligation semble avoir été mieux automatisé et la concertation a permis d'identifier la prise en compte de la thermosensibilité et la temporalité du mécanisme comme principales préoccupations s'agissant de la complexité du mécanisme.

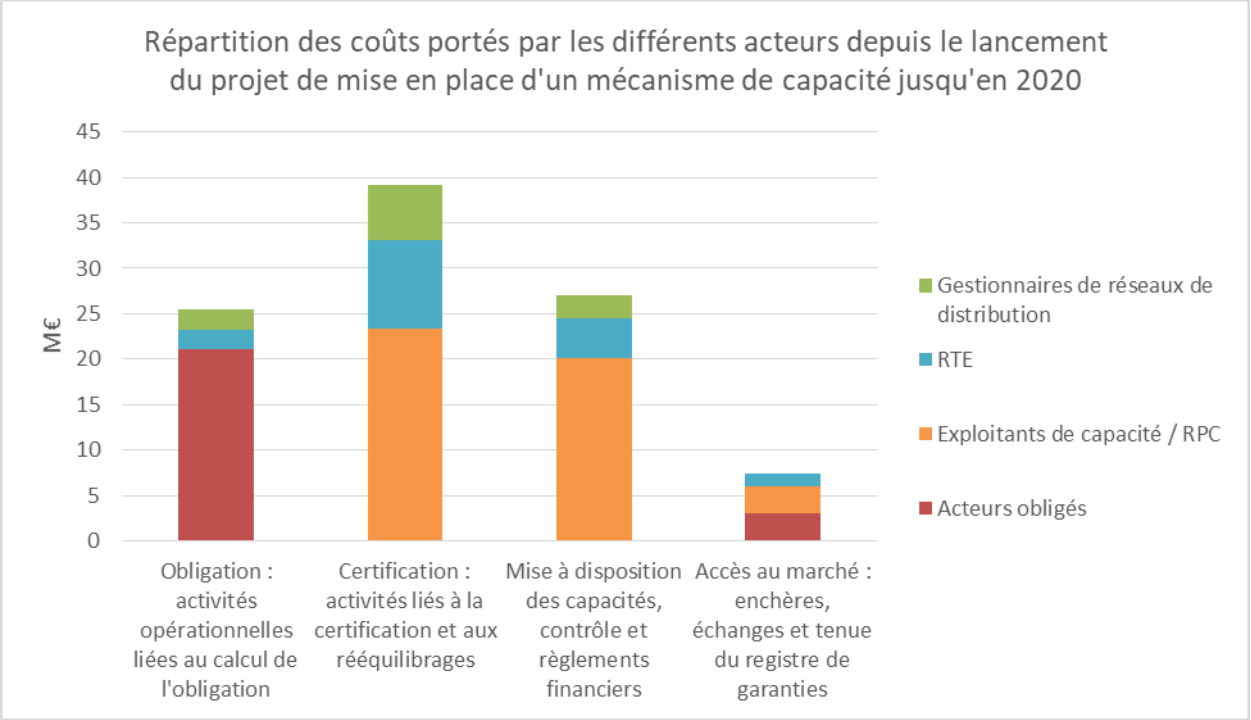


Figure 4 – Répartition des coûts portés par les différents acteurs depuis le lancement du projet de mise en place d'un mécanisme de capacité jusqu'en 2020

8.1.2.1 Les obligations liées au processus de certification (contractualisation) et les obligations contractuelles subséquentes (collecte, rééquilibrages) impliquent une mobilisation opérationnelle importante, même pour les petits acteurs

Pour les exploitants de capacité, l'analyse des coûts qu'ils portent permet de mettre en évidence deux constats structurants :

1. **les coûts remontés par les exploitants de capacité sont principalement des coûts de fonctionnement** (équivalent OPEX) et les coûts d'investissement (équivalent CAPEX) apparaissent négligeables, ce qui signifie que très peu des processus ont été industrialisés à ce jour. De ce constat, il semble possible de conclure que :
    i. une gestion opérationnelle « au cas par cas » est jugée préférable par certains exploitants de capacité, par rapport à l'automatisation de certains processus. Une telle stratégie permet possiblement une gestion sur mesure des portefeuilles (e.g. activité de collecte) et une meilleure résilience aux évolutions réglementaires. Cette stratégie apparait cohérente avec un certain nombre de processus décrits par les règles de

marché (e.g. dérogation du tunnel de certification, déclaration de fortuit) qui prévoient des justifications « sur mesure ».

ii. les perspectives de réduction des coûts portés par les exploitants de capacité sont probablement limitées, à cadre règlementaire et contractuel inchangé.

2. la reconstitution des coûts de mise en œuvre détaillée dans le chapitre 2, comme une extrapolation des coûts par rapport au niveau de capacité certifié, met en lumière l'existence d'un coût d'entrée pour les exploitants de capacité. En effet, **les obligations règlementaires liées à la signature du contrat de certification** (e.g. certification, rééquilibrages, éventuelles dérogations, collecte pendant tout l'hiver de la puissance disponible, des liaisons et des contraintes de stocks) **impliquent une activité opérationnelle importante même pour les plus petits exploitants de capacité** afin que les acteurs remplissent l'obligation légale de certification prévue à l'article L 321-16 du code de l'énergie. RTE a estimé ce coût d'entrée à ½ ETP cadre et ½ ETP non cadre sur la période de fonctionnement du mécanisme pour:

   i. assurer le suivi des évolutions règlementaires et contractuelles qui le concernent (sans participation active à la concertation),

   ii. procéder à la certification, aux rééquilibrages et aux éventuelles demandes de dérogation afférentes,

   iii. respecter les obligations contractuelles de collecte pendant l'hiver (collecte des liaisons, de la disponibilité, des contraintes de stock …).

8.1.2.2 Côté acteurs obligés, les enjeux techniques et opérationnels semblent avoir été partiellement automatisés et les coûts générés semblent plus proportionnés à la taille des acteurs

Les données remontées par les acteurs obligés sur les coûts de mise en œuvre, détaillées dans la partie 1.2, semblent indiquer que les acteurs obligés portent des coûts de mise en œuvre relativement proportionnels à leur niveau d'obligation (aucun coût d'entrée notable n'a été identifié pour les plus petits acteurs obligés). Les acteurs obligés de taille importante semblent mobiliser davantage de ressource pour être capables de mieux anticiper leur niveau d'obligation et ainsi réduire le risque financier lié à sa couverture partielle. Cette observation est par ailleurs cohérente avec le fait que les acteurs obligés de plus grande taille prévoient mieux leur niveau d'obligation, comme précisé au Chapitre 5 du présent rapport.

Par ailleurs, les données remontées par les acteurs obligés permettent également de conclure qu'**une proportion plus importante des ressources sont investies** sur le volet « demande » (équivalent CAPEX correspondant à 1/5 des coûts de mise en œuvre des acteurs obligés) que sur le volet « offre » (investissement SI négligeable). RTE et les GRDs partagent également le constat que la complexité liée au calcul de l'obligation de capacité a pu être davantage industrialisé par RTE et la GRDs.

Sur le volet obligation, les sollicitations reçues par RTE (mail et concertation) indiquent que les 2 sujets qui génèrent le plus de questions et de sollicitations à ce jour sont la prise en compte de la thermosensibilité et la remontée de l'ensemble des données nécessaires au calcul de l'obligation estimée et définitive (échanges de données RTE et GRD) aboutissant au débouclage du mécanisme de capacité 3 ans après l'année de livraison. Dans l'appel à contributions portant sur le cadrage des sujets à traiter dans le présent retour d'expérience ouvert du 19 février au 13 mars 2020, la majorité des parties prenantes a remonté le sujet de la temporalité du mécanisme (règlement financiers initiés en mars AL + 3) comme l'une des principales sources de complexité du mécanisme, se traduisant

notamment par des enjeux de trésorerie, de comptabilité, d'un suivi pluriannuel soulevant des enjeux dans les contextes de renouvèlement de ressources.

8.1.3 RTE propose d'apporter dans le présent chapitre des éléments d'analyse complémentaires (avantage/inconvénient) sur les principaux catalyseurs de complexité

Il ressort du présent paragraphe que les principales sources de complexité pour les acteurs de marché et/ou pour les opérateurs du mécanisme dérivent :

- du processus de certification et des obligations contractuelles qui en découlent (paragraphe 8.2),
- dans une moindre mesure, des enjeux de prise en compte de la thermosensibilité et d'échange de données dans le cadre du calcul de l'obligation de capacité (paragraphe 8.3) ;
- des enjeux relatifs à la temporalité ex-post du mécanisme de capacité, se traduisant par l'initiation des règlements financiers en mars AL + 3 (paragraphe 8.4).

En cohérence avec ce diagnostic, l'ensemble des enjeux identifiés dans le tableau de synthèse ci-dessous sont parcourus dans le présent chapitre, afin de rappeler les sous-jacents ayant justifié la mise en place de ces dispositifs sources de complexité ainsi qu'à partager des éléments d'analyse (étude avantage-inconvénient) sur la base des premières années de fonctionnement du mécanisme.

Dispositif du mécanisme de capacité	Niveau de complexité perçu par les opérateurs du mécanisme	Niveau de complexité perçu par les acteurs de marché concernés
Certification (processus de contractualisation)	**Très important**	**Très important**
Dont notamment le processus de dérogation du tunnel de certification	Très important	Très important
Dont notamment le processus de rééquilibrage *(certifications supplémentaires et frais)*	Important	Très important
Obligation contractuelles liées à la certification par le réalisé	**Très important**	**Très important**
Dont notamment collecte de disponibilité	Neutre	Important
Dont notamment collecte des liaisons	Important	Très important
Dont notamment collecte des contraintes de stock	Neutre	Important
Enjeux relatif au calcul de l'obligation de capacité	**Important**	**Important**

Dont notamment prise en compte de la thermosensibilité (formule de calcul)	Important	Important
Dont notamment les processus d'échange de données en RTE et GRD	Important	Neutre
La temporalité ex-post du mécanisme de capacité, se traduisant par l'initiation des règlements financiers en AL + 3	Important	Très Important

Tableau 1 – Tableau de synthèse sur les principales sources de complexité du mécanisme de capacité issues des analyses présentées au paragraphe 8.1

8.2 Le processus de certification génère une volumétrie administrative importante et les obligations contractuelles qui en découlent sont sources de complexité pour les parties prenantes

8.2.1 L'attribution ex-ante des certificats, basés sur des actifs physiques, permet d'éviter un dispositif de sécurisation financière mais qui génère une activité opérationnelle importante

8.2.1.1 Un processus de certification ex-ante, qui permet d'éviter un dispositif de sécurisation financière

Le fonctionnement « décentralisé » du mécanisme de capacité français repose sur l'attribution par RTE de certificats de capacité aux exploitants de capacité et leur valorisation lors d'enchères de capacité (ou d'échanges OTC).

L'attribution de certificats de capacité en amont de l'année de livraison nécessite a priori une sécurisation financière permettant d'éviter toute fraude ou la valorisation de certificats qui ne correspondraient pas à un actif réellement disponible, à l'instar de ce qui est en vigueur sur le dispositif de responsable d'équilibre sur le marché de l'énergie (où un acteur souhaitant vendre un bloc d'énergie en amont du temps réel doit fournir une garantie financière).

Lors de la conception du mécanisme de capacité français, le choix a été fait d'éviter la mise en place d'un dispositif de garantie financière qui aurait pénalisé les acteurs (notamment les « petits » acteurs) et de privilégier une approche basée sur la vérification ex-ante de la cohérence entre les certificats délivrés et les actifs physiques. Ce choix politique du législateur (défini à l'article L. 321-16 du code de l'énergie, qui prévoit que les attributions de certificats ne sont effectuées qu'aux exploitants de capacités de production ou d'effacement) exclut ainsi l'attribution de certificats à des acteurs de type « trader »[6].

Le processus de certification (i.e. le processus d'attribution des certificats), vise ainsi à identifier les sites physiques dont la disponibilité sera valorisée, à contrôler la cohérence de la disponibilité valorisée avec les caractéristiques de capacités (absence de double participation, cohérence des puissances

[6] Ces acteurs peuvent participer mais doivent d'abord acquérir sur le marché des certificats. C'est un fonctionnement différent sur le marché de l'énergie où des traders peuvent vendre des blocs d'énergie sans avoir en amont acheté ces mêmes blocs ou sans disposer d'actifs physiques.

valorisées avec la puissance installée ou la puissance souscrite pour les sites de soutirage). Ce processus conduit à l'établissement d'un contrat qui responsabilise en contrepartie des garanties de capacité qui sont versées. Un dispositif de garantie bancaire existe néanmoins mais est limité aux futurs exploitants de capacités « en projet », souhaitant une certification anticipée (certification « en projet ») quand ils n'ont pas encore identifié l'ensemble des sites. Cependant, depuis le lancement du mécanisme de capacité, la certification « en projet » n'a jamais été utilisée par les exploitants de capacité (en dehors de l'interconnexion Eleclink) lesquels ont parfois exprimé en concertation le coût financier que représente une garantie bancaire couvrant le niveau de risque maximum (prix administré évalué à 60 000 €/MW pour les années de livraison 2020 et suivantes). En effet, les nouvelles capacités étant apparues depuis le début du mécanisme de capacité (notamment les effacements de consommation et quelques batteries) ont systématiquement privilégié le processus de certification standard, quitte à percevoir des garanties de capacité plus tardivement. Ce constat révèle la difficulté qu'aurait posé la mise en place d'un dispositif de sécurisation financière, certes plus léger d'un point de vue administratif, mais coûteux pour les acteurs.

Le processus de certification permet aussi de remplir l'objectif d'exhaustivité de la participation au mécanisme de capacité (mécanisme « capacity wide »), prévu à l'article 321-16 du code de l'énergie.

Ce processus de « certification » est perçu par les parties prenantes (exploitants de capacités, GRD) comme une des sources de complexité opérationnelle les plus importantes du mécanisme de capacité : c'est le processus qui occasionne le plus de sollicitations des parties prenantes vers RTE et il génère une activité contractuelle particulièrement importante qui s'étend au plus de AL-4 jusqu'au 15 janvier AL + 1. Pour RTE, il a mobilisé l'équivalent de 3 ETP par an pour assurer la gestion opérationnelle des demandes de certification (dont demandes de rééquilbrage) et incluant le traitement des demandes de dérogation au tunnel de certification.

Avec de l'ordre de 700 à 1000 EDC par année de livraison et un nombre croissant d'EDC depuis 2017[7], c'est de l'ordre de 9000 contrats de certification qui ont été signés depuis la mise en place du mécanisme de capacité (soit ~ 1200 par année de livraison), dont près des deux tiers ont fait l'objet de contrôles et contractualisations préalables par un ou plusieurs GRD[8]. Il s'agit d'une volumétrie administrative peu commune dans le fonctionnement des marchés de l'énergie, à titre de comparaison, moins de 30 accords de participation au MA ont été signés depuis 2015.

[7] Le nombre d'EDC est croissant depuis le lancement du mécanisme (649 en AL 2017, 741 en AL 2018, 900 en AL 2019, 1082 en AL 2020), ce qui s'explique principalement par le déploiement des énergies renouvelables (forte croissance du nombre d'EDC certifiées selon la méthode normative).

[8] De plus, dans le cas où des titulaires de sites délèguent la responsabilité de la certification à un tiers, des mandats sont signés par chacun des titulaires des sites pour s'assurer de leur responsabilisation vis-à-vis des obligations règlementaires et contractuelles du mécanisme de capacité

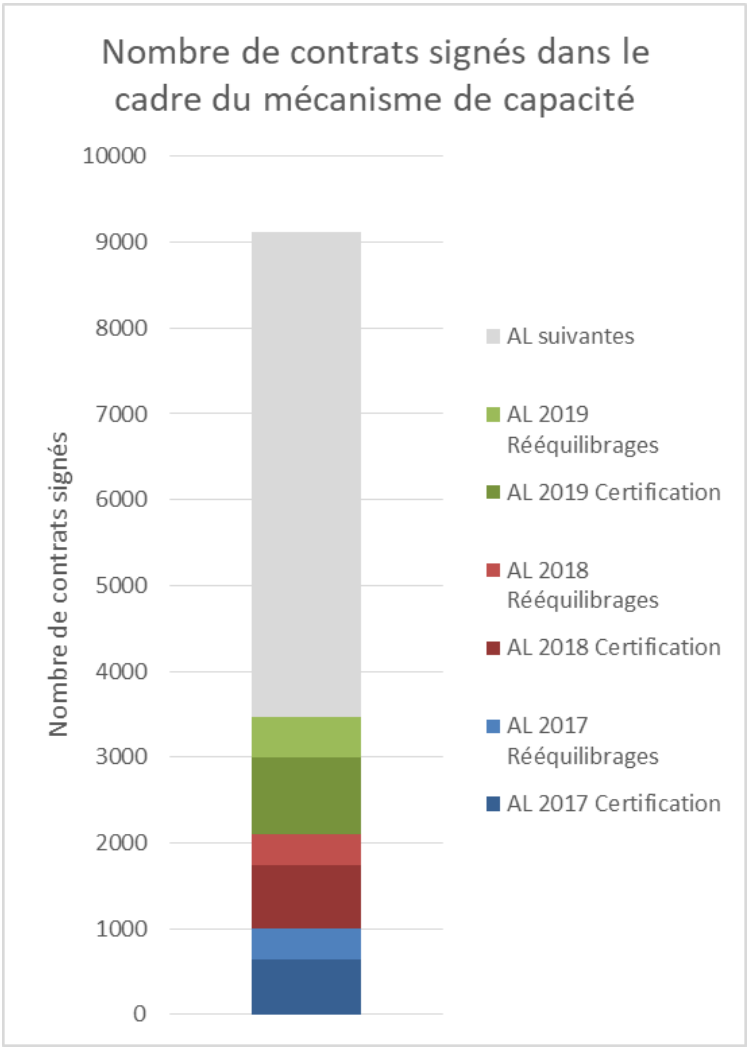


Figure 5 – Nombre de contrats signés dans le cadre du mécanisme de capacité

8.2.1.2 Une implication forte des différents gestionnaires de réseau nécessaire pour la vérification des capacités mais qui conduit à une lourdeur contractuelle

La lourdeur contractuelle perçue par les exploitants de capacité dans le cadre de la certification est également la conséquence de la pluralité des interlocuteurs dans le cadre des certifications pour des EDC dont les capacités se situent au moins pour partie sur le RPD (certification mono-GRD ou multi-GR). En l'espèce, elle se caractérise par des étapes contractuelles supplémentaires (demande d'un numéro de requête, contrôles GRD, signature d'un contrat GRD exploitant, contrôles RTE et signature d'un contrat de certification avec RTE) et consécutivement par des délais de certification plus importants (+ 6 semaines de délai règlementaire entre la certification d'un site connecté au RPT et une certification impliquant au moins 1 GRD).

