GT Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité

GT Mécanisme de Capacité

08/07/2020

Plan de la présentation

1. **Contribution du mécanisme de capacité au respect de critère de sécurité d'approvisionnement**

   Caractérisation du produit « disponibilité »

2. **Comportements d'acteurs et efficacité des incitations en place**

   A. *Comportements et incitations – acteurs obligés*

   B. *Comportement et incitations - exploitants de capacité*

3. **Niveau de complexité en regard des enjeux de précision**

   A. *Diagnostic sur la complexité*

   B. *Enjeux de complexité en regard des enjeux de sécurité d'approvisionnement*



1

Contribution du mécanisme de capacité au respect du critère de sécurité d’approvisionnement

Caractérisation et contrôle du produit « disponibilité»

Observer la disponibilité : un enjeu pour la sécurité d'approvisionnement

Le mécanisme de capacité valorise la disponibilité des exploitants de capacité pour délivrer de l'énergie ou s'effacer en cas de besoin. Ce produit n'étant pas mesurable simplement, RTE est en charge de contrôler cette disponibilité via notamment le calcul du Niveau de Capacité Effectif.

La disponibilité valorisée peut être décomposée en deux blocs principaux :

i. **la puissance réalisée (fournie ou effacée)** : elle peut être mesurée par un compteur pour la production et calculé à partir de méthode de contrôle du réalisé pour l'effacement
ii. **la puissance disponible résiduelle** : cette composante correspond à l'énergie mise à disposition sur les marchés mais qui n'a pas fait l'objet d'une activation. Elle se caractérise notamment par le fait qu'elle se situe en dehors de la préséance technico-économique.

Cette étude s'intéresse **aux enjeux d'observabilité des capacités contractualisées**:

- Sur 2017
- Sur les plages horaires PP2
- Lorsque la capacité a été appelée par RTE dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement et du Mécanisme NEBEFF
- Sur les EDC certifiées selon la méthode par le réalisé (par construction de la méthode normative, le taux d'observabilité est de 100% si l'on considère toute la période).

A noter : Les refus d'activation ne sont pas comptabilisés dans l'étude.

Répartition Réalisé/Résiduel par filière - Mise à jour des résultats

- **La puissance résiduelle disponible représente une part significative du NCE**

  Environ 75% du NCE correspond à une puissance réalisée en moyenne. Le reste correspond à la puissance résiduelle offerte en moyenne (et non activée)

- **Un constat contrasté selon les filières**

  Les filières dont le contribution est plus capacitaire qu'« énergétique » présentent un taux de réalisé dans le NCE très faible

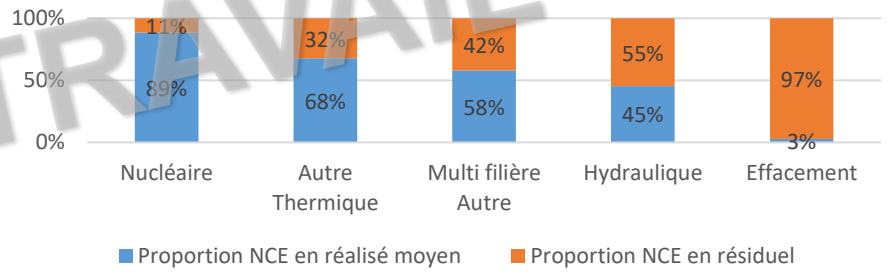
- **Ce premier niveau d'analyse ne traduit pas le niveau d'observabilité de la puissance résiduelle**

  Une puissance observée même seulement une heure sur les jours PP2 apporte une certaine garantie sur son effectivité, quand bien même le réalisé moyen apparaîtra très faible et proche d'une puissance jamais réalisée

=> RTE propose une analyse la puissance non vue (cf slide suivant)

DOCUMENT DE TRAVAIL

Décomposition du NCE pour AL 2017 entre la puissance réalisée moyenne et la puissance disponible résiduelle offerte (sur le MA, engagement sur un prix, etc.)



Attention, ce graphique ne présente pas la fiabilité d'une filière mais seulement son activation effective lors des plages PP2. Elle peut ne pas avoir été activée car l'occasion de s'activer ne s'est pas présentée sur les plages PP2

Observabilité du NCE –

Mise à jour des résultats

- **Une partie de la puissance mise à disposition n'est pas observée sur les plages horaires PP2**

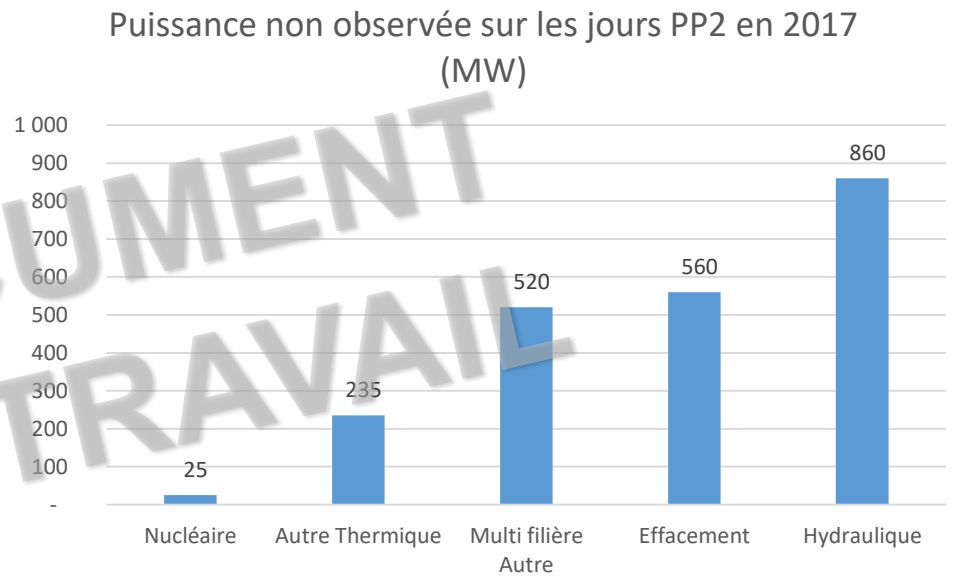
  Au niveau France, sur ~90 GW de capacité certifiée, ~2 GW n'ont jamais été observés sur les plages horaires PP2 de l'AL 2017* .

- **Pour la plupart des filières, même de pointe, la puissance maximale offerte a été au moins une fois réalisée**

  Pour certaines filières, une part significative des EDC n'ont jamais produit au maximum offert

Des analyses poursuivies slide suivantes concernant la fiabilité ainsi que son impact sur le NCE

DOCUMENT DE TRAVAIL



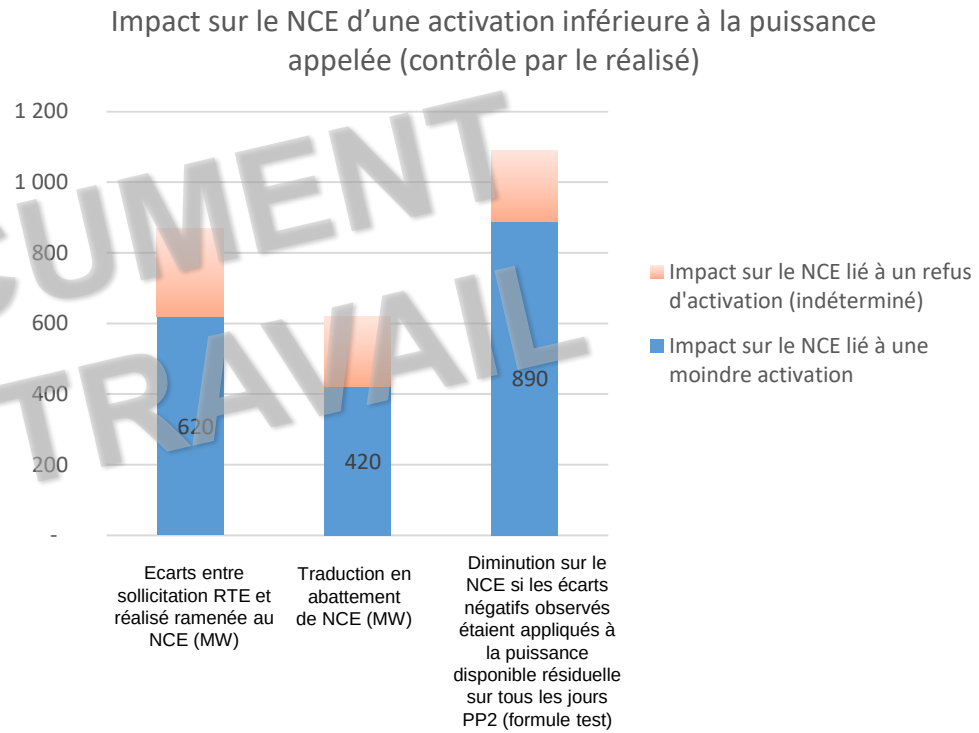
Attention, ce graphique ne présente pas la fiabilité d'une filière mais seulement son activation effective lors des plages PP2. Elle peut ne pas avoir été activée car l'occasion de s'activer ne s'est pas présentée sur les plages PP2

Contrôle du NCE par activation naturelle à la hausse via le MA et NEBEF (Contrôle par le réalisé)

- Les règles du mécanisme de capacité prévoient à l'article 7.9.2 un dispositif de contrôle par le réalisé qui se caractérise par **un abattement du NCE sur les plages horaires sur lesquelles une capacité était attendue et n'a pas été observée**.

- Cette méthodologie conduit à un abattement de la disponibilité (NCE) lors d'écarts observés quand RTE sollicite l'activation d'une capacité.

- **Cela peut s'explique car :**
  - les refus d'activation n'impactent la puissance valorisée uniquement sur les plages sur lesquelles la capacité a été sollicitée (re-déclaration à la baisse de la puissance disponible) → **Cet effet n'a pas été déterminé à ce jour**
  - les moindres activations n'impactent la puissance valorisée (NCE) que sur les plages horaires sur lesquelles la capacité a été sollicitée (effet de pondération). → **Cet effet est quantifié en bleu sur le graphique**



DOCUMENT DE TRAVAIL

NCE non observé : éléments d'explication

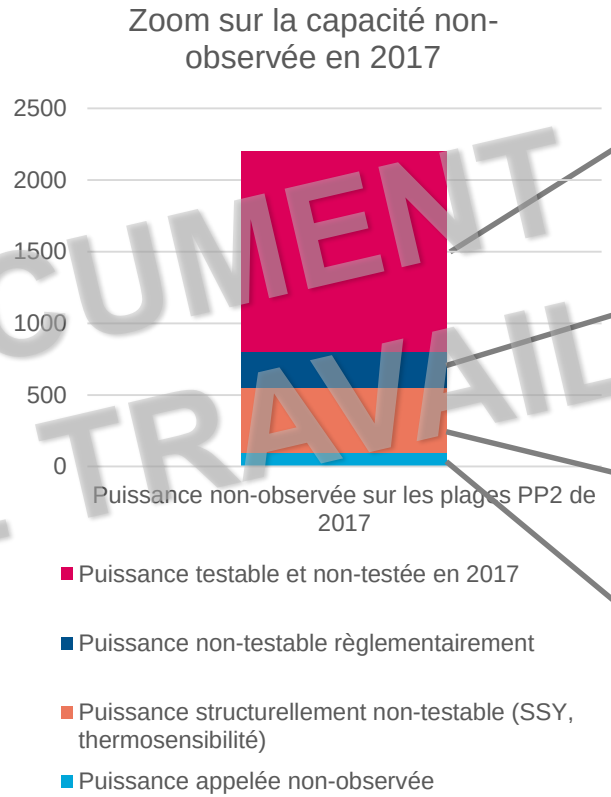
Les 2,2 GW non observés sur les plages PP2 sont à mettre en regard de différents éléments.

Une partie de la puissance ne peut pas être appelée:

- Structurellement : thermosensibilité, Services Systèmes
- Dans le cadre réglementaire, les tests sont limités à 3 tests par EDC

Une partie a été appelée mais n'a pas été observée.

Une dernière partie peut-être appelée dans le cadre de tests au titre du mécanisme de capacité. En 2019, les tests d'activation menés par RTE ont permis de tester ≈ 300 MW de capacité. **Tester les 1400 MW non appelés en AL 2017 pose des enjeux de faisabilité opérationnelle au vu du grand nombre d'EDC qui portent ce volume (165)** et des enjeux de sécurité du réseau et du système qui sont toujours privilégié aux activations pour tests.



Puissance testable et non-testée en 2017 ≈ 1 400 MW
Mise en œuvre progressive des tests (50 MW en 2018 et 300 MW en 2019)

Puissance non testable règlementairement :
- Limitation à 3 tests par EDC ≈ 250 MW

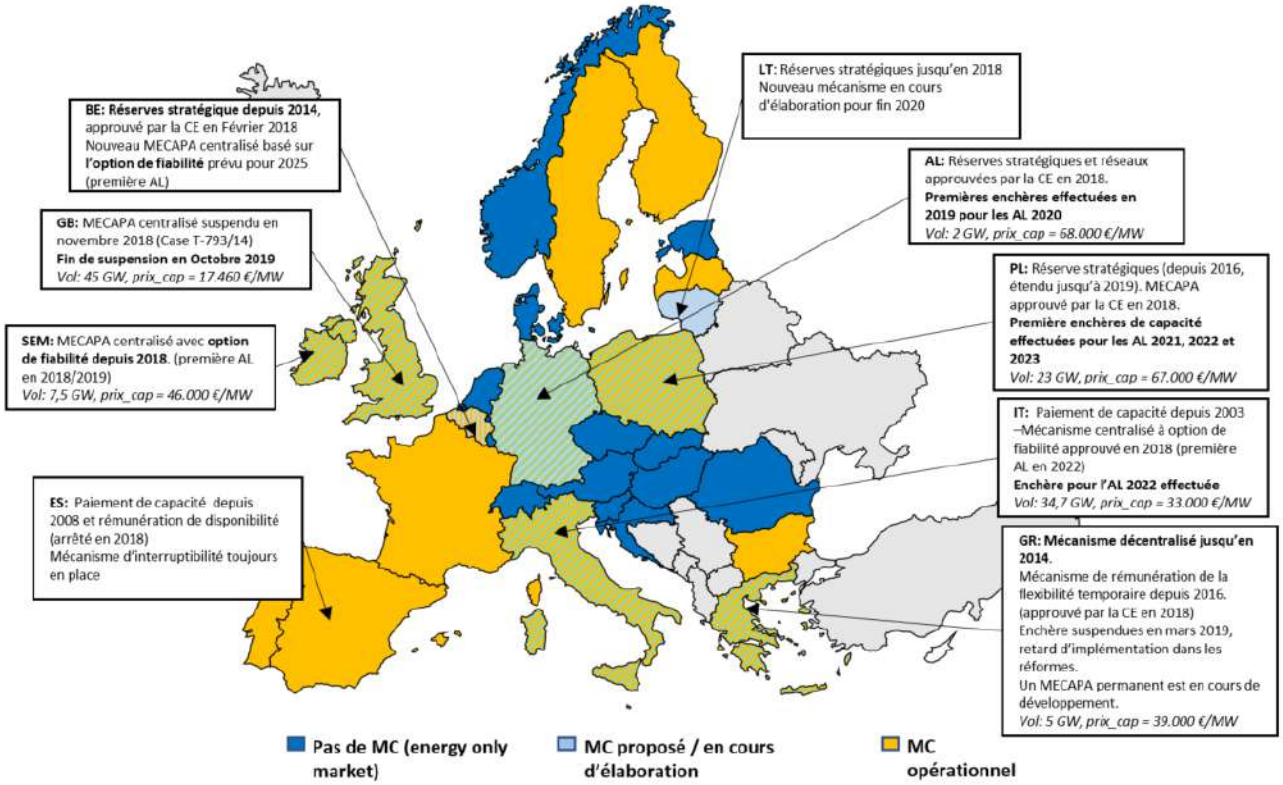
Puissance non-testable structurellement:
- Services systèmes ≈ 400 MW
- Thermosensibilité ≈ 50 MW

Puissance appelée non-observée : 100 MW

DOCUMENT DE TRAVAIL

Zoom sur le contrôle de disponibilité en Europe

Des architectures hétérogènes au niveau européen



- Carte non exhaustive des principaux mécanismes de capacité européens
- Une analyse de 8 mécanismes de capacité a été effectuée en collaboration avec les GRT locaux
- Les 8 pays sondés disposent ou disposeront d'un mécanisme qualifié de mécanisme de capacité par l'Union européenne
- Les mécanismes présentés disposent tous d'une structure à acheteur central où le GRT ou l'Opérateur du mécanisme fixe le niveau de demande

L'engagement à la disponibilité dans les mécanisme européens

La période d'engagement varie selon les mécanismes, trois grande catégories sont identifiées:

i. Contrôle de disponibilité **continu tout au long de l'année**. Des possibles indisponibilités pour **contraintes de stocks** sont prévues dans ces dispositifs (Grèce et Italie).

ii. Un déclenchement du contrôle suite à des **événements significatifs menaçant l'EOD**(« System Stress Event»). Le GRT notifie les acteurs qui disposent d'un délai pour s'activer à la hauteur de leur capacité engagée (Pologne et UK).

iii. Le contrôle est déclenché suite à un signal, toujours en lien avec les prix observés sur les marchés de l'énergie; c'est notamment le cas des mécanismes basés sur **l'Option de Fiabilité (Reliability Option**).

Le volume engagé pendant le contrôle de disponibilité peut prendre les deux formes suivantes:

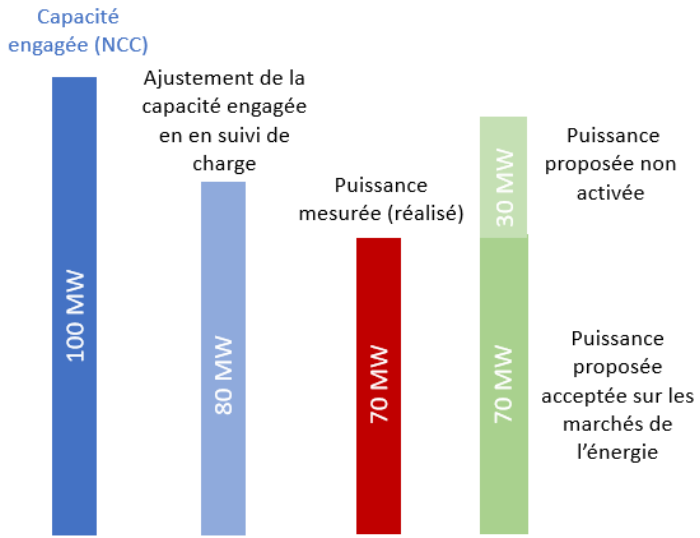
i. L'acteur doit délivrer **la totalité de sa capacité engagée** lors du contrôle (qui correspond à la capacité contractualisé suite à l'enchère) (Allemagne, Grèce)

ii. La capacité demandée peut être réduite en fonction de la demande **en suivi de charge** « load following ». Par exemple, si seulement 80% de la capacité totale contracté au titre du MECAPA suffit à maintenir l'EOD, alors la capacité attendue par l'acteur lors de la période de défaillance sera **réduite de 20%** pour la période de contrôle désignée. (UK, Pologne, Italie, Irlande)

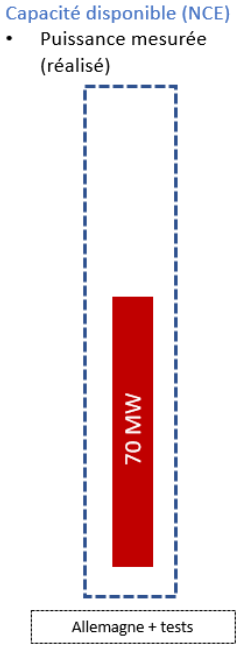
Pour les tests, la sollicitation d'activation peut être à l'initiative de l'opérateur du mécanisme, ou alors sur déclaration ex-post de l'acteur qui transmet à l'opérateur du mécanisme de capacité, les plages sur lesquelles il s'est activé à hauteur de sa puissance contractualisée.

Contrôle de disponibilité

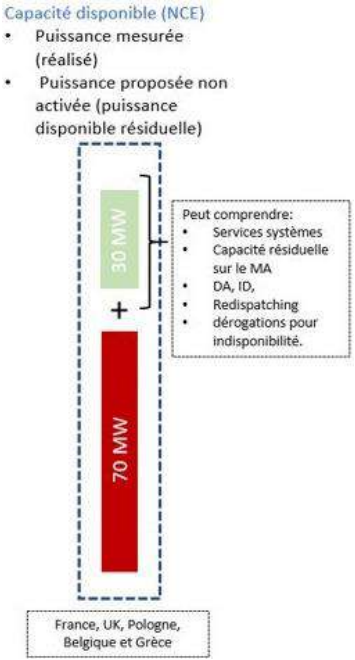
Si la méthode de calcul de la disponibilité varie d'un mécanisme à l'autre, il est possible d'identifier 3 méthodes caractéristiques:



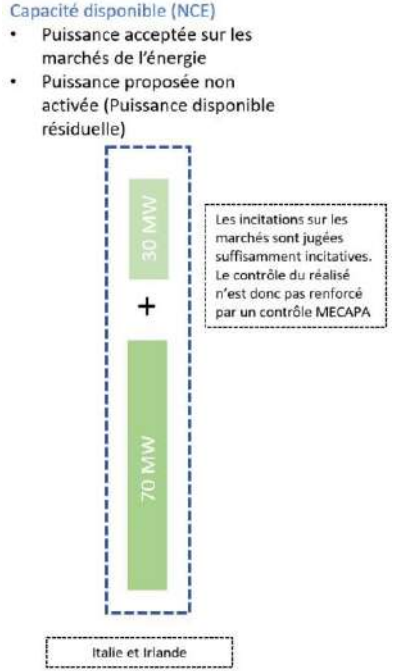
1



2



3



Système incitatif associé au contrôle de disponibilité

Des pénalités sont applicables aux acteurs qui échouent à délivrer leur capacité engagée lors des périodes de contrôle de disponibilité:

- Le montant de la pénalité est souvent calculé en fonction **du volume non délivré** par l'acteur multiplié par un taux de pénalité qui peut varier selon les pays (une valorisation des performance en cas d'écart positif est possible dans certain mécanismes).
- Une majorité des pays européens utilisent **des plafonds** sur le montant des pénalités payables par les acteurs en écart(« stop-loss limit »). Pour la majorité des mécanismes en place, un acteur ne **pourra jamais payer plus de pénalités que sa rémunération capacitaire durant l'AL** (il existe aussi des plafonds mensuels établis à 20% de la rémunération dans certains mécanismes).

Des mécanismes prévoient une rémunération additionnelle pour les acteurs ayant délivré plus que leur capacité engagée durant les périodes de contrôle en fonction des pénalités récoltées sur les acteurs en écart négatifs.

Des pénalités sont également applicables aux acteurs qui échouent à délivrer leur capacité engagée lors des procédures de test. Dans la plupart des cas, la rémunération capacitaire de l'acteur défaillant **est suspendue jusqu'à la réalisation de tests satisfaisants**

Les mécanismes de type «Option de Fiabilité» (**Reliability Option**) disposent d'un système incitatif particulier via Payback Obligation qui incite les acteurs à proposer des prix sur les **marchés de l'énergie inférieurs à un prix d'exercice**.