Néanmoins, même si elle occasionne un processus plus complexe et plus long, l'implication à la fois de RTE et des GRD apparaît incontournable pour les capacités raccordées sur le RPD. D'une part, seul le gestionnaire de réseau de raccordement dispose de l'ensemble des informations permettant d'effectuer les contrôles nécessaire (e.g. NCC inférieur à la puissance installée pour garantir que la disponibilité certifiée repose intégralement sur un actif physique). D'autre part, un suivi centralisé (par RTE), des certifications et du registre, tel que prévu à l'article L335-3 du code de l'énergie, est nécessaire pour assurer le fonctionnement global du mécanisme et une application uniforme de l'ensemble des obligations contractuelles découlant du contrat de certification.



Figure 6 – Processus de certification en fonction du (ou des) réseau(x) auxquels les sites de l'EDC sont raccordés

La lourdeur du processus, la volumétrie contractuelle, la mise en place progressive des outils et la montée en compétence progressive de l'ensemble des acteurs (exploitants de capacité, GRD, RTE) a conduit dans les premières années de fonctionnement à de nombreuses situations où les délais réglementaires de certification n'ont pas pu être respectés. La certification fin 2018 de plusieurs années de livraison en même temps (2020, 2021 et 2022) couplé à l'ouverture des certifications pour l'AL 2023 au 1er janvier 2019 a conduit à un engorgement du processus et allongé les délais de traitements. Ces difficultés ont pesé dans la perception des exploitants de capacité sur ce dispositif.

Afin de pallier à ces enjeux de délais contractuels, les différents gestionnaires de réseau ont procédé à des amélioration depuis la mise en place du mécanisme de capacité en 2017 : renforcement du dimensionnement des équipes, développement de l'aiguilleur de l'agence ORE qui permet à un acteur procédant à une certification multi-GR de ne remplir qu'un unique formulaire de certification qui alimente l'ensemble des GRD concernés par sa demande, harmonisation du formulaire de données demandé aux exploitants de capacité entre RTE et les GRD lors de la certification.

8.2.1.3 A architecture inchangée, des améliorations possibles mais limitées

Le dispositif de certification apparaît incontournable avec le choix d'architecture retenue pour le mécanisme de capacité, sauf à le substituer par un dispositif de garantie bancaire.

Néanmoins des améliorations sont possibles.

D'une part, un meilleur respect des délais par les gestionnaires de réseau conduira à améliorer la perception du processus par les acteurs. RTE mettra en place début 2022 un indicateur permettant d'apprécier le respect des délais réglementaires, en cohérence avec la demande de la CRE, formulée dans la délibération n°2020-314 du 17/12/2020 relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB).
D'autre part, une rationalisation du traitement des demandes de dérogation au tunnel de certification (8.2.2.1) ou une certification plus normative de certaines capacités (suppression de certains paramètres utilisés dans le processus de certification, cf paragraphe 8.2.4) pourraient être instruites, bien qu'elles ne soient pas de nature à résorber l'enjeu de complexité afférent au processus de certification des capacités.

8.2.2 Les dispositifs de contrôle du pouvoir de marché participent à la complexité du mécanisme de capacité et ne permettent pas toujours de remplir les objectifs qui ont justifié leur mise en place

Le cadre règlementaire du mécanisme de capacité contient deux dispositifs dont l'objectif est d'éviter l'exercice d'un pouvoir de marché ciblant le niveau de capacité certifié (NCC) des exploitants de capacité:

- **Le tunnel de certification :** introduit par la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C, le tunnel de certification encadre le niveau de certification de toutes les capacités pour éviter une manipulation du prix de marché basée sur une réduction ou augmentation artificielle du volume de certificats en circulation ;
- **Les frais de rééquilibrage :** renforcés par la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, ils visent à inciter les exploitants de capacité à déclarer la meilleure anticipation de leur disponibilité le plus tôt possible :

8.2.2.1 Le tunnel de certification : un dispositif lourd et inopérant pour éviter l'utilisation de pouvoir de marché

8.2.2.1.1 Le tunnel de certification a pour objectif de prévenir l'exercice d'un pouvoir de marche sur le marché de capacité

Le tunnel de certification a été introduit par la Commission européenne dans sa décision du 8 novembre 2016, approuvant le mécanisme de capacité français (aux considérants *(173)* et *(174)*). Il vise à empêcher un acteur de sur-déclarer ou sous-déclarer la disponibilité de ses capacités et prévenir ex-ante l'exercice d'un éventuel pouvoir de marché (effet sur le prix de la capacité).

Le dispositif prévoit que le niveau de certification de chaque EDC se situe à l'intérieur d'un « tunnel » de puissance défini en pourcentage de la puissance installée et qui est définit par RTE, pour chaque technologie, sur la base de la disponibilité historique constatée sur les filières. La certification d'une EDC en dehors du tunnel est possible mais doit être justifiée systématiquement auprès de RTE. Ce dispositif s'inscrit parmi les mesures visant à limiter ex-ante les possibilités d'exercice d'un pouvoir de marché, afin de prévenir les possibilités d'exercice de pouvoir de marché de l'acteur historique[9] . Le cadre règlementaire déclinant ces considérants prévoit que chaque demande de dérogation soit approuvée, sur la base d'un dossier justificatif, au préalable à toute certification dont le niveau demandé se trouverait à l'extérieur de la plage d'acceptabilité définie par le tunnel de certification.

8.2.2.1.2 Un dispositif lourd, mal ciblé et chronophage pour les acteurs de marché et pour RTE

Chaque demande de dérogation (pour chaque EDC) se caractérise par la constitution d'un dossier de justification sur le niveau de capacité certifié demandé, dès lors que la valeur demandée se trouve en dehors de la plage d'acceptabilité du tunnel (définie à l'article B.3.2.2 des règles du mécanisme de capacité). Chaque dossier de dérogation doit être accompagné d'un courrier signé par le titulaire d'EDC (et, dans certaines configurations, d'un mandat des titulaires des sites précisant les caractéristiques de leurs sites) ainsi que de toutes les pièces justifiant la demande de « sortie du tunnel ». Les justifications de sortie du tunnel peuvent être de nature très variée et porter sur des éléments techniques concernant les actifs (panne, amélioration du rendement, planning de disponibilité, etc.) ou des éléments économiques (justifiant que les moyens seraient fermée par manque de rentabilité par exemple).

La constitution d'un dossier de dérogation au tunnel de certification ajoute ainsi une brique administrative supplémentaire pour les exploitants de capacité procédant à la certification de leurs actifs (chaque demande de certification est visée, y compris celles résultant d'un rééquilibrage ou d'une certification initiale au même niveau que l'année précédente) qui se caractérise de nouveau par des délais règlementaires additionnels : constitution du dossier, éventuelles itérations pour assurer la complétude du dossier, analyse par RTE des éléments justificatifs de la demande de dérogation.

Ainsi, lorsque la certification est accompagnée d'une demande de dérogation au tunnel, les délais règlementaires de certification sont allongés d'environ 1,5 mois (e.g. pour une certification d'une capacité raccordée au RPT, le délai de traitement d'une demande de certification dérogeant au tunnel est de 2 mois, contre 15 jours dans le cas contraire, un délai qui peut être allongé en cas de dossier incomplet).

[9] Considérant (275) de la décision de la Commission européenne : *« Tel qu'expliqué au considérant (64) point (4), sous-jacent à la crainte de la Commission qu'EDF pourrait facilement manipuler les prix de la capacité en sa faveur, étaient trois risques plus spécifiques du mécanisme (certains pouvant d'ailleurs être concrétisés par tous les acteurs): (1) un risque de rétention de capacités; (2) un risque de rétention de garanties de capacités; et (3) un risque de ciseau tarifaire. »*

Par ailleurs, la calibration actuelle du tunnel conduit à ce qu'en pratique près de la moitié des demandes de certification sont tenus de déposer une demande de dérogation un tunnel de certification.

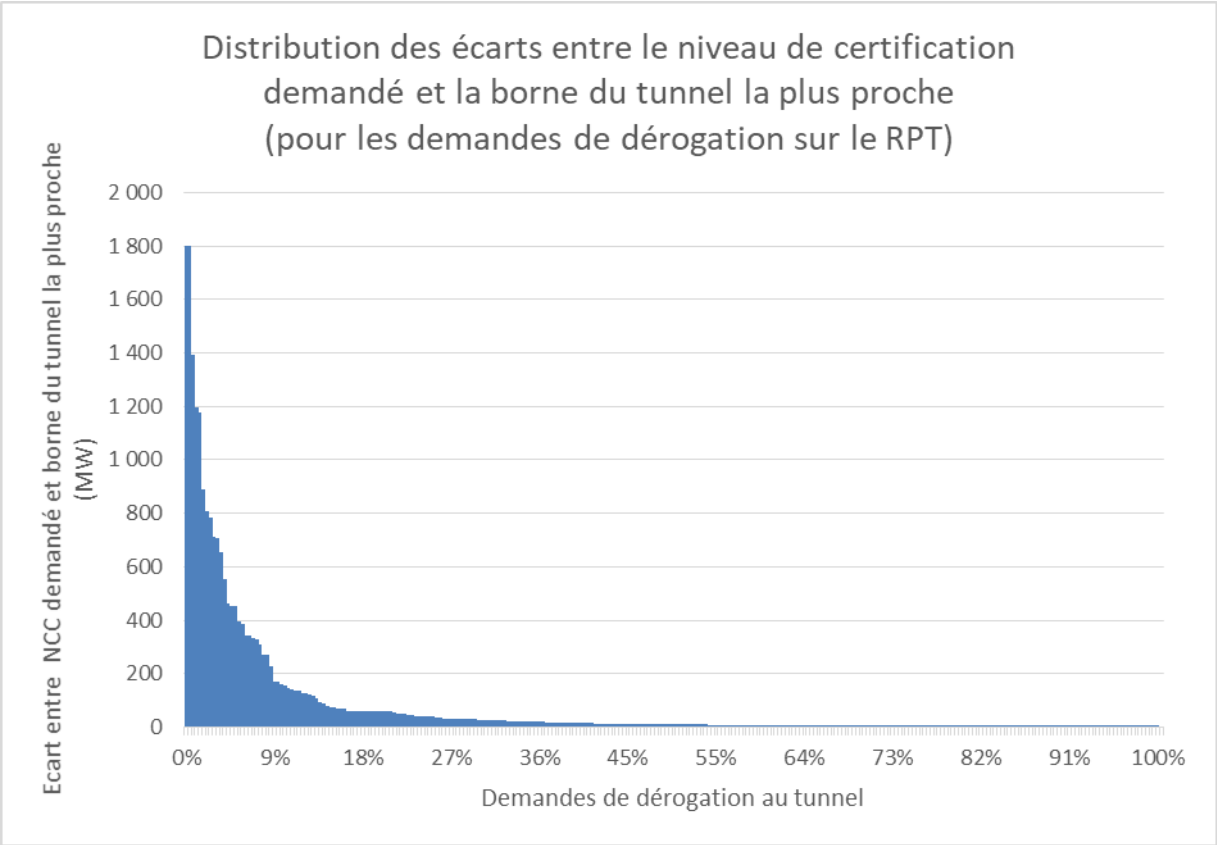


Figure 7 – Demande de dérogation au tunnel selon l'écart entre le niveau de certification demandé et la borne du tunnel la plus proche pour les EDC sur le RPT

Le choix s'appliquer le tunnel de certification à l'ensemble des EDC sans cibler les acteurs susceptibles de disposer d'un pouvoir de marché, le dimensionnement des tunnels par filière et l'application du dispositif y compris post-année de livraison conduisent à une activité administrative considérable. Pour RTE, le traitement des demandes de dérogation mobilise l'équivalent d'un ETP à RTE (et probablement des ressources encore plus importantes sur l'ensemble des exploitants de capacité), tant du fait de leur nombre qu'en raison de la complexité technique et économique qu'il est nécessaire d'appréhender pour comprendre les tenants et aboutissant des dossiers transmis.

8.2.2.1.3 L'évaluation ex-ante de la justification des demandes de dérogation au tunnel peut faire appel à des compétences qui sortent du champ d'intervention de RTE

La validation par RTE des demandes de dérogation au tunnel de certification mobilise souvent des compétences sur le fonctionnement des filières, la spécificité de certaines EDC et parfois leurs enjeux économiques (quand certains acteurs justifient la future fermeture de capacités par des raisonnements économiques). En pratique, RTE ne dispose pas nécessairement des compétences techniques pour valider la justification de l'ensemble des dossiers. Pour les dossiers les plus techniques, RTE s'en tient à s'assurer que l'ensemble des hypothèses sont dument justifiées, ce qui signifie que les dossiers ont souvent fait l'objet de demandes de pièces justificatives supplémentaires par RTE afin de

disposer de l'ensemble des éléments de preuve permettant de justifier les hypothèses décrites dans le dossier de dérogation).

En pratique, RTE a toujours validé les demandes de dérogation au tunnel de certification, même si certaines validations ont nécessité plusieurs itérations pour assurer la complétude et le niveau de détail suffisant des dossiers (il s'agit pour RTE de pouvoir tracer les hypothèses sous-jacentes à la demande de dérogation).

Enfin, le dispositif de tunnel (et de dérogation associé) a été conçu pour s'appliquer aussi après la fin de l'année de livraison, alors que le NCE peut être connu par les exploitants de capacité alors que RTE ne dispose pas nécessairement des données pour procéder au calcul.

8.2.2.1.4 Un dispositif inopérant pour prévenir l'utilisation de pouvoir de marché

Malgré la volumétrie des EDC concernées et l'« étroitesse » de la largeur du tunnel, conduisant à des demandes de dérogation pour près de la moitié des capacités, le dispositif n'apparaît pas de nature à empêcher l'exercice d'un pouvoir de marché.

Le choix d'appliquer le tunnel de certification à l'ensemble des exploitants de capacité procédant à une demande de certification, quelle que soit la taille des actifs certifiés ou du portefeuille de l'exploitant de capacité conduit à appliquer le dispositif sur des capacités et des acteurs qui ne disposent en pratique pas de pouvoir de marché. En effet, le nombre de demande de dérogation au tunnel par les exploitants dont les EDC sont reliées au RPD dépasse le nombre de demande concernant des capacités sur le RPT alors que le niveau de capacité certifié des EDC sur le RPD représente moins de 10% de la capacité certifiée totale. Sur le RPT, près de 50% des demandes de dérogation concernent des capacités de moins de 50 MW.

Aussi étroite que soit la largeur du tunnel, les plus gros RPC disposent d'une largeur importante à la maille de leurs portefeuilles, ils peuvent faire varier le nombre de certificats en circulation de façon significative sans demander la moindre dérogation au tunnel. A la maille France, la plage d'acceptabilité définie par le tunnel[10] s'élève à 19 GW et celle du portefeuille de l'opérateur historique à plus de 16 GW. La déclinaison réglementaire actuelle du tunnel n'en fait pas un outil crédible pour prévenir efficacement l'éventuel exercice de pouvoir de marché ex ante. Ainsi le tunnel apparaît trop « étroit » par EDC (conduisant à une volumétrie de dérogation importante) et trop « large » pour le portefeuille des plus gros acteurs.

8.2.2.1.5 L'analyse des demandes de dérogations n'a pas permis de détecter de manipulation de marché

RTE a accepté toutes les demandes de dérogation au tunnel de certification, car les acteurs de marché ont toujours fini par apporter les justifications suffisantes étayant les demandes de dérogation déposées – au terme d'un temps d'échange qui participe à largement retarder l'approbation des demandes de certification.

[10] Cette plage d'acceptabilité ou « largeur » correspond à la différence entre une situation où toutes les EDC seraient certifiées à la borne supérieure du tunnel et une situation où toutes les EDC seraient certifiées à la borne inférieure du tunnel.

L'analyse ex-post des niveaux de capacité effectif calculés pour les entités ayant fait l'objet d'une dérogation n'a pas permis de détecter de comportement s'apparentant à l'exercice d'un pouvoir de marché. En effet la majorité de ces demandes se sont avérées justifiées ex-post. En effet, moins de 10% des demandes de dérogation au tunnel se sont avérées infondées a posteriori[11] (c'est-à-dire que le NCE, s'il avait pu être connu avant n'aurait pas justifié la demande de dérogation[12]).