Comparaison du contrôle de disponibilité

								
Type de MECAPA	Marché décentralisé	Marche centralisé	Réserves stratégiques (x2)	Marché centralisé basé sur les options de fiabilité	Nouveau marché centralisé basé sur les options de fiabilité	Marché centralisé	Marché centralisé basé sur les options de fiabilité (par zone)	Mécanisme centralisé de rémunération de la flexibilité
Période d'obligation de disponibilité	Jours PP2/PP1	Signal du GRT durant « System Stress Event »	Sur ordre des GRT	Signaux de marché Prix de marché > Prix d'exercice	Signaux de marché Prix de marché > Prix d'exercice	Signal du GRT durant «System Stress Event»	Contrôle continu	Tous les jours au moins 3 heures
Tests d'activation en plus des périodes d'obligation	Tests d'activations sur sollicitation de l'opérateur du mécanisme	Observabilité de la capacité à l'initiative de l'exploitant de capacité	Tests d'activations sur sollicitation de l'opérateur du mécanisme	Pas de test supplément aire	Tests d'activations sur sollicitation de l'opérateur du mécanisme	Observabilité de la capacité à l'initiative de l'exploitant de capacité	Pas de test supplément aire	Pas de test supplémentai re

Comparaison du contrôle de disponibilité

								
Capacité considérée comme disponible	Réalisé + Puissance résiduelle	Réalisé + Puissance résiduelle	Réalisé + Maintenance autorisée	Position sur les marchés	Réalisé + Puissance résiduelle	Réalisé + puissance résiduelle	Position sur les marchés	Réalisé + Services Système
Pénalités financières ou système d'incitation	Pénalités + frais incitatif	Pénalités majorées à la valeur du contrat + suspension de paiement (test défaillant)	Pénalités majorées à la valeur du contrat	Payback obligation	Payback obligation + pénalités majorées à la valeur du contrat	Pénalités majorées à la valeur du contrat + suspension de paiement (test défaillant)	Payback obligation + suspension de paiement	Pénalités majorées à la valeur du contrat
Contraintes de stock	Coefficients Kj (5 jours / 10 heures)	Pas de durée limite d'activation (stop-loss)	Durée limite d'activation établie à 12h par sollicitation	Pas de durée limite d'activation (stop-loss)	Pas de durée limite d'activation (stop-loss)	Pas de durée limite d'activation (Stop-Loss)	Contraintes de stock mensuelles (75% du temps)	Durée limite d'activation établie à 3 heures par jours

2

Comportements d’acteurs et efficacité des incitations en place

Comportement et incitations – Acteurs Acteurs obligés

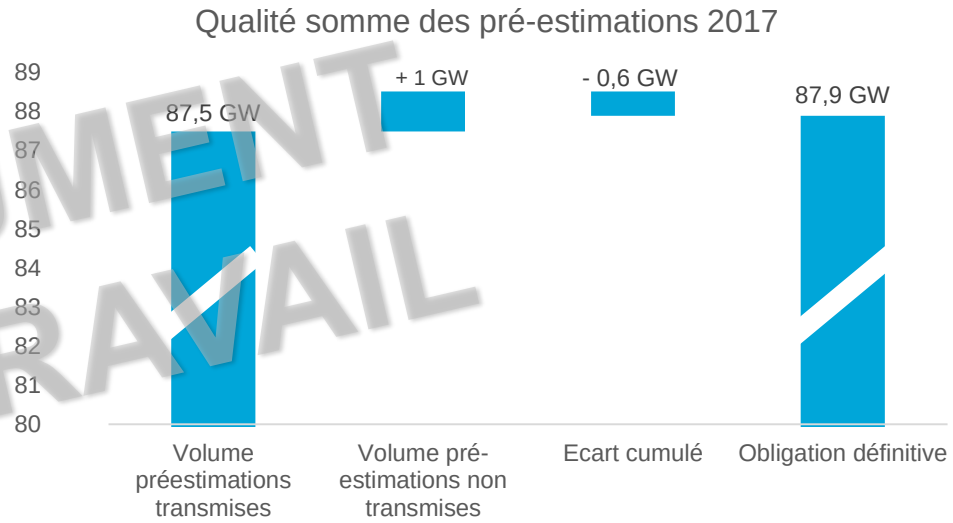
Comportement et incitations – Acteurs Obligés / Pré-estimation

Analyses menées:

- Comparaison de la pré-estimation d'obligation transmise par les acteurs obligés à l'obligation réalisée à la maille France, acteur obligé et par type de consommation (à l'aide des acteurs obligés qui ne sont présents que sur un type de consommation)
- En menant l'analyse sur les acteurs obligés qui ont effectivement transmis leur pré-estimation à RTE (sont retranchées 1GW et 1,4GW, respectivement pour les années de livraison 2017 et 2018).

Maille France:

Les écarts à la maille France sont faibles (moins de 1% d'écart cumulé). Le changement de signe des erreurs ne permet pas de conclure à une sous ou sur estimation globale de la part des acteurs obligés.

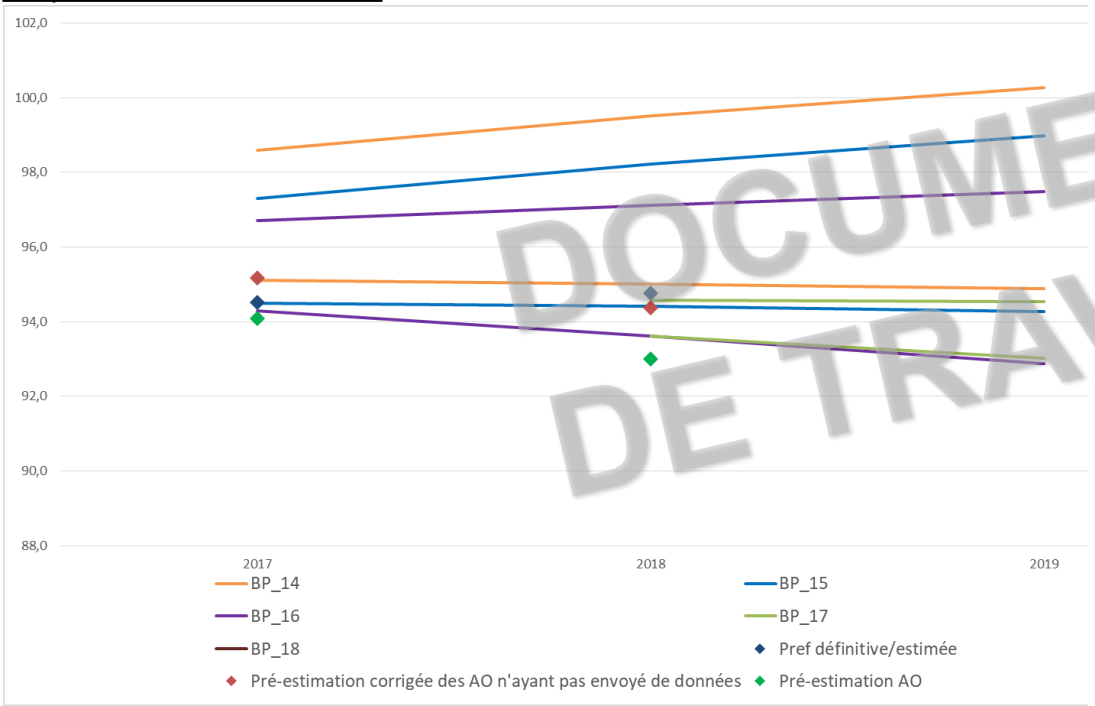


DOCUMENT DE TRAVAIL

		En obligation			
Année	Échéance	Réalisé total France non corrigé	Pré-estimation France non corrigée	Différence	Marge erreur
2017	Définitive	86 867	87 491	624	0.72%
2018	Estimée	86 701	86 487	-214	-0.25%

Comportement et incitations – Acteurs Obligés / Pré-estimation: comparaison avec la prévision RTE

En puissance de référence



DOCUMENT DE TRAVAIL

Comparaison entre:

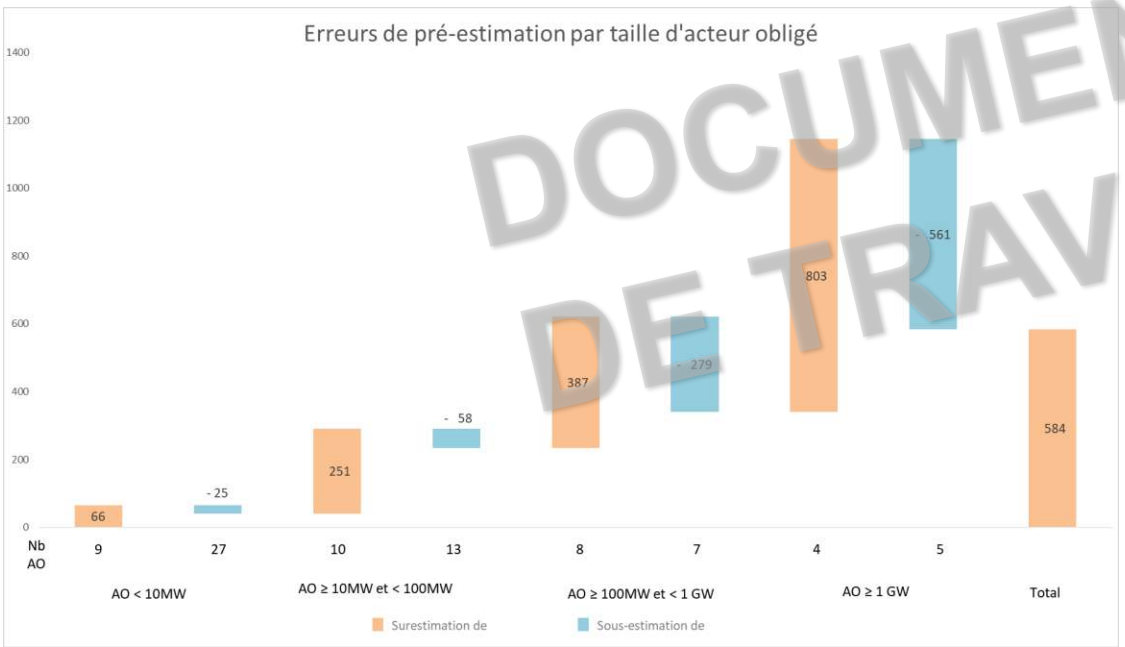
- Puissance de référence calculée dans le cadre du Bilan prévisionnel par RTE de laquelle sont retirées les MDE déclarées
- Pré-estimation d'obligation corrigées et non corrigées de l'obligation des AO n'ayant pas transmis à RTE leur pré-estimation
- Puissance de référence maille France calculée par RTE selon les règles (définitive pour 2017 et estimée pour 2018)

Les **puissances de référence à la maille France sont globalement dans le cône de prévision d'obligation.** La prévision décentralisée est proche du calcul d'obligation définitif et de la prévision centralisée.

Comportement et incitations – Acteurs Obligés / Pré-estimation

Comparaison en fonction de la taille des acteurs obligés :

- Analyse par taille d'acteur obligé, certains acteurs obligés sont retirés (fusion d'ELD pour lesquelles il n'est pas possible d'agréger les pré-estimations) et des acteurs obligés sont agrégés (groupes de sociétés ou fusions/absorptions)



DOCUMENT DE TRAVAIL

- En valeur absolue les plus gros acteurs obligés ont des erreurs d'estimation plus importante (écart moyen de ≈ 0 % sur AL 2017).

- Les acteurs obligés dans la tranche 10 à 100MW ont une erreur importante en valeur relative. Les acteurs obligés de cette tranche ont un portefeuille qui semble plus varier entre 2017 et 2018 ce qui pourrait expliquer la plus grande difficulté à prévoir leur obligation.

Comportement et incitations – Acteurs Obligés / Pré-estimation

Constats principaux :

- A la maille France les acteurs obligés réussissent à prévoir l'obligation avec une faible erreur, suggérant que la prévision décentralisée est au moins aussi fiable que la prévision centralisée. Les écarts à la hausse compensent les sous-estimations.

- La taille de l'acteur obligé influence directement la qualité de la prévision de l'obligation.