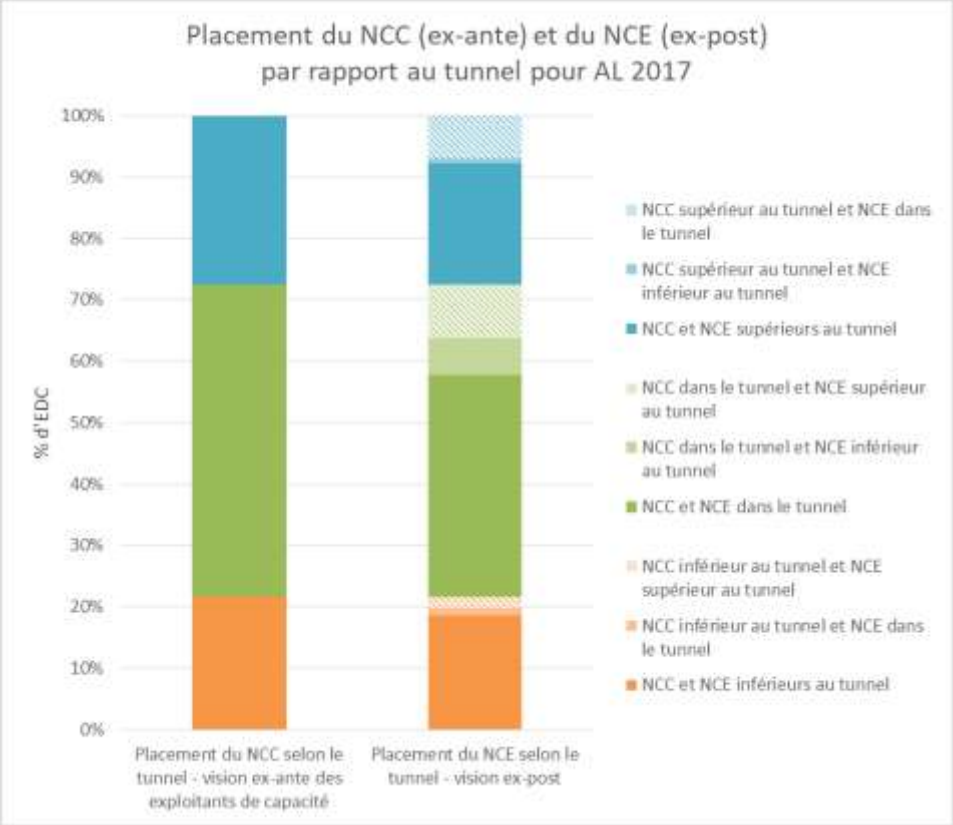


Figure 8 – Placement du NCC (ex-ante) et du NCE (ex-post) par rapport au tunnel pour sur l'année de livraison 2017

[11] Ce qui est qualifié de « demande infondée a posteriori » ici ne signifie pas que la demande n'était pas fondée au moment de sa formulation. Mais les aléas réalisés ont conduit à ce qu'elle apparaisse infondée a posteriori.
[12] Il s'agit des situations où le NCE respecte la borne du tunnel que la demande de dérogation avait demandé à ne pas respecter.

Il n'a pas été remarqué d'effet d'adhérence de niveaux de capacité certifié localisés aux bornes du tunnel de certification : ceci suggère que les exploitants de capacité n'ont pas influencé le niveau de capacité certifié qu'ils déclarent de sorte à éviter de procéder à une demande de dérogation au tunnel.

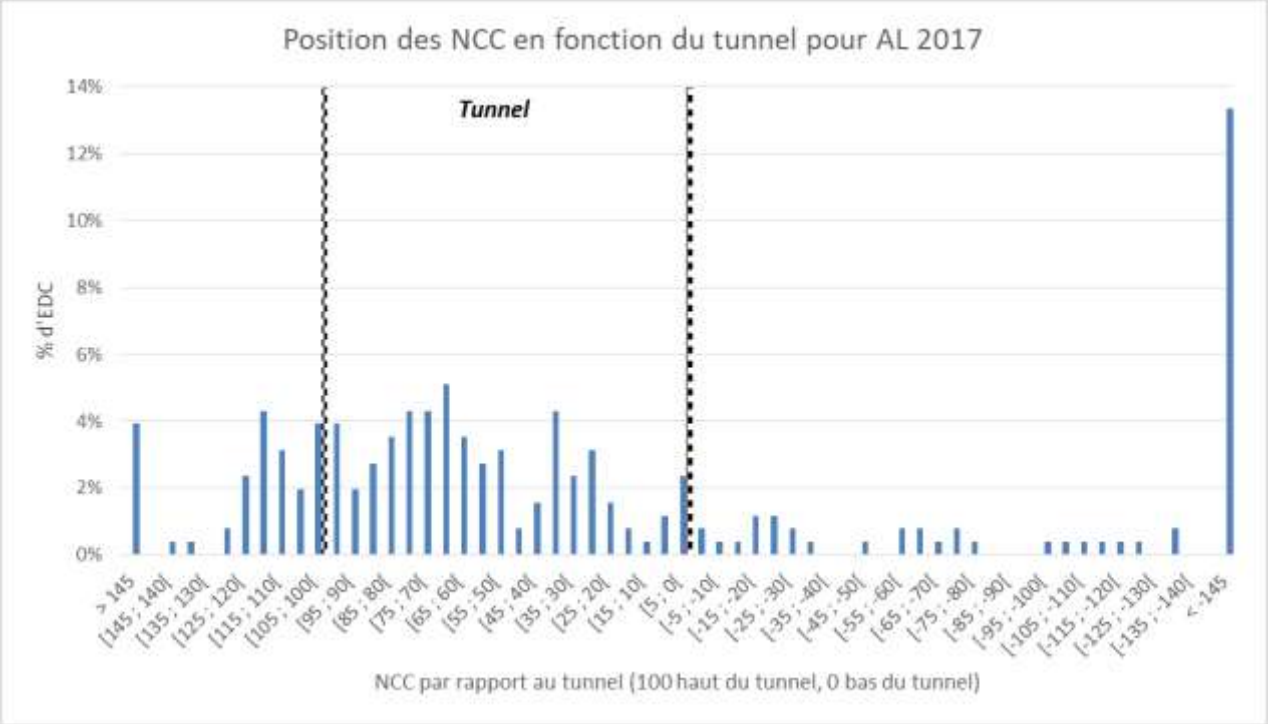


Figure 9 – NCC demandé par rapport au niveau du tunnel sur l'année de livraison 2017

8.2.2.2 Le système d'incitation financière au rééquilibrage est complexe et son utilité n'est pas démontrée

8.2.2.2.1 Le dispositif des frais de rééquilibrage a été renforcé par la décision d'approbation de la Commission européenne pour inciter les exploitants à faire coïncider, dès que possible, le nombre de certificats en circulation avec les meilleures anticipations de disponibilité

Le dispositif des frais de rééquilibrage a été introduit dans le cadre règlementaire du mécanisme de capacité pour s'assurer que les acteurs déclarent, dès que possible, leur meilleure prévision de disponibilité à la maille du portefeuille. Cette incitation financière visait à ce que le signal renvoyé par le marché – caractérisé en partie par le nombre de garanties de capacité en circulation sur le marché – s'ajuste au fur et à mesure que les exploitants de capacité améliorent leurs projections de disponibilité. En pratique, les frais de rééquilibrages :

- sont nuls avant l'année de livraison dès lors qu'ils n'excèdent pas 1 GW en volume cumulé ;
- augmentent au fur et à mesure que des jours PP2 sont tirés durant l'Année de Livraison (règles de pro-rata des tirages) pour converger au même niveau que les écarts négatifs [k x (NCE –

NCC)] une fois que l'ensemble des jours PP2 de l'année de livraison ont été tirés[13]. Ainsi, lorsque les exploitants de capacité se rééquilibrent en cours d'année de livraison, n'ayant pas connaissance d'un nombre de jours PP2 qui vont être tirés sur le reste de l'année de livraison en cours, ils ne connaissent pas le coût exact d'un rééquilibrage.

Ces frais s'appliquent par EDC mais avec un régime de dispense dans certaines configurations : i) effet d'une évolution règlementaire impactant le calcul du niveau de capacité effectif, ii) conséquence d'un évènement fortuit, iii) changement de sites d'un périmètre d'acteur à un autre.

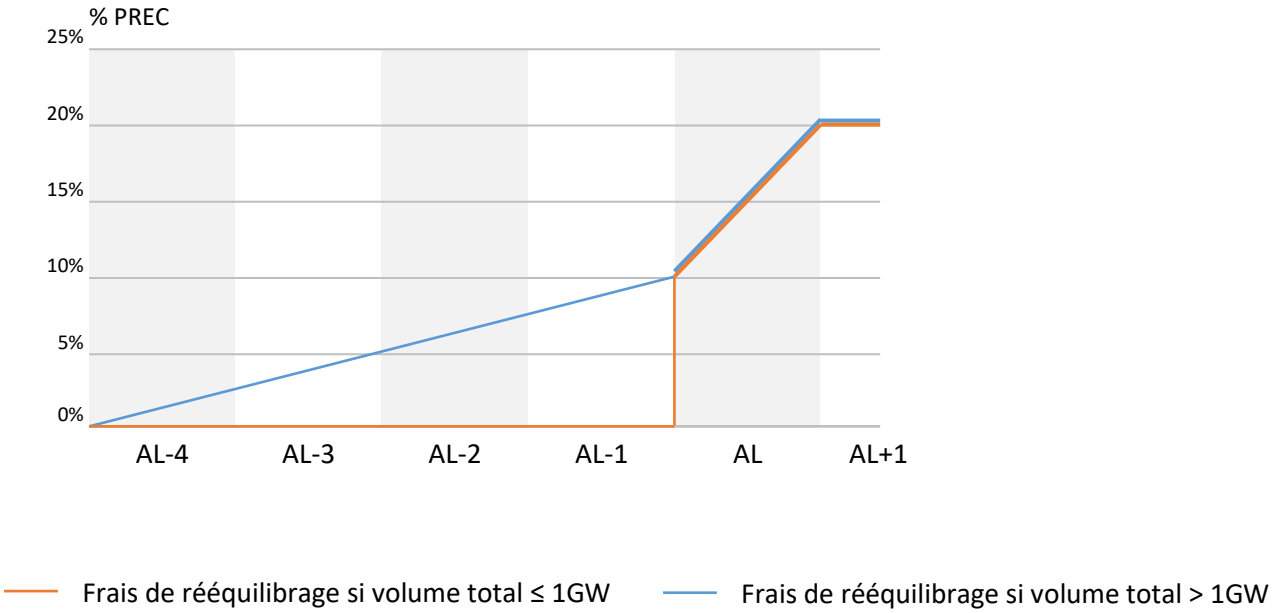


Figure 10 – Niveau des frais de rééquilibrage

Dans sa décision du 8 novembre 2016, la Commission européenne a identifié les frais de rééquilibrages comme indispensables pour contrôler le pouvoir de marché de l'acteur historique et a proposé de renforcer leur caractère incitatif, par rapport à la proposition initiale de règles :

- En doublant la valeur du coefficient incitatif k (0,1 → 0,2), applicable également dans le cadre des règlements financiers dès lors que l'écart global est supérieur à - 2 GW ;
- En introduisant des frais supplémentaires, avant l'année de livraison, dans la configuration où le volume cumulé des rééquilibrages est trop important (1 GW).

8.2.2.2.2 Les rééquilibrages représentent un coût important pour les exploitants de capacité et introduisent une complexité supplémentaire

Les demandes de rééquilibrage portent sur un volume opérationnel important (≈ 1/4 des demandes de certification sont en réalité des demandes de rééquilibrage) et près la moitié de ces demandes ont conduit à des frais de rééquilibrage en AL 2017, dont les RPC seront redevables au moment des

[13] A noter que le coût réel d'un rééquilibrage pour les acteurs de marché peut être plus ou moins élevé que le niveau des frais, détaillé ci-dessus, dans les configurations où le niveau de prix évolue au cours d'un exercice et que l'acteur se trouve dans la situation où il doit acheter de nouvelles garanties de capacité avant son rééquilibrage ou revendre des garanties de capacité après sa demande de rééquilibrage.

règlements financiers (AL + 3). Le caractère payant ou gratuit des rééquilibrages, précisé à l'article 7.6.3 des règles du mécanisme de capacité a fait l'objet d'évolutions règlementaire à plusieurs reprises et a soulevé un certain nombre de questions d'acteurs de marché au moment du dépôt des demandes de rééquilibrage et au moment des règlements financiers ; ces questions ont abouti à des contestations formalisées à 5 reprises dans le cadre des règlements financiers AL 2017.

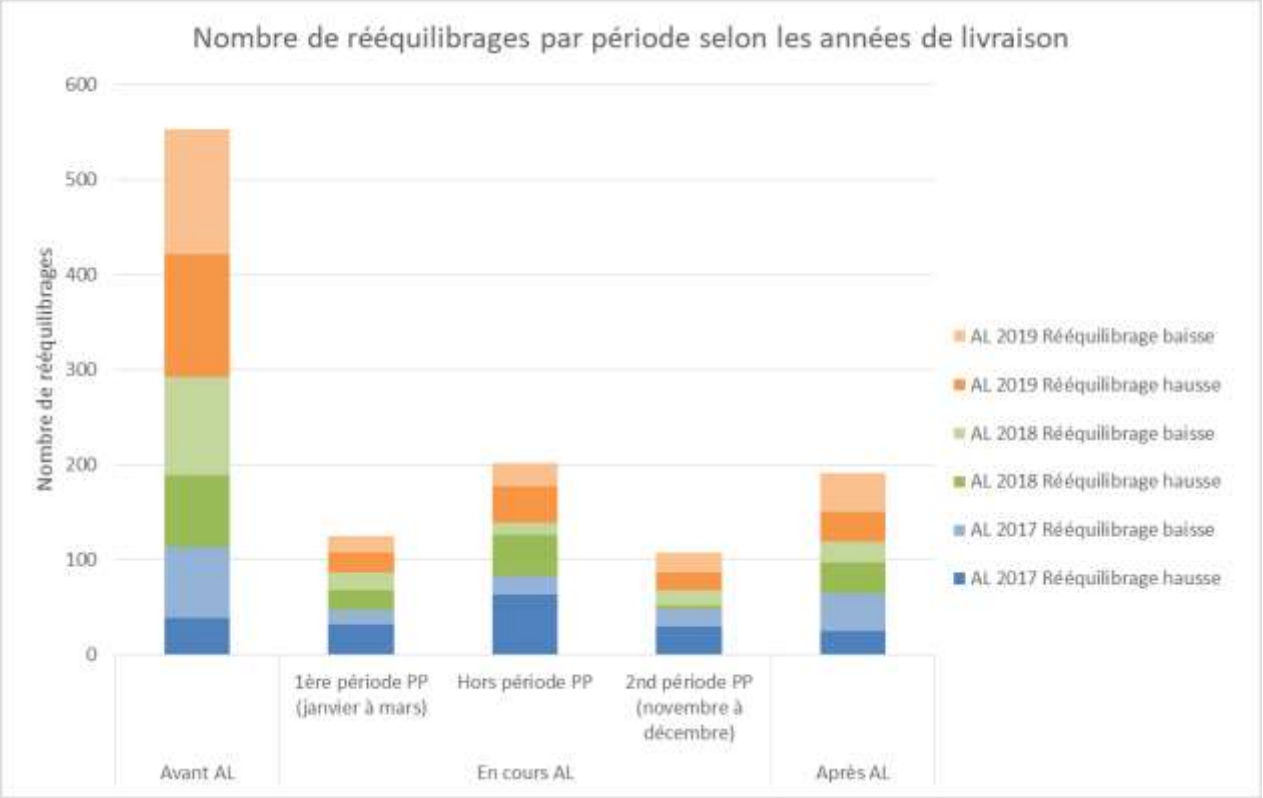


Figure 11 – Temporalité des demandes de rééquilibrage (en nombre) portant sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019

Au total, 25 RPC se sont vu facturer des frais de rééquilibrage au titre de l'AL 2017, portant sur les 192 rééquilibrages parmi les 354 demandes de rééquilibrage approuvées.

Ces rééquilibrages constituent des demandes de certification dont la complexité opérationnelle, tant pour RTE et les GRD que les exploitants de capacité/RPC, quasi-identique à celle décrite au paragraphe 8.2.1 sur le processus de certification (contractualisation).

Pour l'année de livraison 2017, ces frais de rééquilibrage se sont élevés à près de 7,5 M€, soit plus de la moitié de la surface financière des règlements financiers AL 2017 (à mettre en regard des 12,8 M€ versés sur le fond de règlement des écarts RPC et des 138 k€ versés sur le fond de règlement des écarts AO).

8.2.2.2.3 L'analyse des stratégies de rééquilibrage des acteurs ne permet pas de confirmer l'efficacité du dispositif

Les incitations financières introduites par les frais de rééquilibrages visent à une re-déclaration du niveau de capacité certifié des exploitants de capacité pour refléter à tout moment la meilleure vision sur la disponibilité de leurs EDC. Sans connaissance précise de la propre vision des acteurs sur la disponibilité anticipée de leurs EDC, il est délicat d'identifier précisément dans quelle mesure la stratégie de rééquilibrage des acteurs peut diverger par rapport à la stratégie souhaitée par le système d'incitation. Cependant l'analyse globale permet de tirer quelques constats :

- **Un volume important de rééquilibrage (30% des volumes) est concentré entre l'enchère de référence précédent l'année de livraison (enchère de décembre AL-1) et le début de l'année de livraison**

Cette période courte (~3 semaines) concentre des volumes de rééquilibrages du même ordre que la période précédant l'enchère de décembre AL-1 et il est très probable que l'essentiel de ces rééquilibrages auraient pu être envisagés plus tôt.

Le dispositif de frais, en cas de rééquilibrage cumulés > 1 GW avant l'année de livraison, n'a pas conduit à renvoyer l'incitation à l'équilibrage avant l'enchère de référence de décembre AL-1 et ces rééquilibrages à venir ne sont pas reflétés par le nombre de certificats en circulation lors de la formation du prix de référence. Au contraire, la notion de rééquilibrages cumulés est susceptible d'inciter à reporter ses demandes de rééquilibrage (cf figure 14 et 15)

L'existence de frais pour tous les acteurs, indépendamment de leur volume total de rééquilibrage, à partir du 1er janvier AL a pu inciter les acteurs à solliciter des rééquilibrages sur cette période.

- **Un volume important de rééquilibrage apparaît après l'année de livraison (sur la période entre le 01/01/AL+1 et le 15/01/AL+1 (date butoir de rééquilibrage).**

Ainsi, un volume significatif de rééquilibrage est fait après l'année de livraison, une fois toutes les incertitudes levées (représente 15 % du nombre de rééquilibrages), signe que le dispositif ne permet pas toujours d'inciter les exploitants de capacité à s'équilibrer au plus tôt, au contraire.