- Pour certains acteurs obligés, les écarts entre la pré-estimation et l'obligation définitive sont aussi liés à:
  - des variations de portefeuille de fourniture importantes d'une année à l'autre
  - des logiques industrielles qui peuvent expliquer une variation de la consommation
  - Une stratégie de couverture qui fait varier l'obligation de deux acteurs obligés sans que cela ne soit nécessairement reflété dans le pré-estimation : par exemple les certificats obtenus par l'ARENH pour les pertes ne sont pas toujours retirés du périmètre de l'acheteur de pertes obligé par ce dernier même si il a demandé contractuellement à un fournisseur de les présenter pour lui.

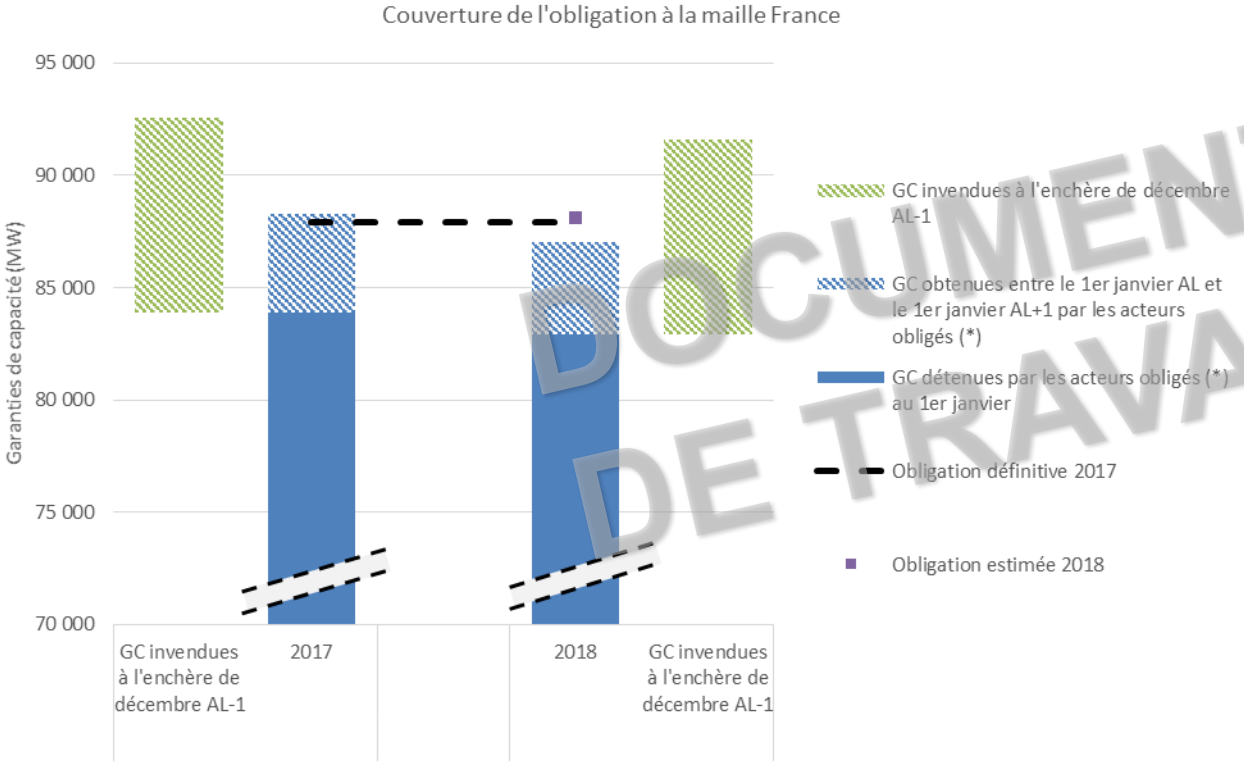
Couverture des acteurs obligés

Méthodologie et hypothèses pour le calcul de la couverture

Le calcul de la couverture de l'obligation est le résultat de la comparaison entre les garanties de capacité (GC) détenues par les comptes acteurs obligés (AO) à une date et un niveau d'obligation donné. Néanmoins, certains ajustements sont nécessaires pour calculer la couverture de l'obligation le plus précisément possible :

- Les GC obtenues via l'ARENH sont comptabilisées comme obtenues dès le résultat du guichet ARENH de novembre
- Les GC obtenues au titre du tarif de cession pour les TRV sont comptabilisées comme obtenus dès le début de l'année de livraison
- Les acteurs intégrés peuvent détenir des garanties de capacité sur d'autres comptes que leur compte acteur obligé. Lorsque le flux futur de GC obtenues par un compte AO via un de ses autres comptes est plus important que le flux futur de GC cédées par ce compte AO, l'acteur est considéré comme intégré et ce flux positif net est comptabilisé dans la couverture de l'AO.

La couverture de l'obligation à la maille France en amont de l'année de livraison est élevée

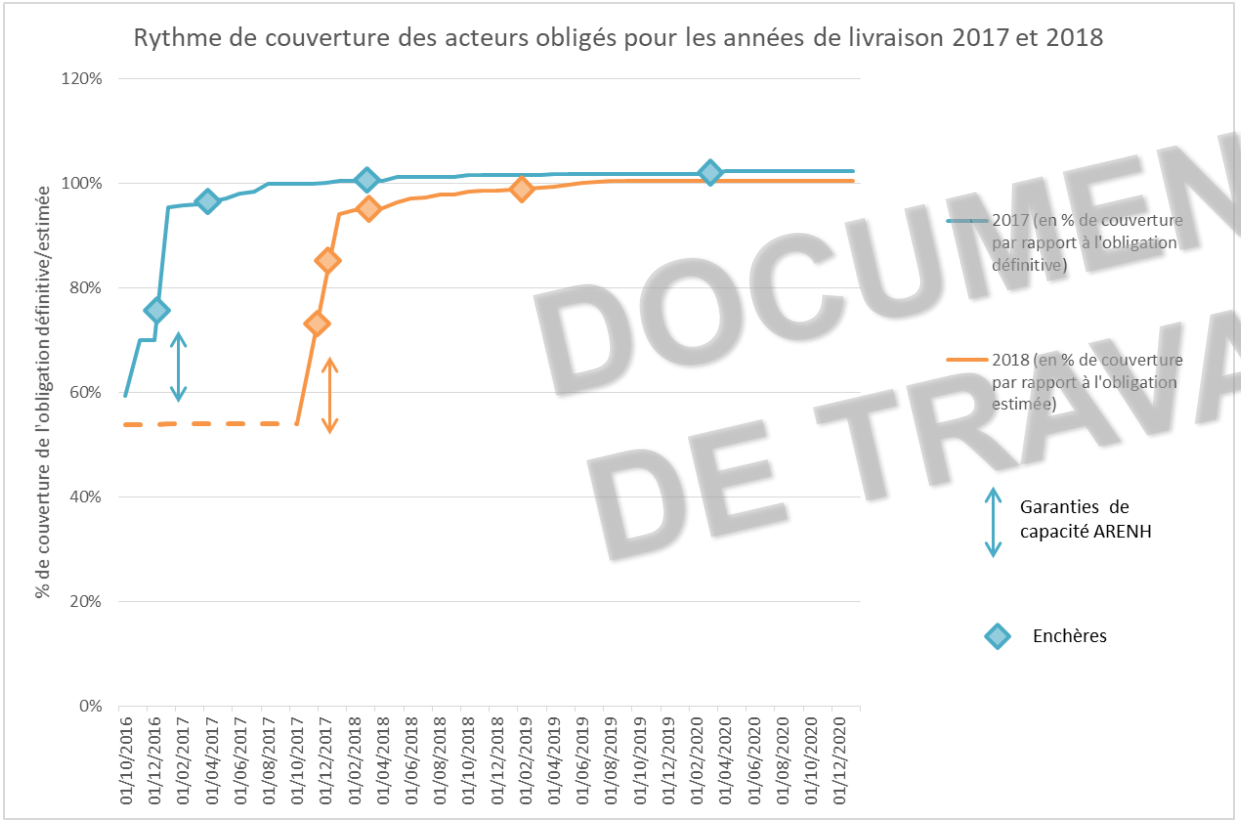


DOCUMENT DE TRAVAIL

- Les acteurs obligés couvrent la majorité de leur obligation avant le 1er janvier de l'année de livraison
- A la maille France, il reste néanmoins 4 à 5 GW à couvrir après le 1er janvier AL, date à laquelle le prix de référence des écarts est fixé.
- En 2017 et 2018, les garanties de capacité correspondant aux 4 à 5 GW non couverts au 1er janvier AL ont été achetées pendant l'année de livraison
- Ces garanties de capacité étaient disponibles lors de l'enchère organisée de décembre AL-1

(*) Avec les hypothèses du calcul de couverture mentionnées précédemment

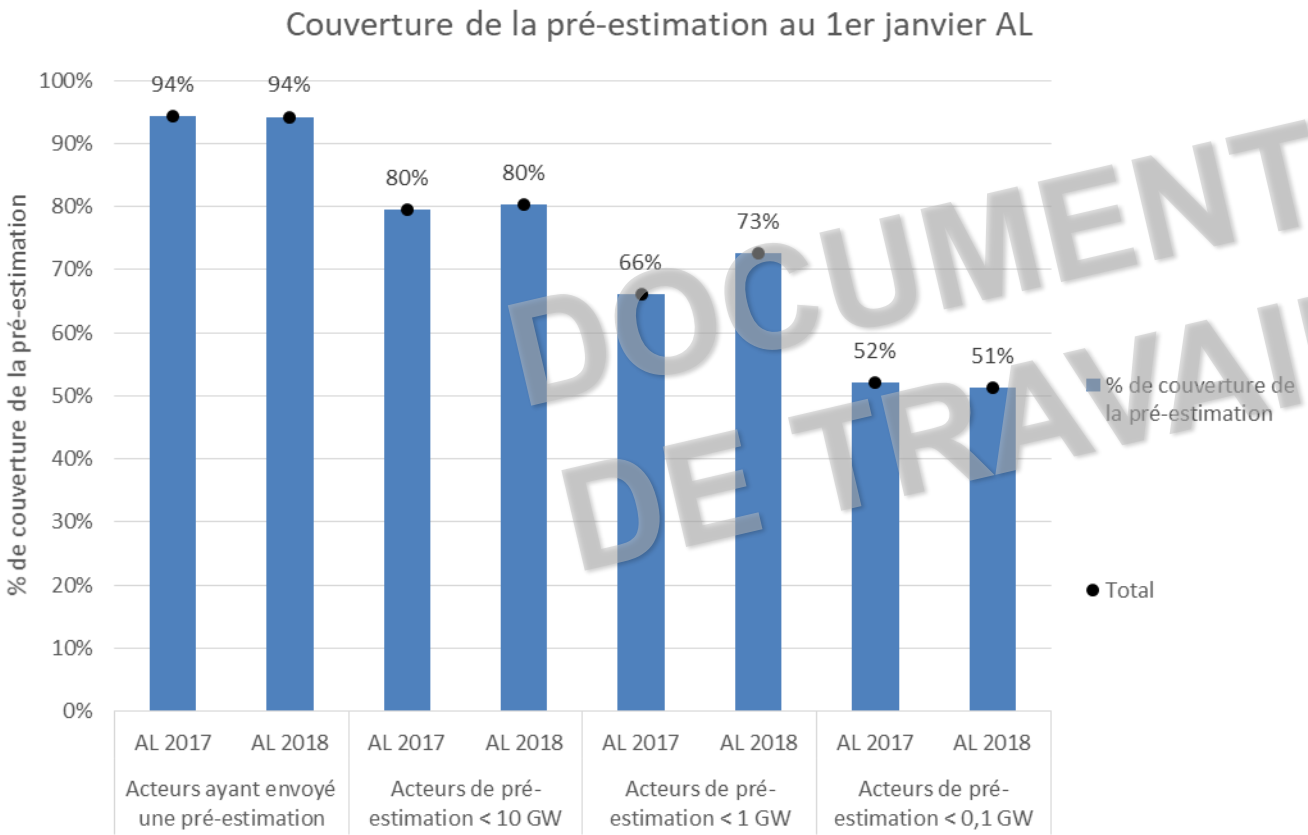
Le rythme de couverture des acteurs obligés est lié au placement des enchères



DOCUMENT DE TRAVAIL

- Une partie de la couverture des acteurs obligés est réalisée par des cessions internes d'acteurs intégrés (~ 55 %)
- Une partie de la couverture est assurée par les garanties de capacité obtenues via l'ARENH (~ 10%)
- Le reste de la couverture est réalisé via le marché à des dates proches de celles des enchères (~ 30%)

En proportion, les AO de plus petite taille couvrent moins bien leur pré-estimation au 1er janvier AL

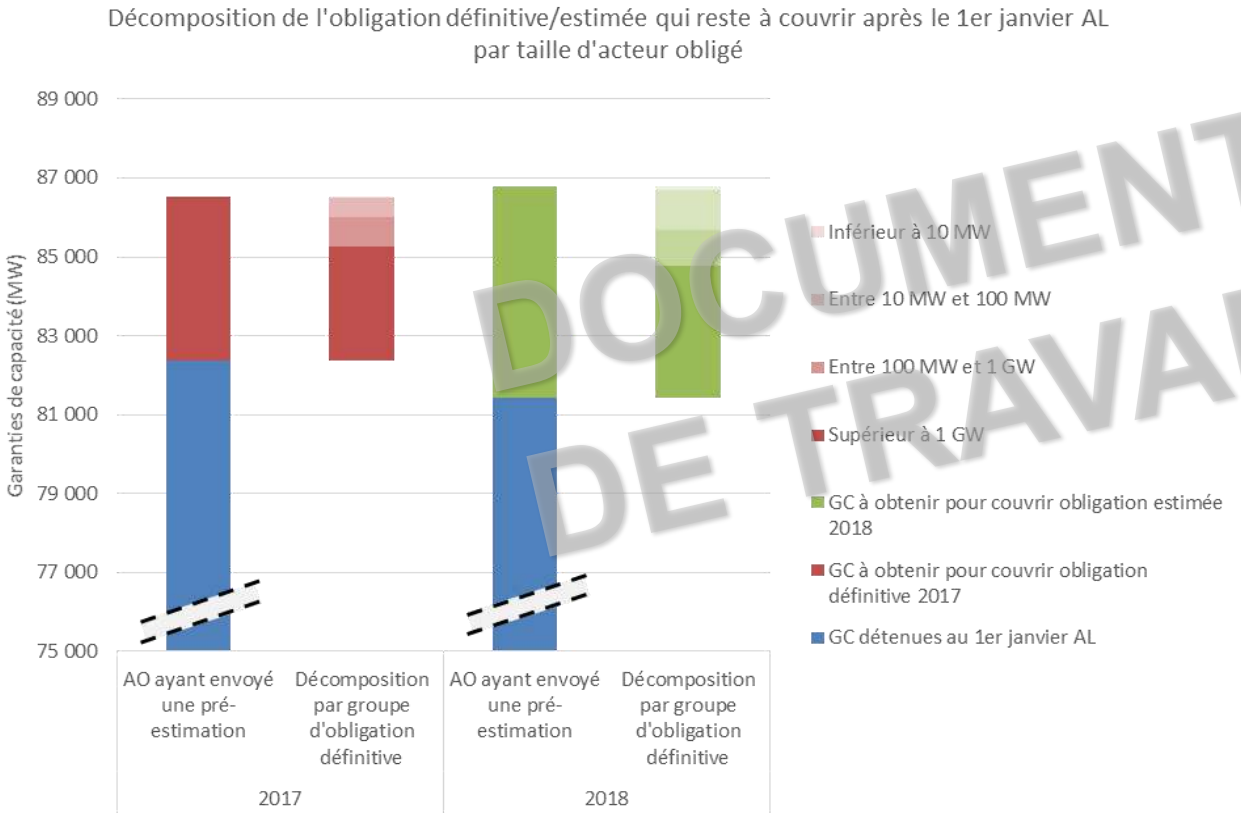


DOCUMENT DE TRAVAIL

Pour les acteurs ayant envoyé une pré-estimation :

- En proportion, les acteurs obligés de plus grande taille couvrent mieux l'obligation que les acteurs obligés de plus petite taille
- Cette tendance est confirmée sur l'année de livraison 2018
- A noter que le taux de couverture des petits acteurs obligés est plus variable d'un acteur à l'autre.

En volume, les AO de plus grande taille portent la responsabilité de l'obligation non couverte au 1er janvier AL



DOCUMENT DE TRAVAIL

- Malgré une meilleure couverture en proportion, les acteurs obligés de plus grande taille portent l'essentiel (70%) de l'obligation à couvrir après le 1er janvier AL en volume
- Cette tendance est confirmée par une analyse sur l'obligation estimée en 2018
- Ce résultat est de même nature que celui obtenu de la comparaison entre pré-estimation et obligation définitive

Comportement et incitations – exploitants de capacité

Tunnel de certification / Cadre réglementaire

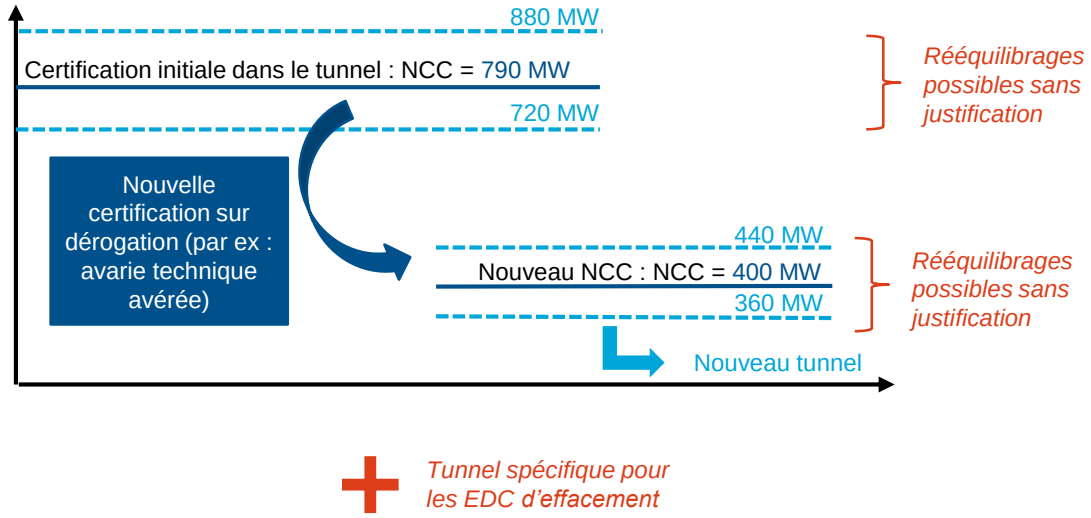
- Le tunnel de certification est prévu par le considérant (174) de la décision d'approbation du mécanisme de capacité par la Commission européenne. Il vise à éviter une éventuelle rétention de capacité. Il peut également être utile pour lutter contre des stratégies d'éviction (sur-certification suivi de rééquilibrage à la baisse).

- La **disponibilité des EDC** doit être **comprise dans une plage de disponibilité définie *ex ante*** dans les règles (EDC certifiées selon la méthode par le réalisé).

- **Tout écart** par rapport au tunnel doit être **justifié** par une demande de dérogation

- **Définition normative des paramètres du tunnel**, filière par filière dans les règles.

- **Niveau du tunnel adapté** pour prendre en compte la spécificité de certaines capacités (capacités d'effacement, capacités intermittentes).



Tunnel de certification / Périmètre d'étude

Le traitement des demandes de dérogation au tunnel est une activité chronophage pour RTE, les GRD mais également pour les exploitants de capacité qui ont pu remonter ce point à travers les différents exercices de concertation.

Cette étude vise à :

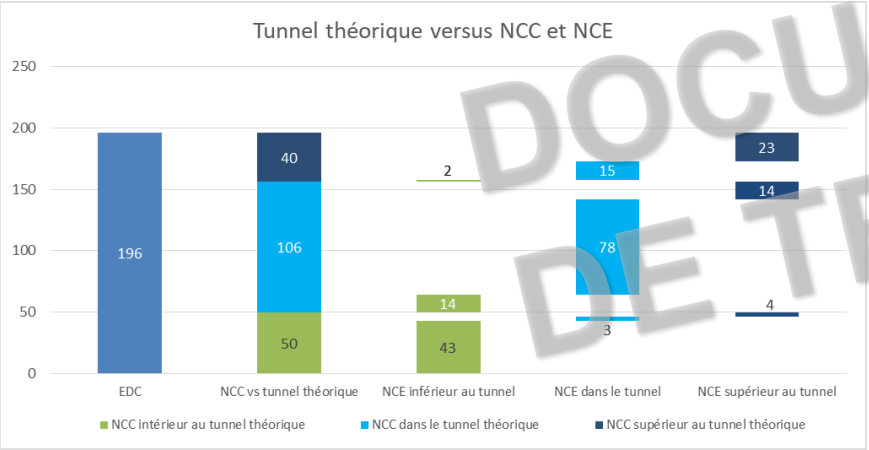
- Déterminer si le tunnel de certification est correctement calibré notamment au regard des valeurs de niveau de capacité effectif calculés par RTE ;
- Déterminer la capacité des exploitants à anticiper leur NCE (en comparant les sorties de tunnel avec le NCE)
- Déterminer si le tunnel de certification a effectivement rempli les objectifs qui lui étaient assignés dans le cadre de l'approbation du mécanisme de capacité par la commission européenne au regard de son coût de mise en œuvre.

Les premières analyses sont réalisées à la maille EDC ou agrégat d'EDC, cependant le lecteur doit garder à l'esprit que l'écart NCE/NCC étant calculé à la maille RPC cette comparaison est limitée (le NCC d'une EDC n'est pas modifié si une sur/sous-disponibilité est compensée par une autre EDC au périmètre du même RPC).

Comparaison du tunnel théorique avec les NCC et NCE

Périmètre d'étude : EDC et agrégats d'EDC RPT certifiées selon la méthode du réalisée pour 2017 (seule l'année 2017 permet de vérifier la pertinence des sorties de tunnel par rapport au NCE, la traçabilité du tunnel pour les capacités RPD 2017 n'est pas assurée à cause de l'entrée en vigueur après l'approbation des règles)

Analyse : comparaison entre le tunnel théorique des EDC et leur NCC/NCE



Sur 40 agrégats dont le NCC est supérieur au tunnel, 23 ont un NCE également supérieur au tunnel

Sur 106 agrégats dont le NCC est dans le tunnel, 78 ont un NCE également dans le tunnel

Sur 50 agrégats dont le NCC est supérieur au tunnel, 43 ont un NCE également supérieur au tunnel

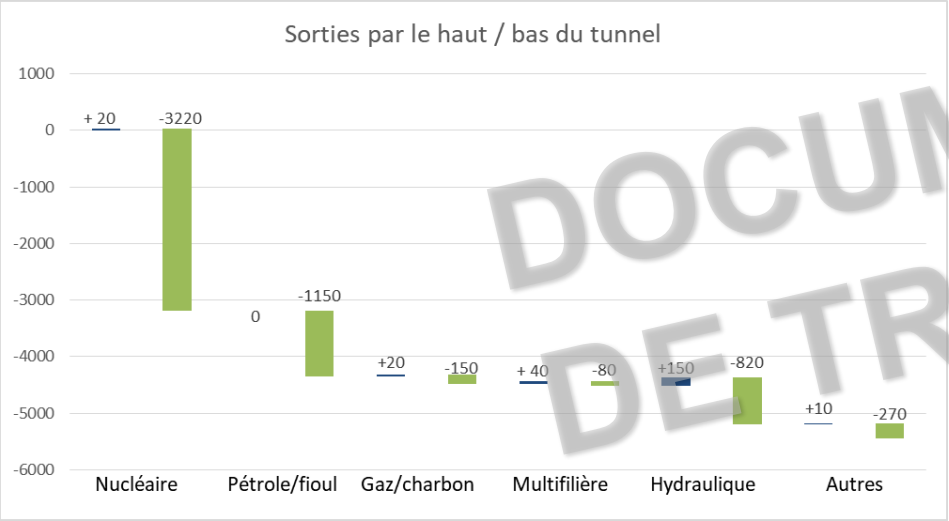
DOCUMENT DE TRAVAIL

Les exploitants de capacité ont globalement un niveau de capacité certifié cohérent avec le NCE calculé par RTE montrant leur **aptitude à estimer leur disponibilité effective.**