Ces rééquilibrages autorisés après l'année de livraison et le tirage de tous les jours PP2 permettent en théorie d'anticiper le calcul des écarts entre NCC et NCE ainsi que des règlements financiers associés, ce qui n'a pas été vérifié pour 30 % à 40 % des RPC qui se trouvaient en écart négatif sur les AL 2017 et 2018, alors même que certains de ces RPC disposaient de garanties de capacité. Ce constat peut s'expliquer en raison de la date limite de rééquilibrage établie au 15/01/AL+1 (peu de jours disponible après le tirage du dernier jour PP2, absence d'enchère entre le dernier jour PP2 possible).

- **En cours d'année de livraison, le rythme de rééquilibrage est croissant**

Les volumes de rééquilibrages sont 5 fois plus importants sur la fin d'année que sur le début, alors que le dispositif est censé inciter à opérer les rééquilibrages au plus tôt (progressivité des frais de rééquilibrage en cours d'année de livraison).

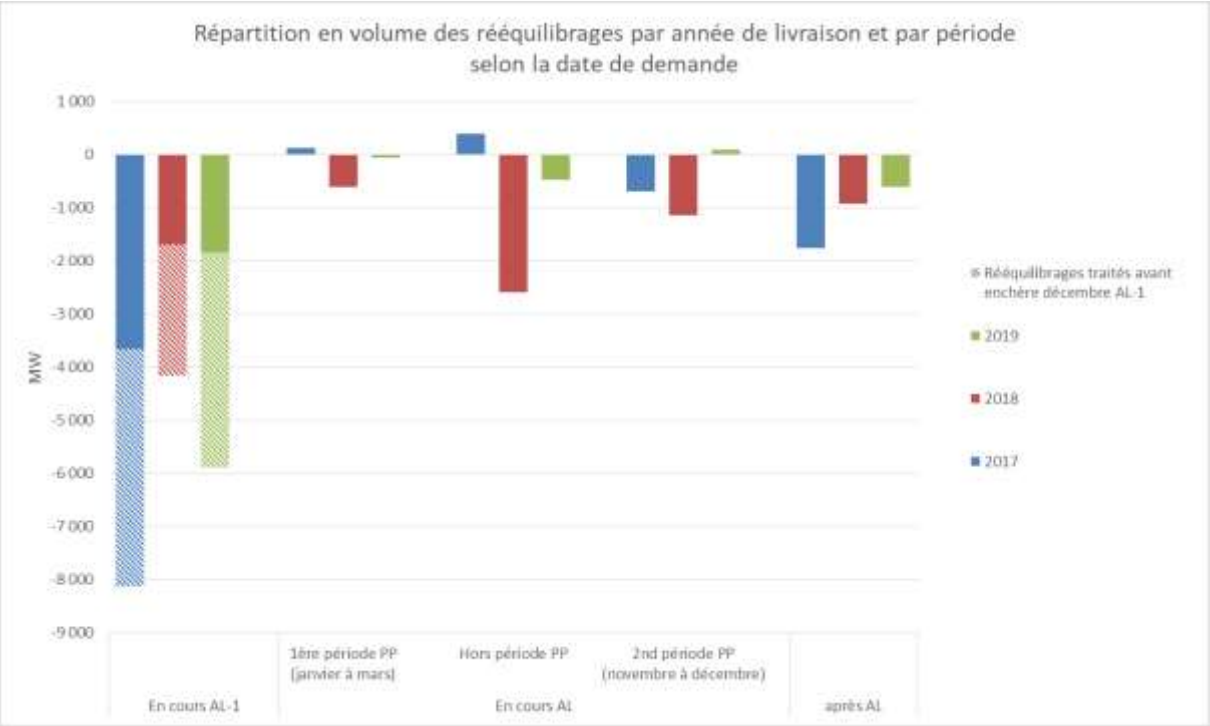


Figure 12 – Temporalité des rééquilibrages en volume (MW de rééquilibrages nets)

- **Les écarts entre le NCC (NCC contractuel, intégrant les rééquilibrages) et la meilleure vision officielle des acteurs (NCC évolué) peuvent être importants, jusqu'à 3 GW**

Le mécanisme de capacité prévoit un dispositif déclaratif pour que les acteurs déclarent la meilleure vision de leur disponibilité (appelée « NCC évolué ») sans procéder nécessairement à un rééquilibrage. Ceci permet d'envoyer l'information au marché sur les variations de disponibilité (à caractère obligatoire pour les variations supérieures à 100 MW) sans se rééquilibrer (ce qui relève d'une stratégie de l'acteur). Bien qu'en pratique peu d'acteurs de marché procèdent à ces déclarations d'évolution de disponibilité (NCC évolué), les écarts avec le NCC (niveau de certification tenant compte des rééquilibrages) peuvent être importants, jusqu'à 3 GW constatés à certaines périodes, ce qui apparaît très important. Le dispositif ne semble pas conduire à des rééquilibrages au plus juste de l'anticipation de disponibilité.

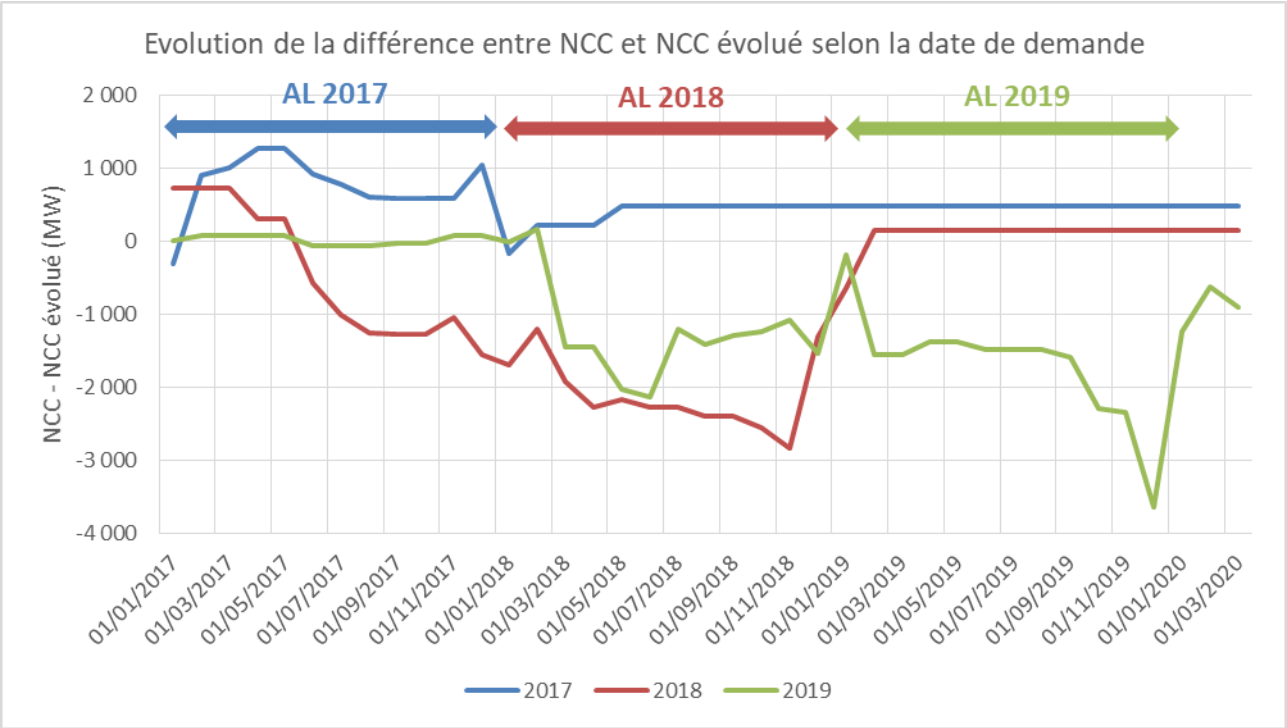


Figure 13 – Evolution de l'écart entre le niveau de certification et la disponibilité prévisionnelle pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019

L'analyse globale des stratégies de rééquilibrage conduit à tirer un bilan négatif sur l'atteinte des objectifs visés par le dispositif, qui visait à inciter à des rééquilibrages « au plus tôt », même s'il reste délicat de représenter quelle aurait été la stratégie des acteurs sans ce dispositif.

8.2.2.2.4 Compte tenu des incertitudes, le dispositif présente plusieurs imperfections identifiées qui conduisent à une complexité/lourdeur importante et à des incitations contre-productives

Le dispositif présente plusieurs imperfections identifiées qui conduisent à une complexité/lourdeur importante et à des incitations contre-productives :

- Les frais de rééquilibrage se calculent sur la base des variations de NCC des EDC et coexistent mal avec des règlements des écarts à la maille RPC

  Le dispositif conduit à des frais de rééquilibrage associés au rééquilibrage de chaque EDC alors que les règlements financiers permettent le foisonnement des écarts car ils sont calculés à la maille du portefeuille (maille RPC). Dès lors lorsqu'un acteur identifie des variations de disponibilité sur plusieurs EDC avec des compensations partielles (hausse sur certaines capacités, baisse sur d'autres), il n'a pas intérêt à rééquilibrer chacune de ses EDC sur la vision la plus à date : cette stratégie le conduirait à payer des rééquilibrages dans les deux sens et serait plus coûteuse. Il en résulte que les rééquilibrages opérés sur certaines EDC ne reflètent plus la disponibilité attendue de l'EDC mais servent à adapter le NCC global du portefeuille.
  L'acteur optimise ses frais de rééquilibrage, en gérant (autant que possible) le respect des tunnels de certification (qui dans ce type de cas n'a plus de sens). C'est une complexité pour l'acteur qui peut conduire à ce que l'information de la certification de chaque EDC ne représente plus la disponibilité attendue de l'EDC (ce qui rend en pratique l'information peu utilisable pour certaines analyses).

- Un dispositif qui ne s'applique que pour certaines périodes

  En AL 2017, 50% des rééquilibrages ont été qualifiés de rééquilibrages gratuits (pour diverses raisons citées plus haut), ce qui a conduit à ce que certaines incitations financières ne s'appliquent pas à de nombreuses capacités. C'est notamment le cas pour les petits portefeuilles (ceux dont le rééquilibrage total sera inférieur à 1 GW) avant l'année de livraison : entre la date de certification initiale et le début de l'année de livraison, ces acteurs ne sont pas exposés aux frais de rééquilibrage. De façon générale, même pour les « gros » acteurs, il n'y a pas d'incitation à déclarer sa meilleure vision en amont de l'enchère de référence, alors que c'est celle-ci qui sert de référence à beaucoup de flux financiers (entre acteurs en écart du mécanisme de capacité, entre nombre de fournisseurs et consommateurs, etc.).

  Concernant le seuil (arbitraire) de 1 GW de rééquilibrages cumulés à partir duquel les rééquilibrages deviennent payants, il pourrait conduire certains acteurs proches du seuil à ne pas se rééquilibrer pour éviter des frais, compte-tenu de l'effet de seuil associé. Par ailleurs, il introduit une complexité supplémentaire dans l'application des frais qui n'a pas d'effet escompté sur les demandes de rééquilibrage (peut inciter à retarder les demandes de rééquilibrages avant l'année de livraison afin d'éviter les rééquilibrages dans un sens opposé, cf figures 14 et 15)

  Enfin, la structure d'évolution des frais de rééquilibrage en cours d'année de livraison conduit à ne pas inciter à se rééquilibrer au plus tôt sur la période entre le 31 mars AL et le 1er novembre AL (car la formule d'évolution des frais dépend du nombre de jours PP2 tirés). Ainsi, les exploitants de capacité ont intérêt à attendre le plus tard possible avant novembre AL pour se rééquilibrer (phénomène observé pour l'AL 2018).

- Un dispositif qui ne renvoie pas les incitations souhaitées, compte-tenu des incertitudes auxquels font face les acteurs sur le niveau de disponibilité effectif

  D'autre, part, compte-tenu des incertitudes auxquelles sont soumis les acteurs (sur leur disponibilité, sur le placement des jours PP2), ils n'ont pas forcément intérêt à se rééquilibrer au plus tôt s'il existe un risque de devoir procéder plus tard à un rééquilibrage dans le sens opposé.

  Avant qu'une année de livraison ne soit terminée, les acteurs de marché sont soumis à plusieurs incertitudes sur l'anticipation de leur NCE (pour les acteurs se certifiant selon la méthode de certification « par le réalisé ») :

  - L'incertitude sur l'évolution de la disponibilité des capacités (durée de prolongement de travaux de maintenance, avarie) sur tout ou partie de l'année de livraison.

    Au cours de l'année de livraison, le NCE dépendra du placement des jours PP2, qui n'est pas connu à l'avance et qui peut varier fortement d'une année sur l'autre (cf Chapitre 6).

    D'autres incertitudes peuvent exister (e.g. le comportement effectif des capacités lors de tests d'activation, si ces capacités ne sont pas fiables à 100%, le nombre de tests réalisés, etc…).

    A ces incertitudes portant sur le NCE futur, s'ajoute l'incertitude sur :

    - le coût de rééquilibrage :

En effet ce coût n'est en pratique connu qu'une fois le nombre total de jours PP2 connu. Par exemple, pour un acteur qui procède à une demande de rééquilibrage une fois que 5 jours PP2 ont été tirés, les frais de rééquilibrages, qui augmentent en cours d'année de livraison au prorata des jours PP2 qui précèdent la demande de rééquilibrage, se situent dans l'intervalle $[0{,}12 \times PREC\,;0{,}15 \times PREC]$[14] et peuvent ainsi varier jusqu'a + 25 % en fonction des tirages de jours PP2 restant au cours de l'année de livraison en cours ;

- l'écart de prix de la capacité entre la capacité obtenue/cédée pour le rééquilibrage et le règlement des écarts.

  Si le rééquilibrage est précédé d'une restitution de garanties de capacité (rééquilibrage à la baisse) ou suivi d' une vente ultérieure des capacités supplémentaires obtenues (rééquilibrage à la hausse), l'écart entre la valeur marché de ces capacités et le prix de règlement des écarts n'est pas nécessairement connu au moment du rééquilibrage (p.e. si le rééquilibrage intervient avant l'enchère de référence fixant le PREC, qui détermine le prix de règlement des écarts).

Dans ce contexte d'incertitudes, notamment sur le futur NCE, un acteur peut ne pas avoir intérêt à se rééquilibrer au niveau de sa meilleure anticipation de disponibilité à un instant donné s'il existe des incertitudes sur son NCE final et s'il ne sait pas ce que lui coûte réellement son rééquilibrage. En effet, en cas d'évolution future de sa disponibilité dans un sens opposé, il pourrait être amené à se rééquilibrer dans l'autre sens et in fine payer deux fois les frais. Des analyses théoriques sur des exemples permettent d'illustrer que la stratégie consistant à se rééquilibrer avec la meilleure anticipation en espérance n'est pas nécessairement optimale pour l'acteur et qu'il peut être intéressant d'adopter une stratégie attentiste.

L'exemple 1 de l'encadré permet de montrer sur un exemple théorique illustratif simple pourquoi il peut être intéressant d'attendre face à une incertitude sur le dispo effective (la stratégie « attentiste » coûte moins que la stratégie proactive).

L'exemple 2 de l'encadré présente un exemple de l'effet de l'incertitude sur le placement et le nombre des jours PP2 sur la stratégie optimale et fait apparaître aussi, (avec les hypothèses considérées) qu'il peut être plus intéressant pour un acteur d'adopter une stratégie attentiste[15]. Accroitre la visibilité sur la répartition des jours PP2 en cours d'année de livraison serait de nature à réduire ces incertitudes.

En définitive, ces deux exemples simplifiés permettent d'illustrer en quoi les incertitudes auxquelles les exploitants de capacité sont soumises biaisent le dispositif de rééquilibrage tel qu'il a été conçu et contribuent, dans la pratique, à ce que les rééquilibrages soient effectués au dernier moment, une fois les incertitudes diminuées (rééquilibrages en 12/AL-1, en 10/AL) ou levées (01/AL+1).

[14] Soit entre 10 et 25 jours PP2 tirés

[15] Lorsque la distribution de probabilité de l'avenir est connue, la stratégie « optimale » de rééquilibrage consiste en un rééquilibrage se situant entre le niveau de certification initial et l'espérance de disponibilité (dans le cas présenté dans la figure 15, ce niveau optimal correspond à 0,94 MW)

Encadré : Effet de l'incertitude sur le niveau de capacité effectif sur l'incitation financière des acteurs à s'équilibrer selon leur meilleure prévision de disponibilité

Exemple n°1 : Incertitude sur la disponibilité de la capacité

Soit une capacité certifiée initialement à 2 MW. Au 1er janvier de l'année de livraison, cette capacité est sujette à une avarie pouvant conduire à son indisponibilité totale durant l'année à venir selon une probabilité de 50%. A date, la meilleure estimation du NCE, est donc de 1 MW, les frais de rééquilibrage doivent alors, en théorie, fournir l'incitation pour procéder à un rééquilibrage à ce niveau (stratégie « proactive »). Dans ce cas, il faudra effectuer un second rééquilibrage à la baisse ou à la hausse selon la réalisation ou non de l'avarie, pour un coût moyen de rééquilibrage qui s'élève à 15% du PREC. Si l'acteur fait le choix d'une stratégie « attentiste », sans se rééquilibrer au plus tôt, un seul rééquilibrage sera nécessaire et l'espérance de perte sera plus limitée (10% du PREC). La meilleure stratégie sur le plan financier est donc la stratégie attentiste malgré la mise en place de frais de rééquilibrage croissant à mesure du tirage des jours PP2 qui vise à inciter les acteurs à choisir une stratégie « proactive ».

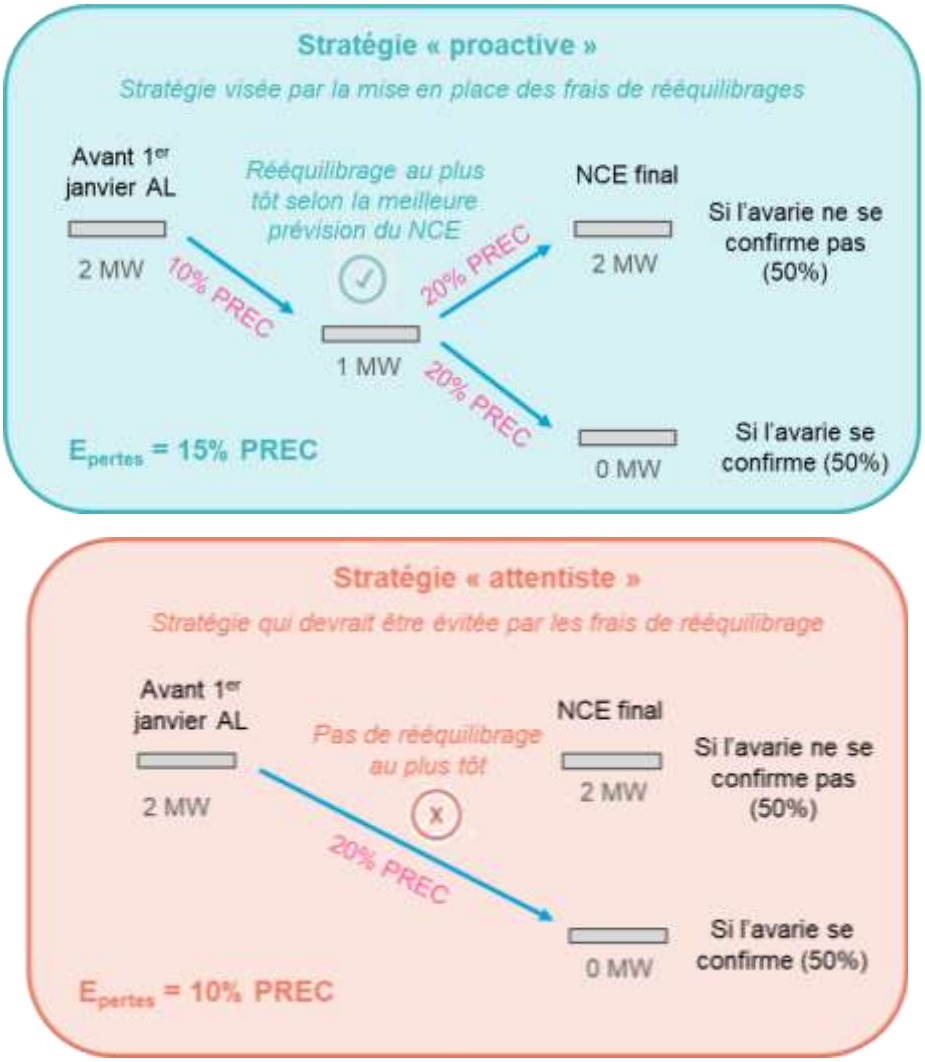


Figure 14 – Comparaison des stratégies proactives (une chance sur deux de conduire à un second rééquilibrage en sens inverse au premier) et attentistes (minimise l'espérance de pertes de l'exploitant de capacité)

Exemple n°2 : Incertitude sur le placement et le nombre de jours PP2

Soit une capacité certifiée initialement à 1 MW qui se trouve finalement totalement indisponible pour le mois de décembre. Au 1er décembre de l'année de livraison, 15 jours PP2 ont déjà été tirés (dont 4 jours sur les mois de novembre et mars). Les jours PP2 qui seront tirés en décembre peuvent être au nombre d'un (contrainte d'au maximum 25% des jours PP2 sur novembre et mars) jusqu'à dix (contrainte d'au maximum 25 jours PP2). On suppose que la distribution de probabilité du nombre de jours PP2 en décembre est connue et correspond à un tirage équiprobable. Cela signifie qu'il est autant probable qu'il y ait un jour PP2 au mois de décembre que dix jours PP2 ainsi, dans une stratégie « proactive », cela conduit à se rééquilibrer à la meilleure estimation du NCE qui s'élève à 0,73 MW, tandis qu'une stratégie « attentiste » consisterait à ne pas se rééquilibrer.

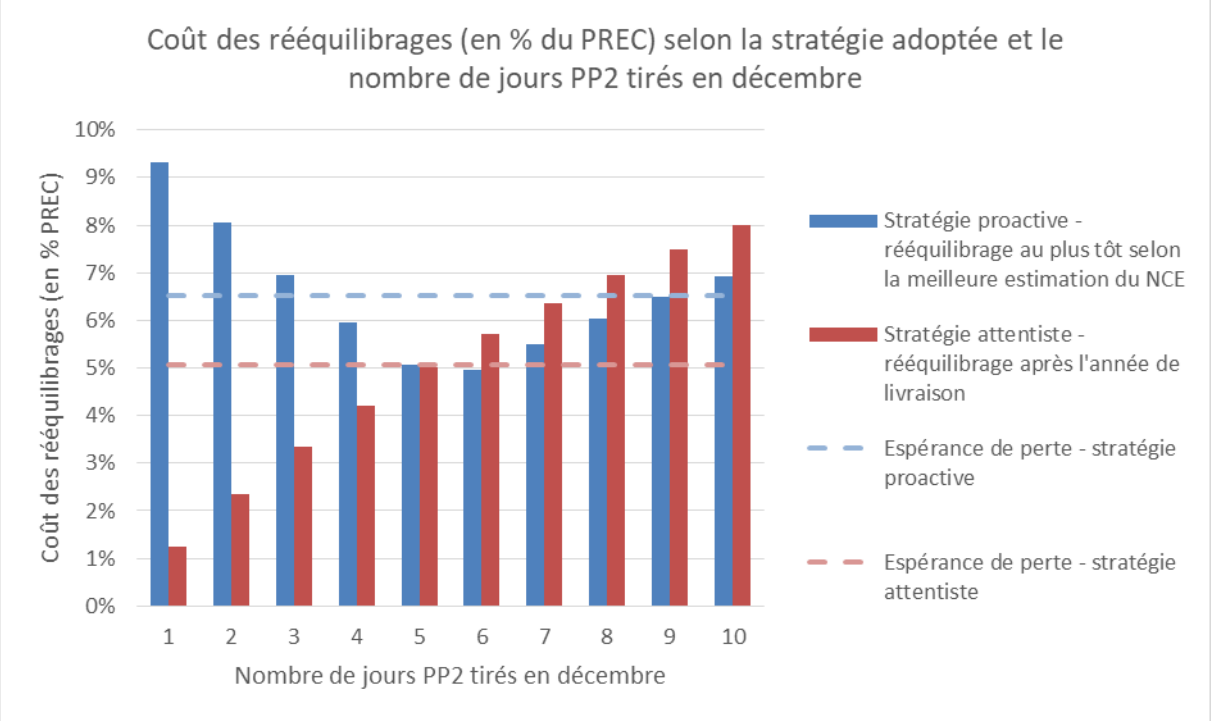


Figure 15 – Comparaison des stratégies de rééquilibrage face à l'incertitude du nombre de jours PP2

La stratégie optimale de rééquilibrage est fortement dépendante des tirages de jours PP2 à venir. Si l'on estime équiprobable le nombre de jours PP2 tirés en décembre, la stratégie qui se trouve « la mieux classée » dans la majorité des configurations et meilleure en espérance est la stratégie « attentiste » consistant à ne pas se rééquilibrer (espérance de coût évaluée à 5,1 % du PREC contre 6,5 % du PREC avec une stratégie « proactive »).

Sous cette même hypothèse d'équiprobabilité du nombre de jours PP2 tirés en décembre, la stratégie optimale consiste à s'équilibrer entre le niveau de certification initial et l'espérance de disponibilité, à la prévision du NCE maximale. En effet, puisqu'au moins 1 jour PP2 sera tiré en décembre, le rééquilibrage à 0,94 MW au 1er décembre AL est sans regret et permet de minimiser les frais de rééquilibrage (qui augmente au fur et à mesure du tirage des jours PP2).

8.2.3 Afin de prendre en compte la spécificité des différentes filières, les modalités de mise à disposition des capacités sont parfois mal comprises et génèrent des erreurs

En contrepartie de la livraison de garanties de capacités, le titulaire d'EDC s'engage via le contrat de certification à « collecter » des informations permettant de calculer leur disponibilité (NCE) :

1. la collecte des liaisons : une EDC doit être liée à des EDA et/ou EDE et/ou contenir des sites hors EDA/EDE via lesquelles sa disponibilité pour le système électrique est proposée ;
2. la collecte de la disponibilité : pour toute capacité valorisée en dehors du MA, les exploitants de capacité s'engagent, sur tous les jours de l'année de livraison (l'heure limite de collecte est antérieure à l'heure de publication des jours PP2 non-PP1), à livrer l'énergie correspondant à leur disponibilité valorisé, dès lors que le prix sur les marchés SPOT excède leur prix d'engagement ;
3. la collecte des contraintes de stock : Les exploitants de capacité ayant des contraintes de stock (si l'acteur ne peut pas livrer l'intégralité de sa disponibilité sur l'ensemble des pas horaires de 5 jours PP2 consécutifs) doivent, sur l'ensemble des jours ouvrés de la période de livraison, déclarer ces contraintes dans le cadre d'une collecte dédiée.

Ces collectes ont généré une volumétrie opérationnelle significative (près de 50 000 documents réceptionnés depuis le lancement du mécanisme) et des incompréhensions chez les acteurs de marché comme l'atteste la volumétrie des erreurs constatées (plus de 9 000 fichiers transférés au mauvais format et des erreurs sont également constatées ex-post).

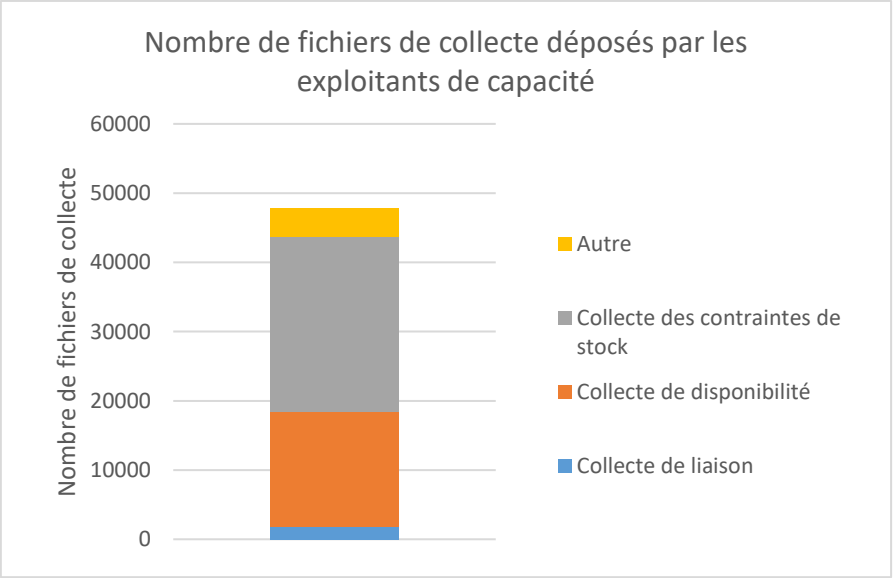


Figure 16 – Volumétrie des fichiers de collecte déposés par typologie de collecte

A noter ces obligations règlementaires s'appliquent à ce jour à toutes les EDC certifiées sur la base du réalisé, indépendamment de la taille des EDC auxquelles elles s'appliquent. Or, sur les premières années de fonctionnement, le tiers des EDC les plus représentatives représentent près 99% sur NCC France, alors que le tiers des EDC les moins représentatives représente près de 0,1 % du NCC France. Sur la base de ce constat et des coûts remontés par les acteurs dans le cadre de la concertation, il est fait le constat dans le Chapitre 2 qu'un coût d'entrée pourrait exister côté exploitants de capacité, pour

notamment répondre pendant tout l'hiver aux obligations contractuelles liées à la mise à disposition des capacités.

8.2.3.1 La collecte des liaisons : un dispositif mal compris qui vise à prendre en compte les spécificités des différentes filières et faire reposer le calcul de la disponibilité sur les mécanismes existants

La plupart des capacités (en puissance, pas en nombre) sont tenues d'offrir leur puissance disponible résiduelle (i.e. la puissance disponible non utilisée) sur le mécanisme d'ajustement. Le mécanisme de capacité aurait pu se borner à valoriser la puissance offerte par les entités du mécanisme d'ajustement (EDA). Cependant, certaines capacités/filières ne sont pas présentes sur le MA car leurs caractéristiques d'activation ne leur permettent pas de participer (e.g. délais de mobilisation trop longs) ou qu'elles ne sont pas en mesure de respecter certaines contrainte (p.e. seuils en puissance).
Afin de valoriser toutes les capacités, sans que celles-ci n'aient à s'adapter pour participer au MA (e.g. aggrégation) ou à injecter pendant les plages PP2 (une capacité qui injecte voit nécessairement sa disponibilité comptabilisée sans forcément participer au MA), le choix initial a été fait de permettre plusieurs modalités de mise à disposition des capacités. Sur les années de livraison 2017 à 2019, ce choix a permis de valoriser 2 GW de capacité qui ne participent pas au mécanisme d'ajustement (via de la production réalisée, la collecte NEBEF ou la collecte ad hoc avec prix d'engagement).

Ainsi, afin que le calcul de la disponibilité puisse s'appuyer sur tous les mécanismes de marché existants (i.e. Mécanisme d'Ajustement, le marché de l'énergie), les règles du mécanisme de capacité prévoient que le titulaire d'une Entité de Certification lie son EDC aux entités d'ajustement (EDA) et d'effacement (EDE) correspondants aux sites certifiés dans son EDC. Ces liaisons sont à déclarer ponctuellement, mais nécessitent un suivi consolidé de la participation des sites aux différentes entités (e.g. une évolution de la composition en site d'une EDA nécessite une évolution concomitante de la composition en site de l'EDC). De la même façon, les acteurs procédant à une collecte de disponibilité pour des sites de production n'étant pas contenus dans des EDA (collecte ad hoc avec prix d'engagement) doivent s'assurer que la déclaration de disponibilité soit cohérente avec les sites non-liés correspondant à la disponibilité déclarée. Ainsi, depuis le lancement du mécanisme, près de 1800 déclarations de liaison ont été effectuées. Le maintien de la cohérence entre les périmètres [EDC] et [EDE liée(s) + EDA liée(s)] engendre également des demandes de rééquilibrage, parfois à NCC inchangé pour maintenir la cohérence des périmètres.

Afin d'éviter tout possible double comptage dans le cadre du calcul du NCE, il est nécessaire que tous les sites contenus dans une EDA et/ou EDE liée à une EDC soient certifiés dans cette même EDC. Dans le cas contraire, RTE identifie une erreur de liaison qui doit être corrigée en amont du calcul du NCE (première échéance de calcul prévue en juin AL+1), sans quoi les acteurs de marché s'exposent à un abattement de leur NCE conformément à l'article 7.8.2 des Règles du mécanisme de capacité.

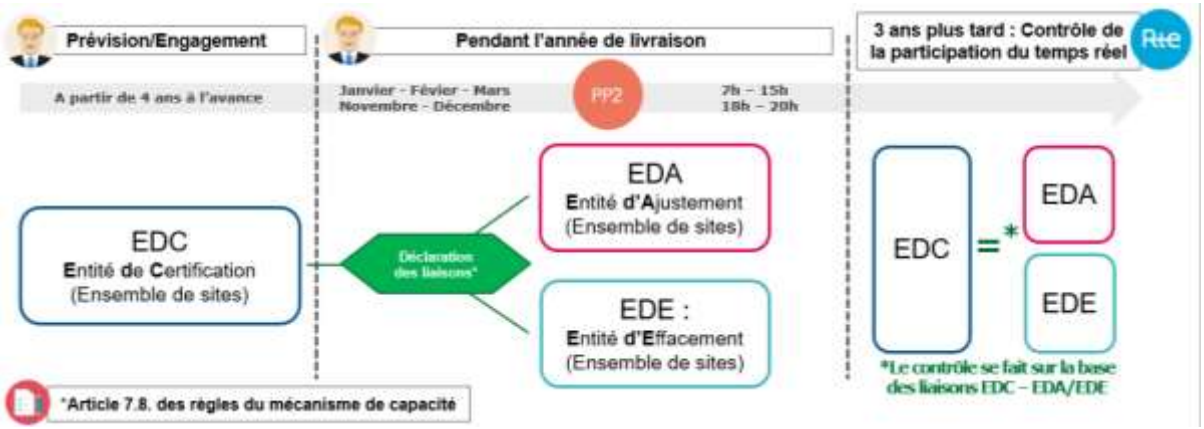


Figure 17 – Règles de mise en cohérence des liaisons

Pour anticiper sur les premiers règlements financiers effectués en 2020, RTE a lancé dès 2019 une campagne de vérification des liaisons déclarées par les exploitants de capacité pour l'exercice AL 2017 et a fait le constat d'un nombre significatif d'erreurs de périmètre (plus de 250 entités concernées, soit près d'un tiers des EDC certifiées en AL 2017), qui pouvaient s'expliquer par une déclaration partielle ou non-conforme des liaisons ou une certification partielle des sites contenus dans les EDA et/ou EDE. La fréquence des erreurs de liaison constatées est caractéristique de la complexité du suivi des liaisons pour les acteurs de marché. Le traitement « au cas par cas » des erreurs de liaison afin de les corriger avant le débouclage d'un exercice du mécanisme de capacité génère également une charge opérationnelle chez les opérateurs du mécanisme de capacité et chez RTE.

Si toutes ces liaisons ont pu être corrigées en amont des règlements financiers AL 2017 et que RTE et les GRD ont depuis accru le niveau d'accompagnement et d'alerte ex ante sur ce sujet des liaisons[16], la volumétrie d'erreurs constatées reste significative, notamment chez les plus petits acteurs de marché qui disposent d'un grand nombre de « petits » sites dans leur périmètre (i.e. agrégateurs et opérateurs d'effacement). Avec l'effort d'accompagnement mobilisé depuis 2019, RTE anticipe une réduction des erreurs de liaison à partir de l'AL 2020.

[16] Depuis la campagne de contrôle des liaisons MECAPA menée courant 2019, un module de contrôle a été développé afin d'envoyer des messages d'alerte réguliers aux acteurs qui doivent régulariser leur situation.