Près de 50% des NCC (90/196) et plus de 50% des NCE (100/196) sont hors tunnel remettant en cause la calibration du tunnel

Volumes des dérogations

Périmètre d'étude : EDC et agrégats d'EDC RPT certifiées selon la méthode du réalisée pour 2017 (seule l'année 2017 permet de vérifier la pertinence des sorties de tunnel par rapport au NCE)



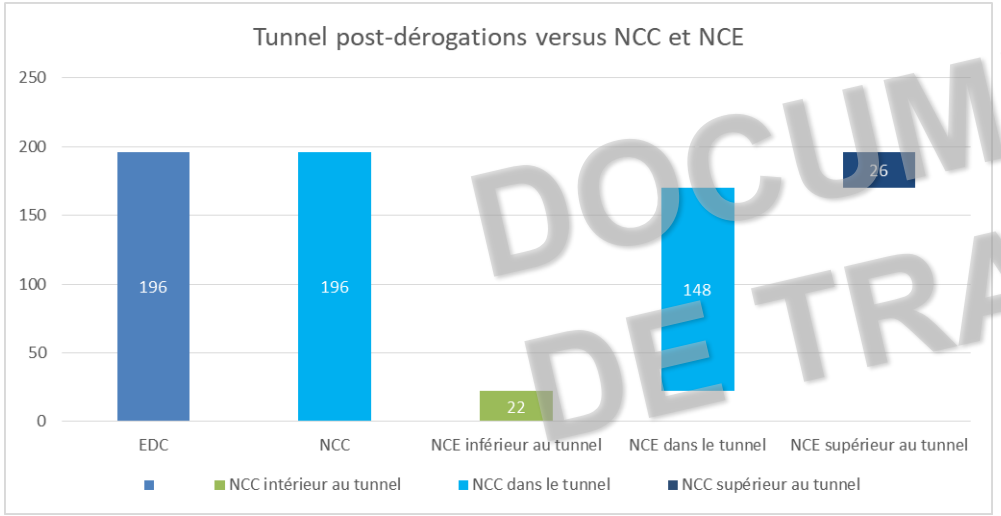
Le graphique ci-contre présente pour les EDC dont le NCC n'est pas dans le tunnel théorique (post année de livraison) l'écart par rapport à la borne haute ou à la borne basse du tunnel.

Pour ces EDC, les dérogations au tunnel par le bas représentent la majorité des volumes.

DOCUMENT DE TRAVAIL

NCE vs tunnel effectif (après dérogation)

Périmètre d'étude : EDC et agrégats d'EDC RPT certifiées selon la méthode du réalisée pour 2017 (seule l'année 2017 permet de vérifier la pertinence des sorties de tunnel par rapport au NCE)



L'ensemble des NCC des EDC est dans le tunnel après demande de dérogation

- Pour 26 agrégats le NCE est inférieur au tunnel post dérogation
- Pour 22 agrégats le NCE est inférieur au tunnel post dérogation
- Pour 148 agrégats le NCE est dans le tunnel post dérogation

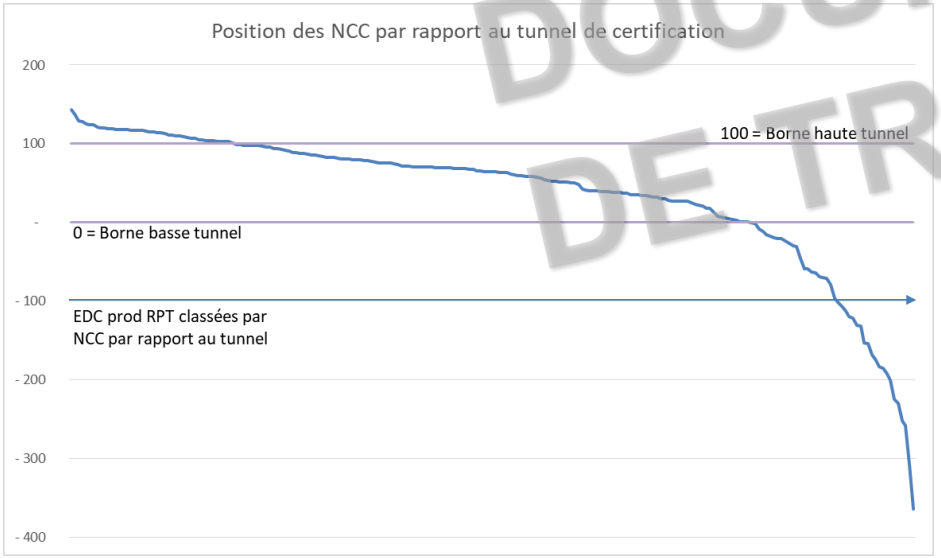
DOCUMENT DE TRAVAIL

Une fois la demande de dérogation acceptée et le tunnel re-calibré, le niveau de NCE calculé est dans la majorité des cas dans le tunnel recalibré.

Positionnement de la certification vis à vis des bornes du tunnel

Cette analyse vise à vérifier si l'on observe plus de certification au « bords » du tunnel de certification, afin de vérifier si les exploitants choisissent leur niveau de certification de façon à éviter le processus de demande de dérogation au tunnel.

Le graphique ci-dessous représente une monotone des NCC comparé aux bornes du tunnel pour l'EDC concernée, les NCC sont normalisés pour permettre une comparaison entre les EDC. La valeur 100 correspond à la borne haute du tunnel de certification, la valeur 0 à la borne basse.



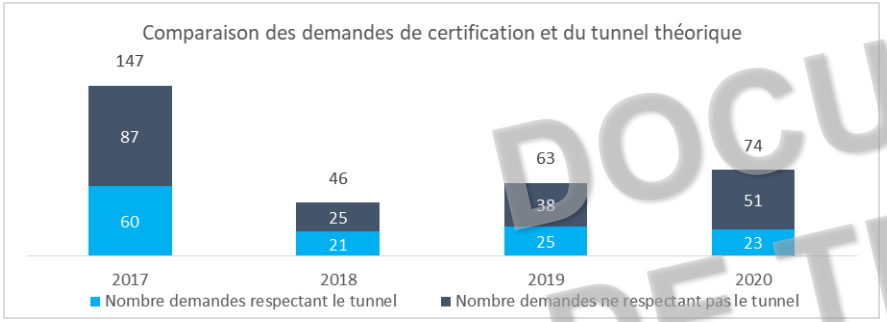
DOCUMENT DE TRAVAIL

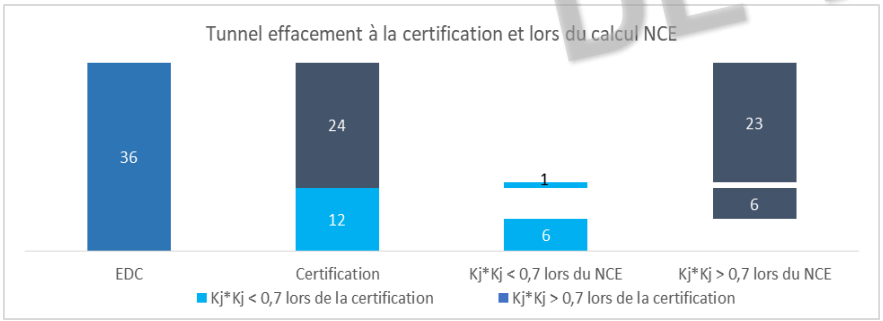
Il n'existe pas de plateau au niveau de la borne haute ou de la borne basse du tunnel, ce qui suggère que **les exploitants ne choisissent pas leur NCC de manière à éviter de fournir un dossier de demande de dérogation**.

Tunnel pour les capacités d'effacement

Pour l'effacement le tunnel est désormais contrôlé sur les contraintes de stock uniquement (Demande de dérogation si le produit des coefficients Kj et Kh est strictement supérieur à 0,7). Deux éléments seront étudiés :

- Nombre de demandes et d'EDC pour lesquelles ces coefficients sont respectés pour 2017 à 2020
- Pour 2017 respect du tunnel théorique à la certification versus lors du calcul NCE





DOCUMENT DE TRAVAIL

<u>Par demande</u>

Périmètre : l'ensemble des demandes de certification (non refusées ou abandonnées) de 2017 à 2020. Possibilité d'avoir plusieurs demandes pour la même EDC.

Une majorité de demandes de certification effacement (certification ou rééquilibrage) ne respecte pas le tunnel théorique pour les effacement ce qui pose la question de la calibration du tunnel.

<u>Respect du tunnel lors de la certification et du calcul NCE</u>

Périmètre : les EDC effacement pour l'AL 2017. Le coefficient Kj*Kj lors de la certification est comparé au coefficient Kj*Kh lors du calcul du NCE

Très majoritairement les demandes de dérogation au tunnel de certification effacement (Kj*Kh >0,7) sont justifiées lors du calcul du NCE.

Analyse qualitative du tunnel

L'analyse des demandes de dérogation au tunnel est une activité chronophage pour RTE et pour les exploitants de capacité (à la maille de RTE un équivalent ETP est mobilisé à plein temps pour le suivi et la validation des demandes de dérogation).

La durée de traitement d'une demande de dérogation n'est pas fixe et dépend notamment :

- De la qualité de la demande de dérogation initiale (les certifications hors tunnel ne contenant pas de demandes de dérogation ou une demande de dérogation sans justification sont plus longues et nécessitent souvent de multiples explications). RTE a mis en place un guide pratique pour faciliter la préparation des demandes de dérogation
- Du motif de la demande, les justifications proposées dans le guide de dérogation au tunnel de certification sont plus rapides à analyser pour RTE.

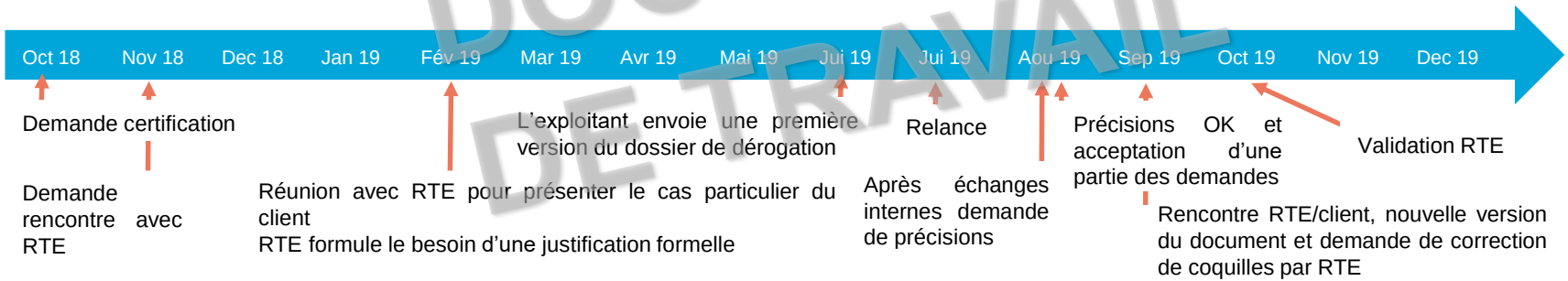
A titre d'illustration RTE a traité 120 demandes de dérogation pour 2020 pour un délai de traitement de 230 jour en moyenne (ce délai incluant les délais RTE mais également les délais pour que l'exploitant fournisse les justificatifs demandés par RTE lors des demandes de dérogations). Parmi ces demandes près de 80 l'était pour des NCC inférieurs à 50MW

Analyse qualitative du tunnel / exemple

Le rôle d'approbateur de RTE impose de porter un regard critique sur les demandes de dérogation (en particulier pour les demandes justifiées par des critères économiques). Cette analyse est particulièrement délicate plus le dossier de dérogation est technique. **RTE se limite donc à vérifier la justesse des hypothèses vérifiables et à demander des justifications pour celles qui ne le sont pas**, et ne remet pas en question les raisonnements proposés par les acteurs. In fine, aucune demande de dérogation n'a été refusée.