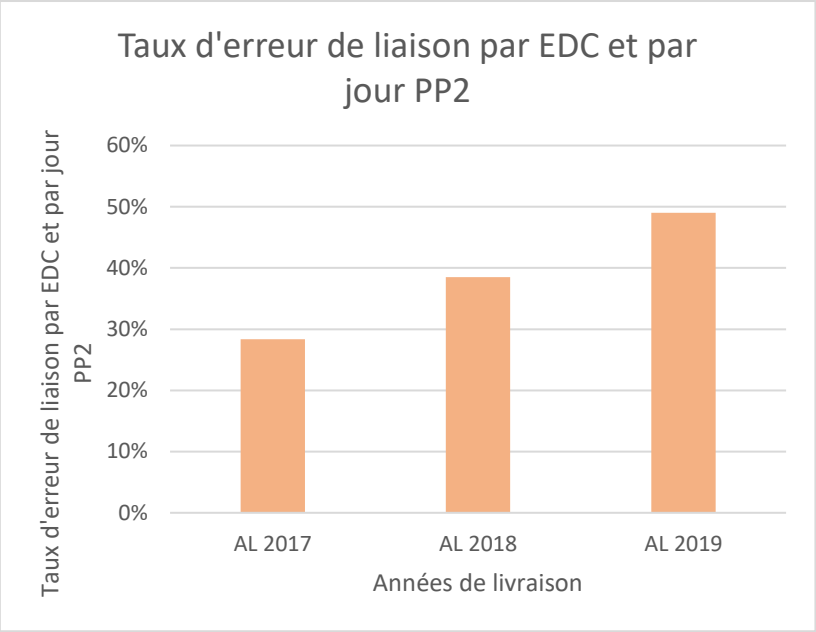


Figure 18 – Taux d'erreurs de liaison par EDC et par jour PP2

En définitive, la déclaration des liaisons et son suivi « en temps réel » au cours de l'année de livraison introduit une complexité parfois mal comprise par les titulaires d'EDC. Cette complexité dérive du choix, lors de la conception du mécanisme de capacité, de permettre à tous les exploitants de capacité d'être valorisés, indépendamment du dispositif via lequel ce dernier valorise son énergie.

D'autres pays européens ont fait d'autres choix visant à plus de simplicité : l'approche retenue dans le cadre des mécanismes de capacité britannique et polonais consiste à valoriser uniquement les capacités mises à disposition dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Une telle approche permettrait de largement simplifier le dispositif de liaison (identité entre EDC et EDA). L'effet d'un tel choix porterait sur au plus 2 GW (potentiellement moins, car les capacités d'effacement se valorisant aujourd'hui via la collecte NEBEF, évaluées à 500 MW, pourraient être capables de participer au MA).

8.2.3.2 La collecte de disponibilité: Un dispositif qui permet aux acteurs de se valoriser hors MA, mais qui mobilise des ressources conséquentes

De la même façon que pour la collecte des liaisons, la collecte de la disponibilité en dehors du MA (représentant en moyenne 2 GW par jour PP2) génère de la complexité pour les exploitants de capacité et RTE.

En effet, les exploitants de capacité qui ne proposent pas leur disponibilité via le mécanisme d'ajustement sont tenus de déclarer pour chaque journée PP2 leur disponibilité en MW en lien avec un prix d'engagement par pas horaire. Si le prix spot est supérieur au prix d'engagement déclaré par l'acteur sur un pas horaire PP2, seule la puissance réalisée sera prise en compte dans le calcul du NCE pour ce pas horaire. En revanche, si le prix spot J-1 est inférieur au prix d'engagement déclaré par l'acteur sur un pas horaire PP2, toute la puissance disponible sera prise en compte dans le calcul du NCE pour ce pas horaire. Ce dispositif a été conçu pour que les acteurs reflètent leurs couts d'activation dans leurs prix d'engagement.

Ce dispositif de collecte de disponibilité, complémentaire au MA génère également des obligations contractuelles lourdes (plus de 100 fichiers de collecte envoyé par EDC et par an, et 16 600 au total) à

mettre en regard des 2 GW de puissance résiduelle qu'elles permettent de révéler hors MA. En effet, contrairement à la collecte des liaisons qui peut être fait une seule fois par an, ces collectes de disponibilité doivent être menées pendant tous les jours de la période de livraison car les jours PP2 tirés à 19h en J-1 ne sont pas connus avant les résultats de l'enchère spot J-1 – le prix d'engagement doit être connu avant le résultat de l'enchère. Ce processus génère une activité importante chez les acteurs de marché sur tous les jours de novembre à mars, responsable d'une partie du coût de participation au mécanisme de capacité pour les exploitants de capacité (cf 8.1.2). L'avancée de l'heure de tirage du signal PP2 non-PP1 pourrait conduire à limiter cette activité.

8.2.3.3 La collecte des contraintes de stock : Un dispositif qui génère une complexité disproportionnée et dont la mise en œuvre s'est éloignée du cadre théorique

Parallèlement à ce dispositif de collecte de disponibilité, tous les acteurs certifiés dont les capacités présentent des contraintes de stock doivent déclarer via une collecte spécifique (en pratique, un autre fichier) leurs contraintes de stock, c'est à dire correspondant à l'énergie maximum journalière et hebdomadaire qu'ils sont capables d'activer, à la maille de l'EDC, respectivement sur un jour PP2 et 5 jours PP2 consécutifs sur une semaine (du lundi au vendredi).
La prise en compte des contraintes de stock dans le cadre du mécanisme de capacité répond à l'objectif initial de valoriser les capacités à hauteur de leur contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement (les capacités disposant de contraintes en stock contribuent moins à la réduction du risque de défaillance).

- <u>Une complexité importante pour un enjeu actuellement limité (< 500 MW)</u>

L'articulation de la collecte sur les contraintes de stock et de la collecte de disponibilité a parfois été mal comprise par les acteurs de marché. En particulier, certains acteurs disposant d'un stock d'activation limité sur une journée, mais sans contrainte sur les plages d'activation, déclaraient à la fois une disponibilité à 0 sur plusieurs plages horaires ainsi que des contraintes de stock se traduisant par un abattement de leur NCE ; générant ainsi un double abattement illégitime. Au total, suite aux calculs de NCE estimé et définitif de l'AL 2017, 12 contestations ont été reçues en lien avec la déclaration des contraintes de stock mal comprises ou envoyées au mauvais périmètre.

De façon analogue à la collecte de la disponibilité, la collecte des contraintes de stock conduit à une activité opérationnelle importante, les collectes devant être effectuées pour tous les jours de la période entre novembre et mars.

Sans prise en compte de ces contraintes, la surestimation totale de la contribution des capacités serait de l'ordre de 300 MW sur les années de livraison considérées dans le chapitre 7 du présent rapport, ce qui apparaît faible. Cependant, un dispositif minimal de prise en compte apparait essentiel, pour éviter que des capacités disposant de puissances importantes mais de stocks en énergie très limités ne se développent sur la base d'une rémunération qui serait déconnectée de leur utilité pour la sécurité d'approvisionnement.

- <u>Des modalités de prise en compte qui s'écartent du cadre théorique ayant justifié leur paramétrage et qui biaisent le dispositif</u>

Les contraintes de stock ont été introduites dans le cadre règlementaire du mécanisme de capacité afin de tenir compte dans la valorisation des capacités du fait qu'une capacité disposant d'un stock limité contribue moins à la réduction du risque de défaillance qu'une capacité à stock infini. En effet,

dans la configuration d'une période tendue durant plusieurs heures consécutives, une capacité disposant d'un stock limité ne sera pas nécessairement disponible sur toute la période de tension. Les abaques de contrainte de stock qui traduisent un abattement décroissant avec le nombre d'heures de stock par jour et de jours de disponibilité par semaine (article B.1.2 et B.1.3 des règles du mécanisme de capacité) visent à refléter la juste contribution des capacités « à stock » et ont été calés en supposant qu'il s'agissait de stocks utilisables consécutivement.

Or la mise en œuvre pratique (déclaration d'énergie maximale journalière) et les adaptations apportées par RTE (e.g. Convention pour la déclaration des contraintes de stock pour les batteries proposant des services système) sur demandes des acteurs ont conduit à ce que l'énergie maximum journalière ou hebdomadaire n'impose pas le caractère consécutif des heures et jours de disponibilité de l'entité ; s'éloignant ainsi du cadre théorique selon lequel les abaques de contrainte de stock sont construits. Cette déclinaison règlementaire et opérationnelle génère un biais de survalorisation important pour certaines capacités. Ainsi, une capacité de stockage disposant d'une puissance de 1 MW et d'une capacité de stock d'une heure peut déclarer une énergie journalière de 6 MWh, en supposant que s'il doit s'activer 6 heures sur une journée PP2, il pourra le faire en alternant des injections d'une heure à 1 MW et des soutirages d'une heure à 1 MW[17]. Cette stratégie conduira à une obligation de capacité sur les périodes de soutirage mais l'obligation ne portera que sur les jours PP1 où l'activation sera effective. En effet, si cette capacité de stockage n'est jamais activée sur les plages horaires PP1, elle bénéficie ainsi d'une rémunération au titre des certificats de capacité alors qu'elle ne porte aucune obligation et que si elle était utilisée pour un besoin lors d'une période de tension, sa contribution sera de seulement une heure (ou 6 heures d'injection, diminuée de 4 heures de soutirage sur les plages PP1). Le constat est identique pour ces capacités d'effacement dont l'effacement repose sur un report (complet ou partiel) de consommation.

Si un tel actif se valorise ainsi sur le mécanisme de capacité en étant activé une seule journée PP1, les revenus nets (revenus au titre des certificats de capacité, diminués de l'obligation) seraient 3 fois supérieures à ceux qu'ils devraient être selon la conception initiale des abaques de contraintes de stock ayant conduit à leur modélisation.

- <u>Des approches différentes dans les mécanismes de capacité des pays voisins</u>

D'autres pays disposant d'un mécanisme de capacité ont fait d'autres choix pour prendre en compte cette notion de stock :

- Certains, comme le Royaume-Uni, laissent libres les exploitants de capacité de participer, lesquels s'exposent au risque de payer des pénalités dans la configuration où un besoin s'exprime sur une durée supérieur à leur stock ;
- D'autres, comme l'Italie, imposent un stock minimum en deçà duquel les capacités s'engagent à payer des pénalités (les capacités doivent livrer au moins 80 % de la disponibilité valorisée pendant 75 % des heures). Cette approche est couplée avec l'application de coefficients de « derating » construit sur la base de données historiques, intégrant également une notion de stock.

[17] Pour l'exemple, l'hypothèse d'un rendement de 100% est considérée.

8.2.4 L'évaluation normative de la disponibilité : un régime dérogatoire qui décharge les exploitants de capacité d'un certain nombre d'obligations contractuelles et qui génère des écarts inférieurs à 1 GW à ce jour

8.2.4.1 L'inclusion des énergies renouvelables dans le mécanisme de capacité pour mettre en œuvre un mécanisme « capacity wide » s'est traduit par l'introduction d'un régime dérogatoire pour dérisquer les exploitants d'énergies intermittentes

Lors de la conception du mécanisme de capacité français, il a été prévu d'intégrer l'ensemble des capacités de production au mécanisme de capacité, peu importe leur technologie, leur contribution à la réduction du risque de défaillance ou les autres dispositifs de soutien dont celles-ci bénéficient. Ce principe de mécanisme sur toute la capacité (« capacity-wide ») a été traduit dans l'article L321-16 du Code de l'énergie. Ainsi, les capacités dont la source d'énergie est fatale sont tenues de se certifier et touchent une rémunération capacitaire en vendant leurs garanties de capacité. Une estimation de la rémunération capacitaire attendue est par ailleurs déduite des dispositifs de soutien (e.g. complément de rémunération) le cas échéant, afin d'éviter tout cumul d'aide d'état, conformément avec le droit de la concurrence européen.

Or comme détaillé dans le chapitre 6 du présent rapport, le contrôle de disponibilité du mécanisme de capacité renvoie des incitations à la disponibilité effective des capacités afin de maximiser le volume de capacités disponibles pour le système sur les périodes de tension (plages horaires PP2). Appliqué à des groupes de production dont la source d'énergie est fatale, le contrôle du réalisé, calculé sur la base de la disponibilité réelle (en l'espèce, énergie injectée sur le réseau) aurait fait porter aux exploitant de capacité un risque lié à la disponibilité de leur source d'énergie primaire (vent, soleil) ; lequel aurait pu entraver le bon fonctionnement du marché (e.g. incertitude sur les niveaux de NCC). Ainsi, afin de de-risquer les exploitants d'énergies renouvelables et d'apporter une vision stable à l'ensemble du marché sur le niveau de certification des énergies intermittentes, un régime dérogatoire a été introduit afin que la disponibilité valorisée soit indépendante de l'intensité de la source d'énergie primaire. Le niveau de capacité certifié est calculé sur la base des historiques de production afin que le volume valorisé en MW soit vraisemblable (cette méthode permet notamment de prendre en compte le rendement d'un site), et se trouve égal au NCE dans la configuration où l'acteur a bien injecté sur le réseau, lors des pas horaires PP2 sur lesquels la source d'énergie primaire était disponible[18].

La présente partie rend compte des avantages et inconvénients de ce dispositif de certification normative depuis le lancement du mécanisme de capacité pour l'AL 2017.

8.2.4.2 Les différences entre les NCC normatifs et le réalisé représentent des écarts relatifs non-négligeable mais restent modérées en volume (inférieur à 1 GW par an)

[18] NCC = NCE sauf dans la configuration où l'acteur n'injecte pas sur le réseau (e.g. travaux de « repowering », phase de tests)

Au cours des premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité [19], le cadre règlementaire limitait la certification normative aux technologies dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production – en l'espèce : le photovoltaïque, l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau. Pour évaluer la pertinence de ce modèle de certification sur la base de données observées, Enedis a évalué à la maille de son réseau et pour ces technologies l'écart entre les NCC d'une année de livraison (construit sur la base du réalisé historique) et le réalisé moyen mesuré lors des plages horaires PP2 de la même année de livraison (méthode de calcul du NCE dite « par le réalisé »).

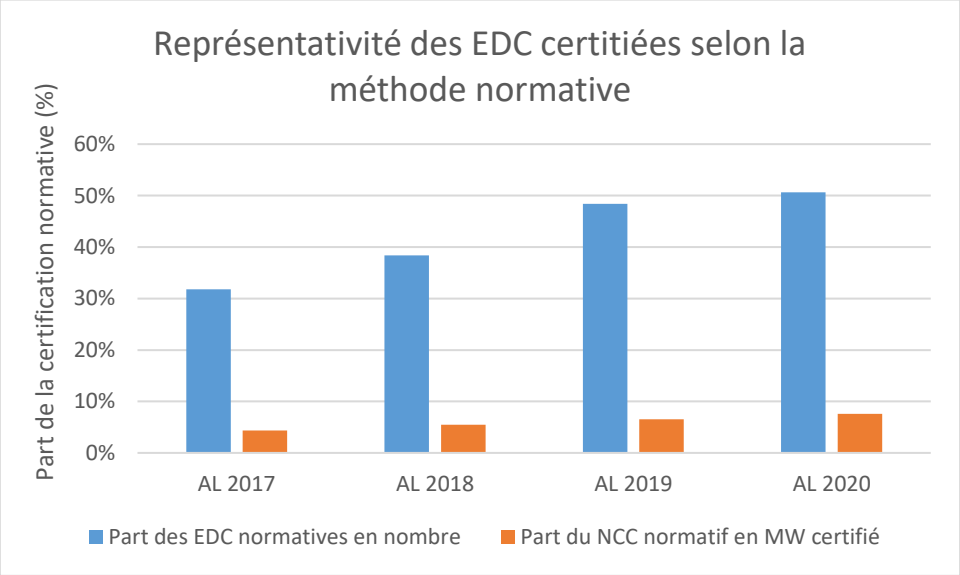


Figure 19 – Représentativité des EDC certifiées selon la méthode normative

La comparaison, à la maille France, du réalisé des filières éolienne et photovoltaïque avec leurs niveaux de capacité certifiés confirme en ordre de grandeur les résultats issus de l'étude menée par Enedis fait apparaitre, sur les 3 premières années de fonctionnement du mécanisme, un écart moyen de 500 MW entre le niveau de capacité certifié et la contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement[20]. A noter que la méthode de certification normative permet également de refléter l'apport croissant des énergies renouvelables à la sécurité d'approvisionnement et de limiter les incertitudes sur le niveau d'offre pour une année de livraison contrairement à une approche basée sur le réalisé. Cet enjeu de l'écart entre la certification normative et l'énergie injectée par les technologies reposant sur des sources intermittentes est susceptible de croitre dans les prochaines années avec le déploiement soutenu de ces technologies.

[19] A ce jour, le cadre règlementaire permet la certification normative de toutes les capacités sous obligation d'achat, mais aucun retour d'expérience n'a pu être mené sur ces modalités introduites dans le cadre règlementaire en 2019.

[20] Les graphiques et chiffres présentés dans le présent paragraphe font apparaitre les écarts observés sur les filières solaire et éolien (hors fil de l'eau) à la maille nationale, alors que l'étude Enedis détaillée à l'Annexe 1 prend également en compte la filière fil de l'eau, mais se limite à la maille du réseau Enedis.

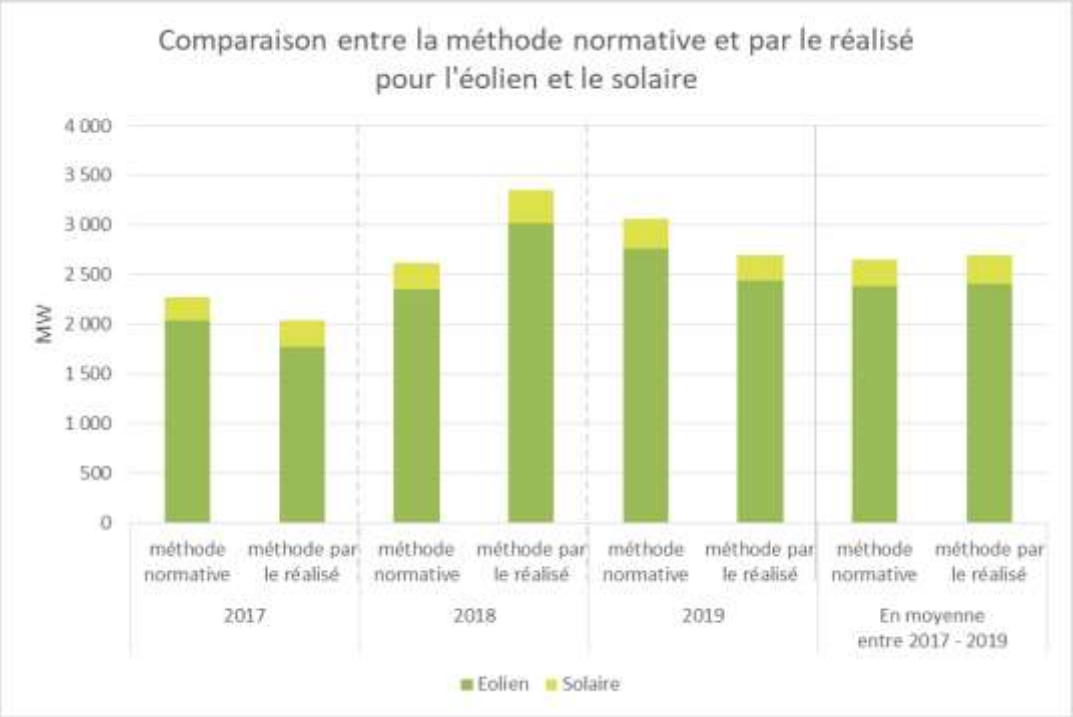


Figure 20 – Comparaison entre la méthode normative par le réalisé pour les filières éoliennes et solaires

8.2.4.3 En plus de réduire le risque porté par les exploitants de capacité, la méthode de certification normative est plus simple

Si la méthode normative a été introduite pour dé-risquer les exploitants de capacité en proie à de fortes incertitudes sur l'anticipation de leur niveau de capacité effectif, sa mise en œuvre s'est avérée plus simple depuis le lancement du mécanisme en raison de la simplification du Niveau de Capacité Effectif (NCE). En effet, elle permet d'éviter un certain nombre de processus identifiés comme complexe par les acteurs de marché et les opérateurs du mécanisme de capacité. En particulier, ne s'appliquent pas à la certification normative :

- **Le tunnel de certification**, car le niveau de capacité certifié est déterminé à partir d'une méthode de calcul reproductible et connue ex-ante ;
- **les dispositifs de collecte de la disponibilité, des contraintes de stock et des liaisons** car le niveau de capacité effectif ne reboucle pas avec la disponibilité proposée sur les marchés de l'énergie. Le bouclage par rapport à la disponibilité des exploitants de capacité se fait via un coefficient unique (TDE) qui est inférieur à 1 dans les configurations où la capacité n'est pas dans des conditions de fonctionnement « normal » lors des plages horaires PP2 (i.e. déconnection du réseau, travaux et/ou maintenance, phase de tests) ;
- hors circonstances exceptionnelles, les capacités certifiés selon la méthode normative ne procède pas à des rééquilibrages, limitant ainsi la volumétrie des certifications à traiter ainsi que la complexité des règlements financiers ;

- **le calcul du NCE**, qui se résume au produit entre le NCC et le TDE, **se trouve largement simplifié** (aucune contestation reçue portant sur la méthode de calcul).

8.2.4.4 Appliquée à tous les moyens commandables, la certification normative pourrait générer des écarts plus importants avec la disponibilité effective sur une année de livraison

Si la précédente sous-partie fait émerger le constat que la certification normative est une alternative existante permettant d'alléger les obligations contractuelles des exploitants de capacité, il convient de préciser quels auraient été les impacts de l'application d'une certification normative à l'ensemble du système électrique français.

Dans toutes les configurations, une certification normative visant à établir ex ante un niveau de capacité pour tous les moyens commandables est susceptible de conduire à des écarts significatifs entre la disponibilité réelle et la disponibilité valorisée (e.g. rééquilibrages à la baisse de plusieurs GW suite à la crise COVID), mais également de réduire les incitations à la disponibilité étudiées dans le chapitre 6 portant sur les signaux du mécanisme de capacité.

Les analyses menées par RTE permettent de chiffrer différentes alternatives :

- une valorisation de la puissance installée des capacités, plutôt que la puissance disponible effective, génèrerait des effets de transferts entre technologie. En particulier, les exploitants de capacité des filières TAC et CCG dont les niveaux de disponibilité sur les jours PP2 sont supérieurs à 90 % de la puissance installée verraient leur disponibilité moins valorisée que les exploitants de capacité de la filière nucléaire dont la disponibilité moyenne est inférieure à 85% de la puissance installée (disponibilité moyenne par filière représentée en pointillée sur les figures 21 et 22) ;
- une méthode consistant à valoriser les capacités selon le niveau de disponibilité moyen de la filière calculé sur la base de données historique (en % de la puissance installée) serait de nature à faire apparaitre des gagnants et des perdants pour chaque année de livraison. A titre d'exemple, pour la filière CCG, ces effets sont de transferts entre site sont évalués à 100 MW par AL sur les 3 premières années de fonctionnement (écart entre les barres colorées représentant des EDC et le niveau de disponibilité moyen représenté en pointillé sur les figures 21 et 22) ;
- enfin, une méthode de certification basée sur la disponibilité historique des sites (ré-introduisant ainsi une incitation à la disponibilité à moyen terme) ne permet par le refléter les importantes variations de disponibilité par sites observés sur les 3 premières années de fonctionnement (variation de la disponibilité d'une EDC d'une année sur l'autre représentée par la barre représentée en couleur plus foncée sur les figures 21 et 22).

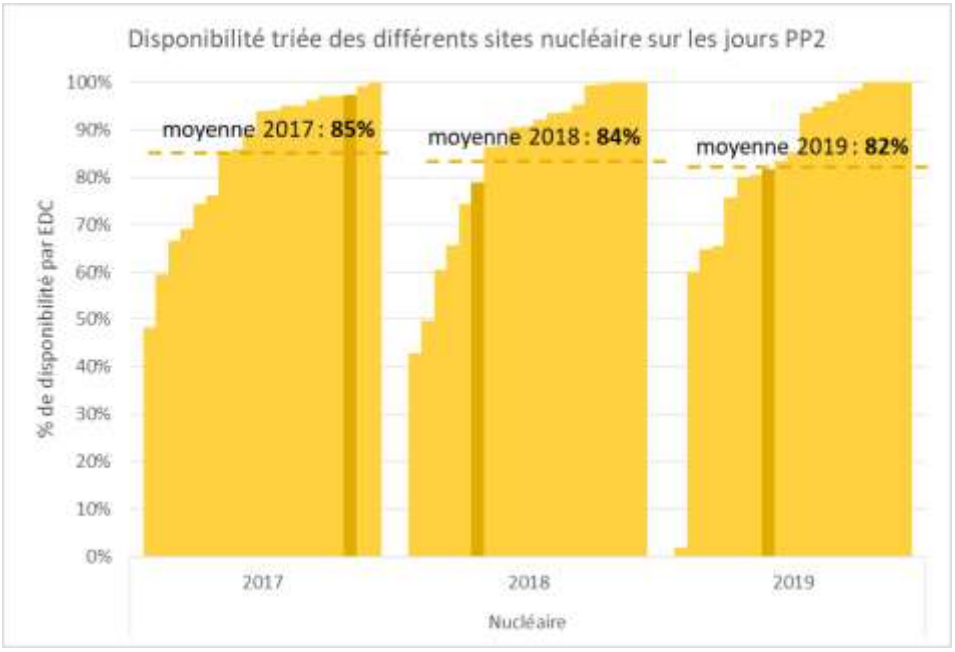


Figure 21 – Disponibilité moyenne sur les jours PP2 des EDC nucléaires entre 2017 et 2019 (en foncé, un site nucléaire en particulier au cours de ces années)

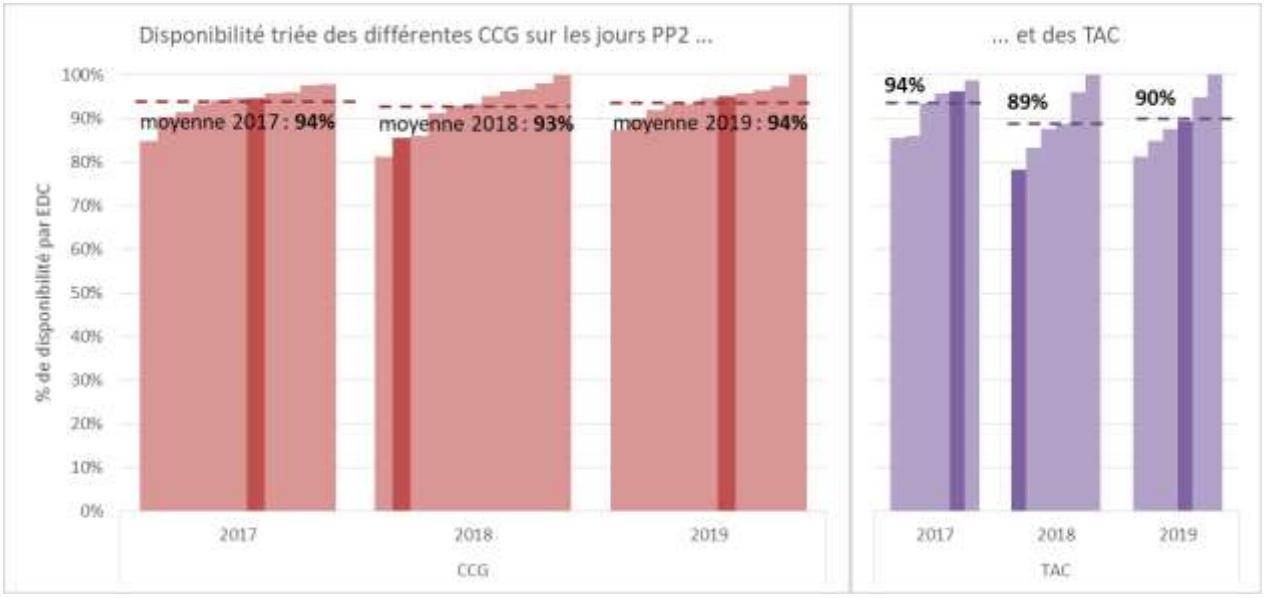


Figure 22 – Disponibilité moyenne sur les jours PP2 des EDC CCG et TAC entre 2017 et 2019 (en foncé, une CCG et TAC en particulier au cours de ces années)

8.3 Côté acteurs obligés, la prise en compte de la thermosensibilité est complexe et l'attente des données définitives pour les calculs définitifs est la principale cause de la temporalité ex post du mécanisme de capacité (règlements financiers en AL + 3)

8.3.1 Les règles de prise en compte de la thermosensibilité sont complexes et les choix retenus ne permettent pas de prendre en compte la thermosensibilité de tous les acteurs obligés

A ce jour, les règles du mécanisme de capacité prévoient la prise en compte de la thermo sensibilité des acteurs identifiés comme les plus thermosensibles (par convention, les profilés et télérelevés GRD < 175 kVA). La prise en compte de cette thermosensibilité s'effectue acteur par acteur pour les consommateurs télérelevés concernés, et sous **profil** par sous-profil pour les consommateurs profilés. Cette prise en compte de la thermo-sensibilité passe par le calcul de gradient, qui n'est pas le même en fonction du type de consommateur, et qui peut être source d'incertitude (e.g. le CGP, coefficient de bouclage pour le calcul des gradients profilé n'est connu que finAL+2).

8.3.1.1 La prise en compte de la thermosensibilité constitue la principale source de complexité dans le calcul de l'obligation de capacité à couvrir par les acteurs obligés

Afin que le niveau d'obligation de capacité reflète le plus justement possible la contribution au risque de défaillance[21], les règles du mécanisme de capacité prévoient que l'obligation de capacité constitue une extrapolation de la consommation des acteurs à température extrême, telle que définie à l'article A.1 des Règles du mécanisme de capacité. Ce processus d'extrapolation est la principale source de complexité identifiée sur le volet obligation de capacité :

- plusieurs acteurs ont précisé regretter le manque de visibilité sur leur gradient, notamment avec l'introduction des profils « dynamiques » qui ne leur permet pas de d'estimer la part thermosensible de leur obligation avant l'année de livraison, mais également du fait de l'application du CGP[22] qui n'est calculé par RTE qu'en AL + 2 ;
- les questions d'acteurs remontées à RTE sur le calcul de l'obligation portent majoritairement sur la prise en compte de la thermosensibilité et sur les formules afférentes.

8.3.1.2 Une partie de la thermosensibilité constatée n'est pas prise en compte dans le calcul de l'obligation définitive

Les règles du mécanisme de capacité prévoient une classification (par convention) des sites thermosensible [*Sites profilés + Sites télérelevés RPD dont la puissance moyenne est inférieure à 175*

[21] Les vagues de froid sont la principale cause de défaillance en France.
[22] Le coefficient de calage du gradient profilé (CGP) est un coefficient visant à homogénéiser la formule de calcul des gradients profilés avec celle prévue pour le calcul de sites télérelevés (méthode de gradient par delta), qui est également utilisée dans le cadre du paramétrage. Avant son calcul, les fournisseurs ne connaissent pas le gradient des sites profilés de leur périmètre.

kVA] et non-thermosensibles sites *[Sites RPT + Sites télérelevés RPD dont la puissance moyenne est supérieure à 175 kVA]*. Cette convention a été introduite pour que les modalités de calcul liées à la prise en compte de la thermosensibilité ne s'appliquent qu'aux sites les plus thermosensibles ; et ainsi simplifier les calculs d'obligation pour les sites les moins thermosensibles.

Enedis et RTE ont mené des études sur les sites raccordés à leurs réseaux pour estimer la thermosensibilité de l'ensemble des sites télérelevés afin d'estimer la part thermosensible non-prise en compte. Les conclusions de l'analyse sont que près de 3 % de la thermosensibilité France n'est pas prise en compte à ce jour, conduisant ainsi à une sous-estimation de l'obligation de capacité évaluée à 275 MW en AL 2017 et 250 MW en AL 2018 ; cette incertitude étant dépendante des températures observées lors des plages horaires PP1 et du gradient de l'année.

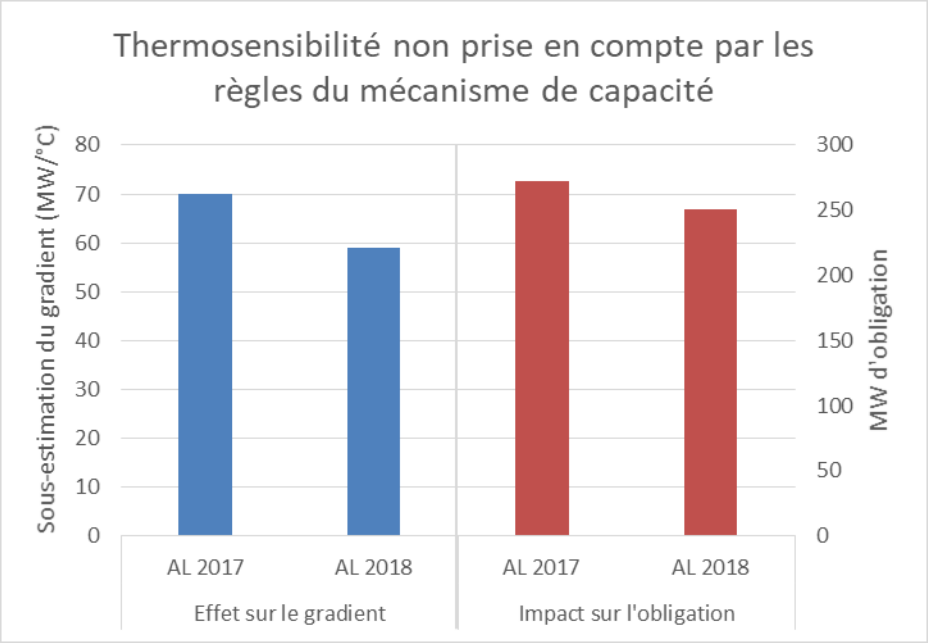


Figure 23 – Evaluation de la thermosensibilité non prise en compte par les règles du mécanisme de capacité

8.3.1.3 L'alternative qui consisterait à ne répartir la part thermosensible de l'obligation au prorata de la consommation observée conduirait des transferts financiers importants entre acteurs obligés

Selon les règles du mécanisme de capacité, le calcul du gradient s'effectue à la maille d'une catégorie de consommation pour les sites profilés, d'un gestionnaire de réseau pour les pertes et d'un acteur obligé pour les sites télérelevés. Cette méthode permet d'affecter le gradient national aux consommateurs qui en sont responsables. Cependant elle est perçue comme complexe car chaque acteur obligé doit estimer son gradient et en connait la valeur une fois l'année de livraison écoulée (concerne tous les consommateurs thermosensible avec le déploiement des gradients dynamiques). Par ailleurs, afin que le mécanisme de capacité permette le respect du critère de défaillance (principalement due aux vagues de froid en France), la part thermosensible de l'obligation doit être couverte par la disponibilité de moyens de pointe.

Afin de rendre compte des impacts de possibles alternatives « plus simples » pour la prise en compte de la thermosensibilité, RTE et Enedis ont mené une étude visant à quantifier l'impact pour chaque type de consommation d'une répartition du gradient national au prorata de la consommation moyenne. Autrement dit, cela consisterait à ce que l'obligation de capacité allouée à chaque acteur obligé soit attribuée au prorata de son niveau de consommation observé sur les jours PP1. Cette méthode de répartition du gradient au prorata de la consommation conduit, d'après les travaux menés par RTE et Enedis, à une modification de plus 2 GW de l'affectation de la puissance de référence se caractérisant par une baisse de la puissance de référence des sites profilés pour une augmentation de la puissance de référence des sites télérelevés, conduisant à des transferts financiers supérieurs à 35 M€/AL entre catégories d'acteurs obligés. Ces effets de transferts porteraient sur la part extrapolée de l'obligation de capacité comme illustré dans la figure 24.