L'exemple ci-dessous est révélateur des difficultés posées par l'analyse du tunnel par RTE. Il concerne des certifications 2020 à 2022 à 0MW à cause d'une absence de rentabilité perçue par l'exploitant.

DOCUMENT DE TRAVAIL



La validation de la demande de dérogation a nécessité **au total un an d'échanges entre RTE et l'exploitant**, le délai a été causé par une demande mal justifiée par l'exploitant (pas de dossier complet) puis par une volonté de RTE de valider les hypothèses et le modèle de valorisation de l'exploitant.

Tunnel de certification / principaux résultats

- Les bornes du tunnel ne sont pas correctement calibrées ce qui se traduit par près de 50% de certification en dehors du tunnel théorique calibré initiallement, les volumes de sortie par le bas sont majoritaires. Plus de 50% des NCE sont également hors tunnel.

- Cependant les bornes du tunnel sont trop larges pour permettre un véritable contrôle de la capacité certifiée (19GW entre la borne basse et la borne haute pour le RPT dont 16,5GW pour l'acteur historique). Le tunnel ne peut donc pas constituer un moyen efficace de surveillance du marché.

- De manière générale, les NCE sont cohérents avec les demandes de dérogation des acteurs, ce qui souligne que les exploitants de capacité sont capables d'anticiper leur niveau de capacité disponible

- RTE n'observe pas de stratégie d'évitement du tunnel par les exploitants de capacité se plaçant au plus proche des bornes du tunnel

- Le traitement des demandes de dérogation au tunnel est une activité extrêmement chronophage pour les exploitants de capacité, les GRD et RTE. Elle nécessite que RTE porte un jugement sur des analyses technique et économique des exploitants de capacité (ie *demande de dérogation après l'année de livraison pour laquelle l'exploitant devrait pouvoir facilement mettre son NCC au niveau de son NCE*)

- L'existence du tunnel de certification n'a pas empêchée des variations importantes du niveau de capacité certifié avant/pendant et après l'année de livraison



3

Niveau de complexité en regard des enjeux de précision

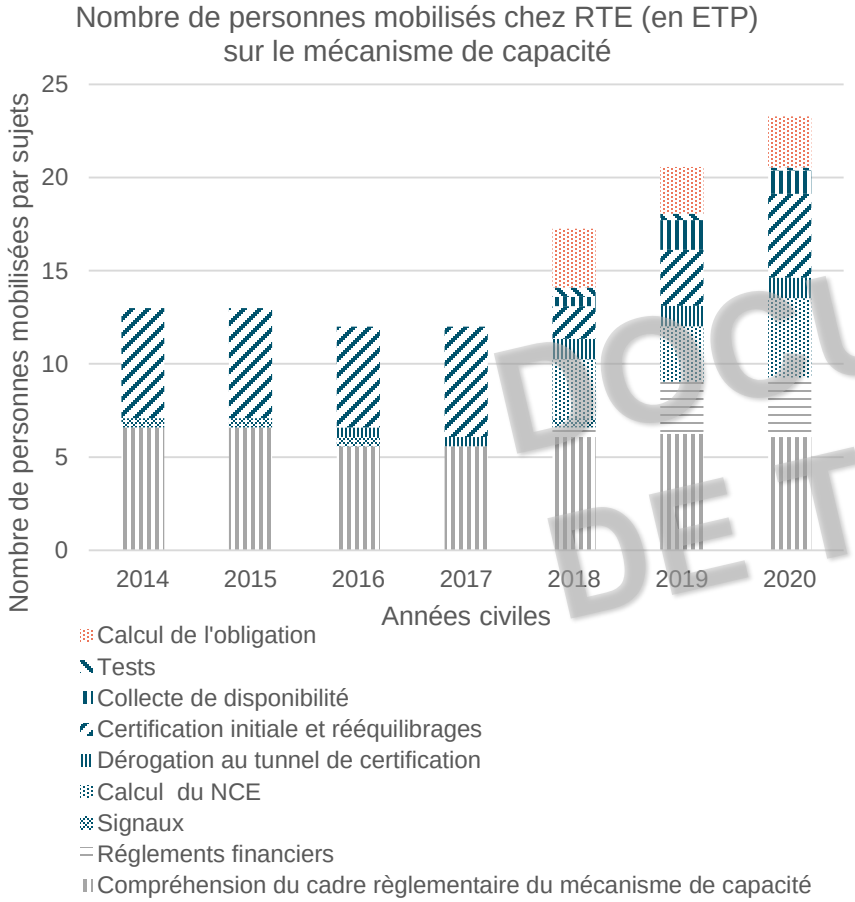


Diagnostic sur la complexité

1

Analyses à la maille RTE

Ressources mobilisées par RTE (1/2)



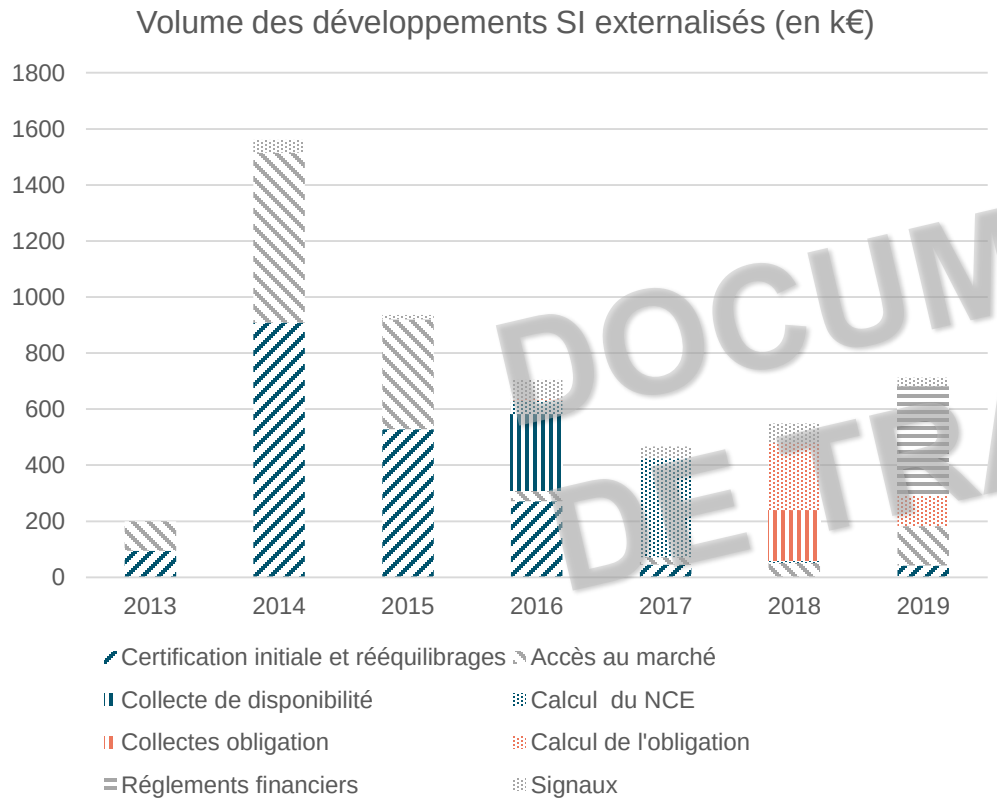
- **Un nombre de personnes mobilisées en augmentation depuis 2017**, notamment pour traiter les différentes échéances règlementaires liées au bouclage d'un exercice (i.e. calculs estimés et définitifs du NCE et de l'Obligation).

- **Une mobilisation importante des ressources sur la concertation et l'appropriation des règles du mécanisme de capacité**: En 2014, la majorité des ETP étaient consacrés à l'activité de concertation dans le cadre de la conception du mécanisme, alors qu'en 2019, la majorité de ces ressources participent à répondre aux sollicitations des acteurs (cf analyse BàL).

- **Une mobilisation importante des équipes sont mobilisées sur le processus de certification** (en 2014, principalement sur la conception des outils et des processus de certification puis pleinement à la gestion opérationnelle de la certification à partir de 2016), avec notamment 1 ETP complet consacré à l'analyse des dérogations au tunnel de certification.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Ressources mobilisées par RTE (2/2)



DOCUMENT DE TRAVAIL

- **Des dépenses SI en diminution depuis la mise en œuvre du mécanisme de capacité, mais qui ne tendent pas vers 0** pour:
  - continuer d'adapter le SI de RTE aux échéances règlementaires ;
  - intégrer les évolutions règlementaires successives (e.g. dépenses AOLT et XB à venir) ;
  - l'amélioration continue visant à faciliter l'expérience utilisateur.

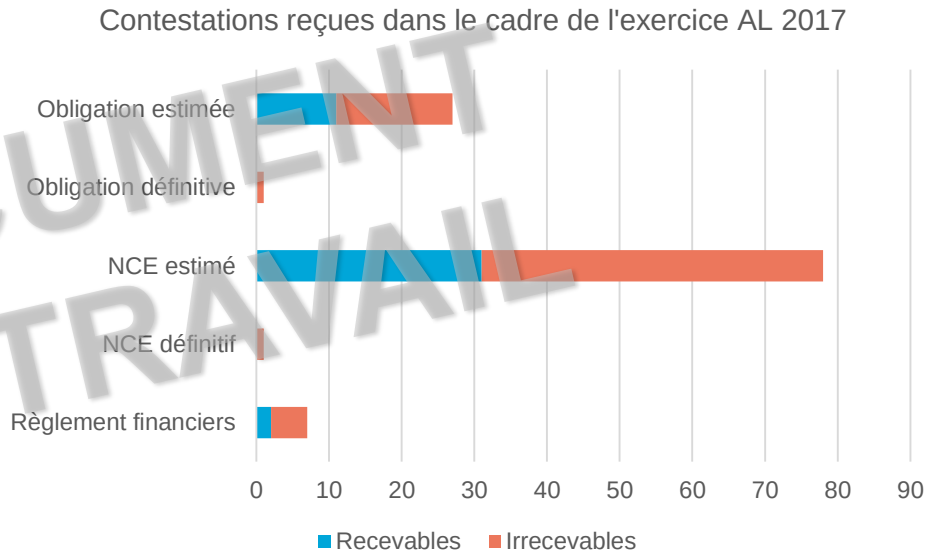
- **Un volume significatif des investissements consacrés au processus de certification, au processus de collecte et au calcul du NCE** (Volet exploitant de capacité)

- Les **développements mis en place pour le calcul de l'obligation et des règlements financiers ont permis une automatisation efficace**, à même de limiter la charge opérationnelle des équipes sur ces sujets.

Contestations reçues dans le cadre des règlements financiers

- Une plus grande volumétrie pour les calculs estimés, caractéristique:
  - d'une meilleure compréhension du calcul par les acteurs,
  - d'une meilleure prise en compte de cas particuliers dans le calculs mené par RTE.

- RTE a reçu plus de contestation sur le calcul du NCE que sur le calcul de l'obligation.
- Les contestations sur les règlements financiers portent sur les frais de rééquilibrage et les frais pour erreur de certification ou de liaison, et pas sur le règlement des écarts.



DOCUMENT DE TRAVAIL

2

Analyses à la maille GRD

Méthodologie et périmètre du REX présenté

Le rôle des GRD dans le mécanisme de capacité porte à la fois sur le volet Certification et le Volet Obligation. 4 grands thèmes se dégagent.