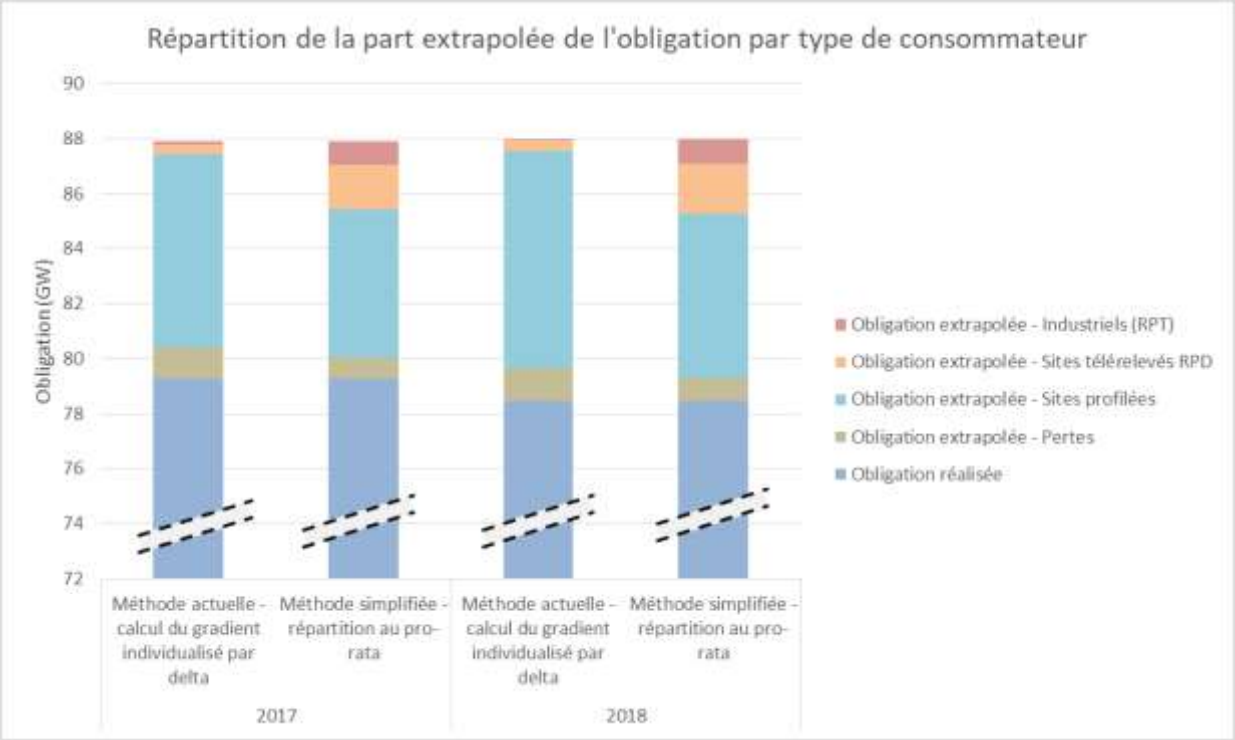


Figure 24 – Répartition de la part extrapolée de l'obligation par type de consommateur

8.3.1.4 Les remontées de données représentent un processus chronophage dont la valeur ajoutée est partiellement remise en question dans le cadre du calcul du CGP

Comme identifié dans la sous-partie 8.1.1, les enjeux d'échange de données entre RTE et l'ensemble des GRD participent à la complexité du mécanisme de capacité (i.e. volumétrie des sollicitations représentative du besoin d'accompagnement important, délai de certification ou des calculs d'Obligation et du NCE définitifs).

Dans le cadre du calcul de la part thermosensible de l'obligation de capacité, RTE calcule le coefficient de calage du gradient profilé (CGP), un coefficient de bouclage du gradient des sites profilés pour que celui-ci soit homogène au « gradient par delta » calculé pour les sites télérelevés thermosensibles. Il est calculé par RTE à partir du soutirage profilé France et des gradients profilés par acteur obligé

remontés par les GRD. La collecte de ces données constitue une sollicitation supplémentaire adressée à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution.

Pourtant, les travaux menés dans le cadre du retour d'expérience ont permis de mettre en lumière que la comparaison des Résultats du CGP 2017 et 2018 auraient été faiblement affectés en considérant uniquement les données remontées par les gestionnaires de réseau les plus représentatifs. En particulier, en utilisant uniquement des données remontées par les GRD de plus de 100 000 clients, le niveau d'obligation France n'aurait été affecté que de 30 MW par rapport aux résultats obtenus avec une remontée exhaustive des données.

8.3.2 La temporalité du mécanisme de capacité qui s'étend jusqu'à AL + 3 est une source de complexification des processus pour les parties prenantes mais anticiper les règlements financiers sur la base de données provisoires pourrait impacter le niveau d'obligation jusqu'à 1 GW

La temporalité du mécanisme de capacité qui s'étend jusqu'à AL + 3 est une source de complexification des processus pour les parties prenantes[23] qui se caractérise notamment par des enjeux de lisibilité (e.g. le NCE estimé 2018 a été calculé avant le NCE définitif 2017), par des enjeux de trésorerie et des changements d'interlocuteurs.

Les règlements financiers du mécanisme de capacité se déroulent à partir du mois de mars AL + 3 afin que le débouclage du mécanisme repose sur les données les plus fiables possibles. En effet, à ce jour, la réconciliation temporelle (RECOTEMP, dernière étape de traitement des données RPD, utilisées pour clôturer le règlement des écarts des responsables d'équilibre) permet de corriger les périmètres RPD (profilé, pertes et éventuelles corrections de remontée de données pour les sites RPD télérelevés), s'applique à des années dites « à cheval » (du 1er juillet N au 30 juin N+1) et est finalisée 14 mois après la clôture de la période. Ainsi, les données définitives portant sur la fin de l'année de livraison (novembre et décembre AL) ne sont disponibles que 14 mois après la période du 1er juillet AL au 30 juin AL + 1, soit en septembre AL + 2.

L'enjeu de l'actualisation des données via la RECOTEMP concerne principalement le calcul de l'obligation de capacité (les sites RPD représentent pratiquement 90 % de l'obligation définitive) et le calcul du NCE dans de moindres proportions (le NCE des sites profilés certifiés selon la méthode du réalisé représente uniquement 0.12% % du NCE France[24][25]). Le calcul limitant qui justifie l'initiation des règlements financiers plus de 2 ans après la fin de l'année de livraison est donc le calcul de l'obligation

[23] Dans l'appel à contributions portant sur le cadrage des sujets à traiter dans le présent retour d'expérience ouvert du 19 février au 13 mars 2020, la majorité des parties prenantes a remonté ce sujet comme l'une des principales sources de complexité du mécanisme dans son fonctionnement actuel.

[24] La réconciliation temporelle vise à finaliser le calage des périmètres RPD. Elle s'appuie notamment sur les données de comptage des sites profilés afin de procéder aux derniers ajustements sur le périmètre de consommation des sites RPD profilés et des pertes RPD. L'étape de la réconciliation temporelle permet également de corriger des erreurs de remontée ou publication de données pour les sites RPD télérelevés (ces corrections sont, en énergie, inférieures à 0,2 % chacune des trois périodes entre le 1er juillet 2016 et le 30 juin 2019).

[25] L'impact de la réconciliation temporelle sur le calcul du NCE définitif est d'autant plus limité qu'elle n'affecte que la part « réalisée » du NCE dès que les capacités sont sollicitées. Or les exploitants de capacités connectés au RPD sont pour beaucoup des capacités de pointe dont le réalisé représente une faible part du NCE valorisé (< 10 % pour les EDC RPD profilées).

définitive : 20 mois pour disposer des données de consommation RPD et pertes issues de la réconciliation temporelle, 3 mois pour calculer le CGP, 3 mois pour calculer les puissances de référence.

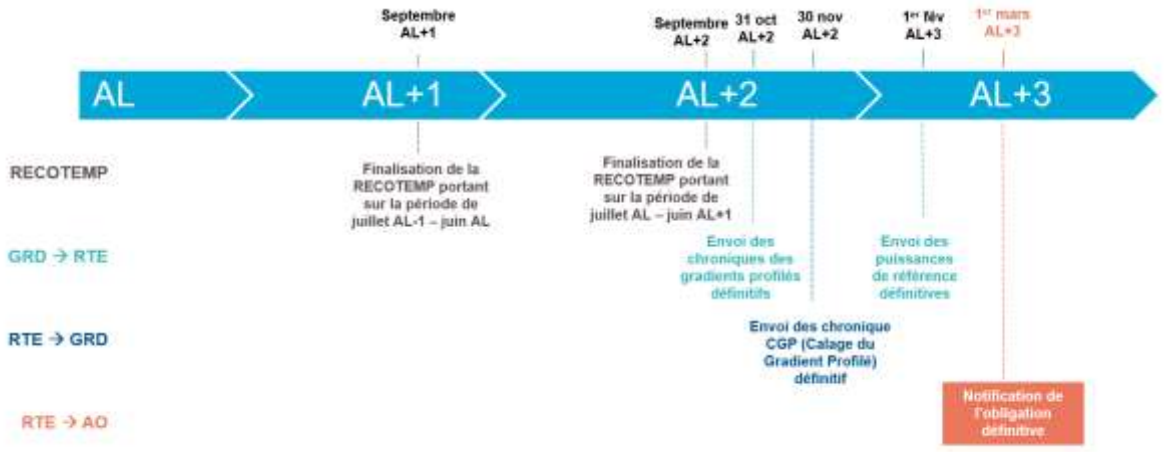


Figure 25 – Frise précisant les principaux jalons intervenants dans le calcul de l'obligation définitive

Dans le cadre de l'Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH), le choix a été fait d'effectuer le contrôle ex-post sur les droits ARENH demandés, sur la base de données dites « provisoires », disponibles dès AL + 1. Une telle approche appliquée aux règlements financiers sur le mécanisme de capacité consisterait à considérer les résultats issus des calculs estimés de l'obligation et du NCE comme définitifs. Or certains des écarts constatés entre les calculs estimés et définitifs correspondent également à des traitements de contestation ou à des remontées de données incomplètes par certains gestionnaires de réseau de distribution. A ce sujet, il apparait utile de rappeler que le calcul de l'obligation de capacité repose sur un nombre de plages horaires (100 à 150 heures) plus faible que celles considérées pour le calcul des droits ARENH (4000 heures creuses) ; ainsi, l'enjeu de fiabilité des données est susceptible de davantage impacter le calcul de l'obligation de capacité.

Au calcul du gradient des sites profilés s'applique le coefficient de calage du gradient profilé lequel est calculé pour les calculs estimés et définitifs. En reprenant l'hypothèse selon laquelle les données issues des GRD de plus de 100 000 clients sont suffisantes pour le calcul d'un CGP représentatif de la thermo sensibilité des sites profilés (tous les GRD de plus de 100 000 clients ont envoyé leurs données lors des calculs estimés), il est possible de conclure que l'écart moyen[26] constaté entre les CGP estimé et définitifs, évalué à 1,2 % en AL 2017 et à 5% en AL 2018 est la conséquence du processus de réconciliation temporelle, affectant ainsi l'obligation France jusqu'à 300 MW entre les calculs estimés et définitifs.

Afin de mieux capter l'effet de la réconciliation temporelle sur l'obligation des acteurs obligés disposant de sites connectés au RPD et des pertes RPD, il a été procédé à la différence entre les derniers[27] calculs d'obligation estimés pour lesquels des données ont été transmises et les obligations définitives équivalentes. En effet, les calculs de l'obligation estimée reposent sur des données issues du processus de RECOFLUX alors que les calculs de l'obligation définitive reposent uniquement sur des données issues de la RECOTEMP. Il en ressort que la réconciliation temporelle :

[26] Moyenne des valeurs absolues des écarts.
[27] Datés de janvier AL + 3, l'hypothèse retenue est que l'intégralité des contestations a été traitée à cette date, afin d'isoler l'effet de la réconciliation temporelle sur les calculs d'obligation.

- est susceptible d'avoir un impact sur le niveau d'obligation France (+ 500 MW en AL 2017 et - 300 MW entre AL 2018) – figure 26 ;
- induit, pour la majorité des acteurs obligés, des variations d'obligation de capacité limitées en MW (< 10 MW), mais qui peuvent aller jusqu'à +/- 30 % de leur niveau d'obligation pour les plus petits acteurs – figure 27.

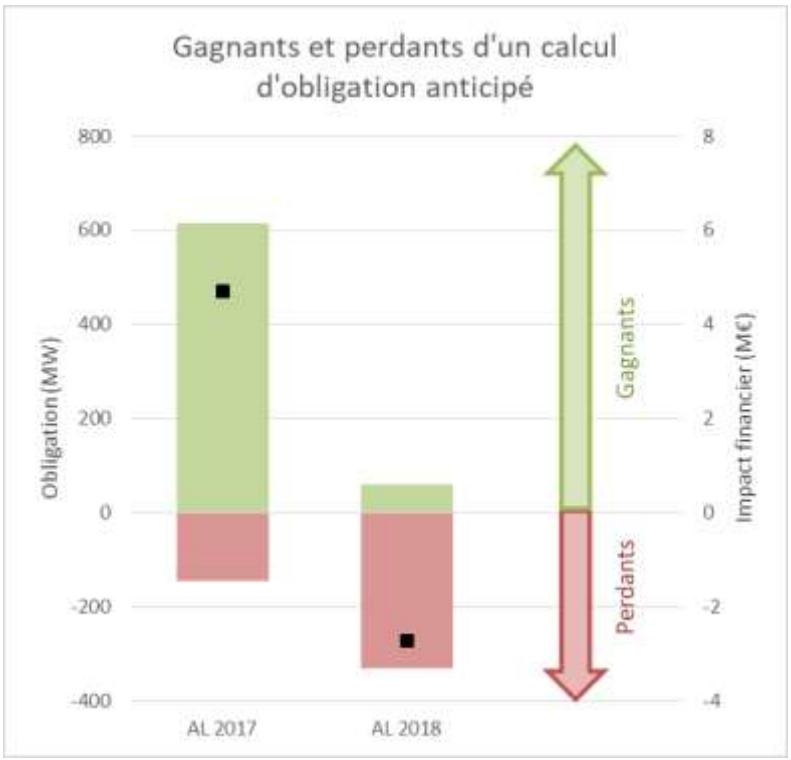


Figure 26 – Impact d'un calcul d'obligation anticipée sur les acteurs obligés

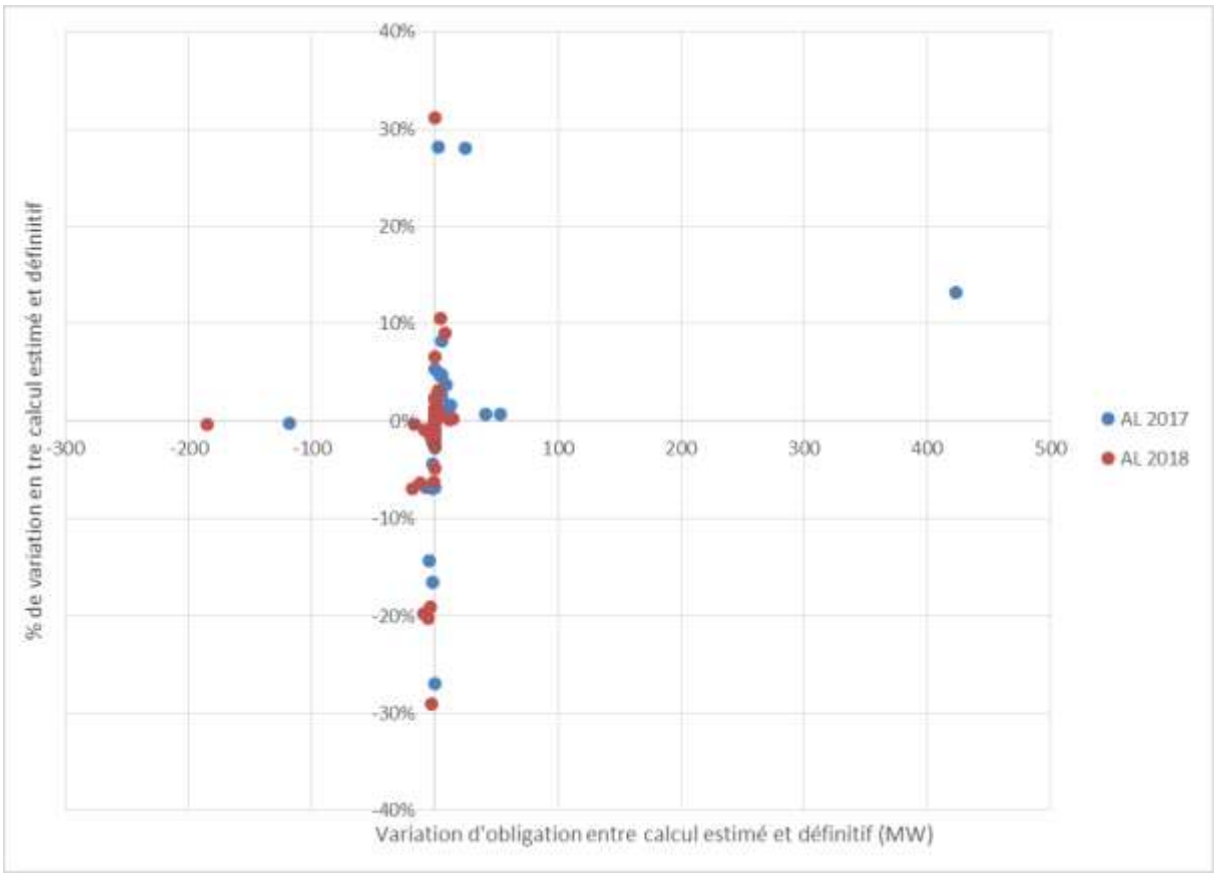


Figure 27 – Variation par acteur obligé entre calculs d'obligation estimé et définitif