Accueil des opérateurs et gestion des périmètres



Traitement et validation des demandes de certification des actifs raccordés en RPD



Relève, agrégation et transmission des données de comptage



Obligation de capacité des acteurs obligés: estimation de l'obligation, transmission des données nécessaires à RTE

Les GRD ont évalué dans le cadre de l'ADEEF les ressources consacrées à la déclinaison opérationnelle de ces 4 activités

Les résultats présentés concernent 20 GRD (couvrant 98% du nombre de clients RPD)

Répartition de la charge: vision macro

80% sur le volet Certification et 20% sur le volet Obligation

- **Certification** : une grande partie relationnelle avec les acteurs (accompagnement sur le mécanisme, le contrat associé…), qui concentre la majorité des demandes, qui concernent in fine une grande partie de NCC faibles ou nuls
  - → dont 65% concerne des EDC de production normative en OA
  - → dont **70 % consacrée aux demandes initiales** et 30 % sur les rééquilibrages

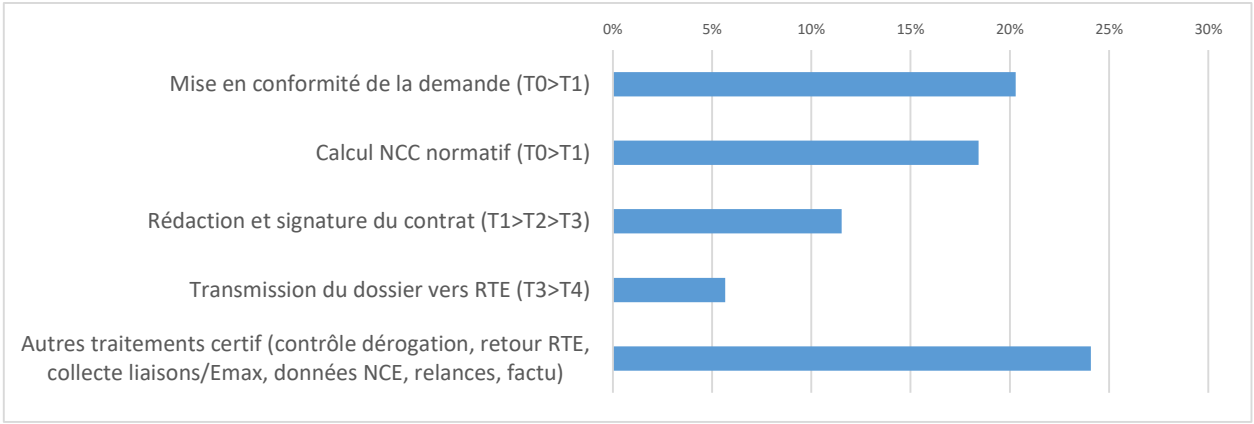
    Particularité Enedis: poids du rééquilibrage élevé
    - du fait du volume OA
    - Processus de contrôle sur l'ensemble du stock (OA ou non OA) et non sur le flux uniquement

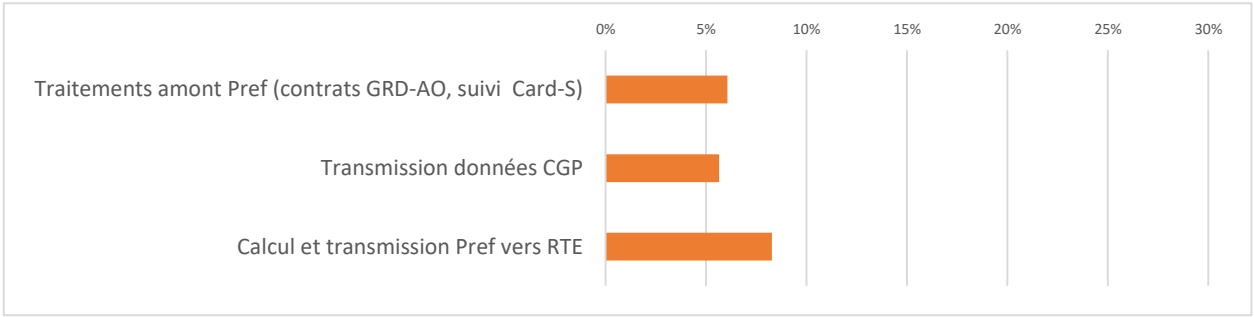
  Les **demandes mono-GR représentent 87%** de la charge de travail, contre 13% pour les multi-GR (mise en place d'un aiguilleur ORE pour traiter ces dernières)

- **Obligation** : beaucoup de ressources consacrées à l'initialisation, aujourd'hui des processus désormais mieux rodés et surtout industrialisés (développements SI) . Par ailleurs, les GRD se calent sur le processus contractuel de la relation fournisseur pour les contrats uniques. Reste un point chronophage: la gestions des accords des sites Card

Répartition de la charge: vision détaillée

80% sur le volet Certification et 20% sur le volet Obligation





Coût global GRD

Le coût global pour les GRD pour la période 2017-2019 est estimé à:

- 10 ETP

- 1 ETP pour la partie études/concertation/juristes
- 9 ETP pour la mise en œuvre opérationnelle (yc MOA SI, hors MOE SI intégrés dans coûts SI)
  - 7,5 ETP sur la certification
  - 1,5 ETP sur l'obligation

Coût global GRD

Le coût global pour les GRD pour la période 2017-2019 est estimé à:

- 6,3M€ de coûts SI (y compris l'aiguilleur de l'agence ORE)

Coûts majoritairement sur la partie Certification (85%)

Coûts sur la partie Obligation majoritairement sur l'industrialisation du calcul de l'obligation :

- Sur le calcul définitif 2017, une seule réclamation, finalement abandonnée, qui confirme la fiabilité des développements réalisés.
- Un intérêt à préserver ces développements.

Contexte à considérer dans le REX et éclairages sur l'avenir

Un mécanisme qui a évolué à plusieurs reprises depuis sa mise en œuvre:

- la nécessité pour les acteurs et les GRD de s'approprier les évolutions.
- En 2018, la certification a porté sur 3 AL, d'où un effet stock à gérer

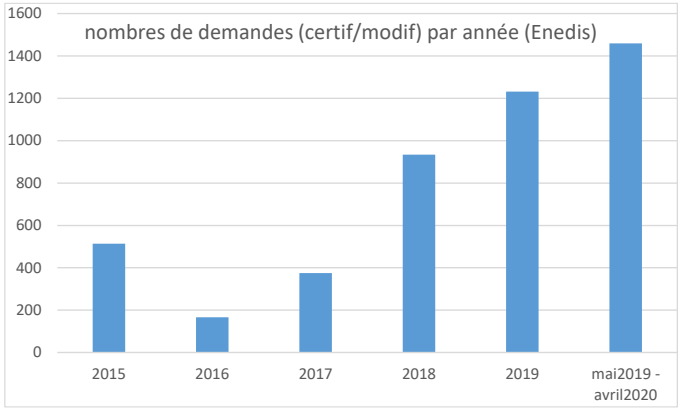
Eclairages pour l'avenir:

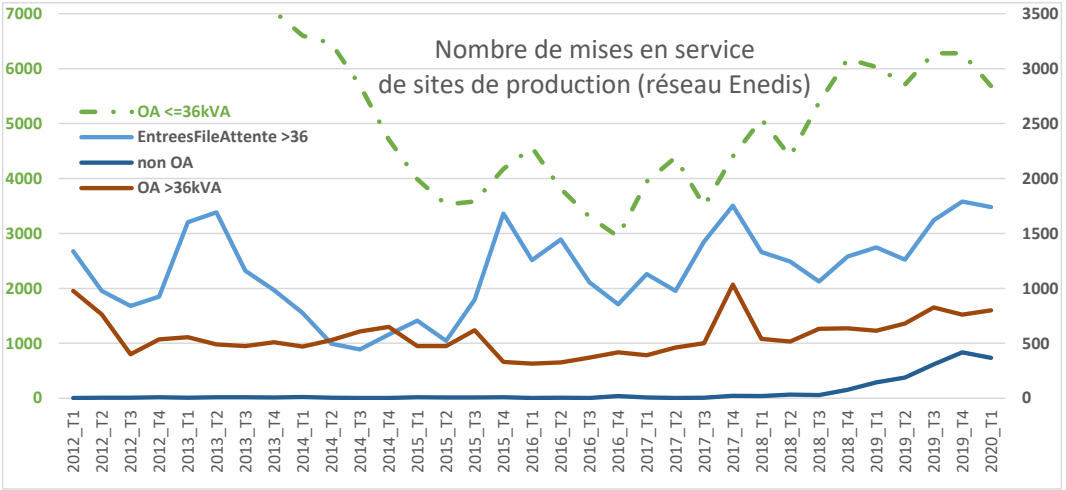
- **Augmentation du volume** de nouveaux sites à certifier du fait du développement des ENR (cf focus sur le visuel suivant)
- Des **industrialisations et des outils déjà mis en œuvre** (ex: Mise en place d'un aiguilleur ORE/GRD, signature électronique des contrats GRD/EC par plusieurs GRD), des pistes d'amélioration des SI et process identifiées mais non priorisées dans l'attente de la stabilisation du mécanisme
- **Calcul de l'obligation industrialisé**, pas de nouveaux coûts (BUILD) si les modalités de calcul sont pérennisées

Focus sur la volumétrie (Enedis)

→ Suite au développement des EnR, un nb de site à certifier en constante augmentation (AL en cours + 4 AL à certifier lors d'une mise en service)

→ Près de 480 EDC pour 446 000 sites
Dont une centaine d'EDC avec NCC nul
+ 140 EDC avec NCC entre 0,1 et 1MW (AL 2020)



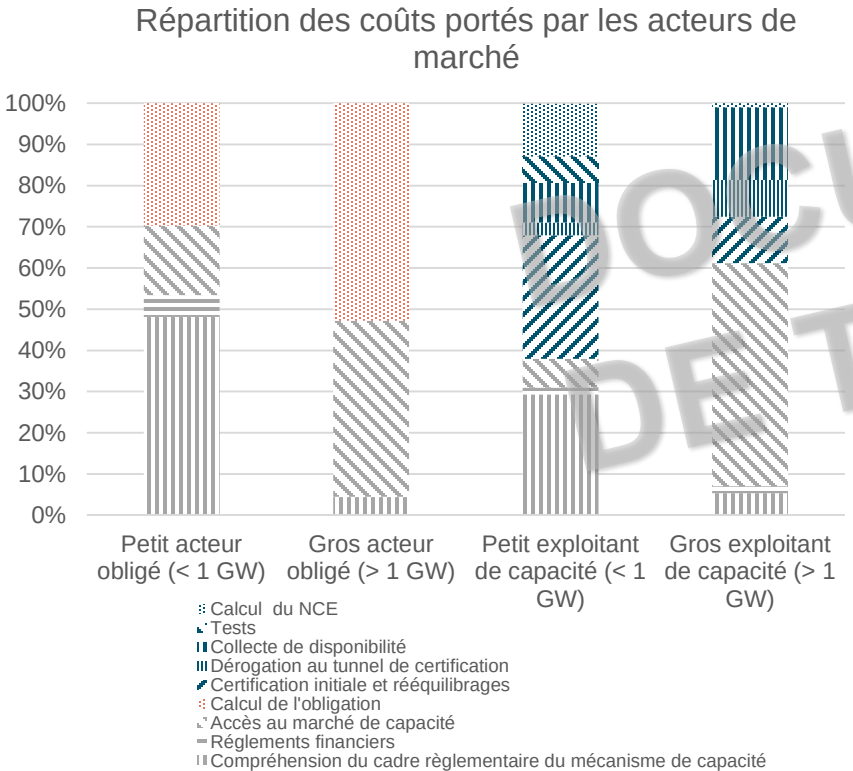


3

Analyses à la maille acteurs de marché

Répartition des coûts portés par acteurs de marché

Répartition issue des retours reçus dans le cadre du questionnaire:



- Les coûts d'appréhension des règles sont très importants en proportion pour les plus petits acteurs de marché, soulignant que la complexité règlementaire affecte principalement les plus petits acteurs.
- Les coûts mobilisés pour l'accès au marché sont en proportion plus importants pour les plus gros acteurs de marché.
- Des dépenses opérationnelles significatives sont identifiées dans le cadre de la certification des exploitants de capacités (pas d'automatisation SI en perspective).

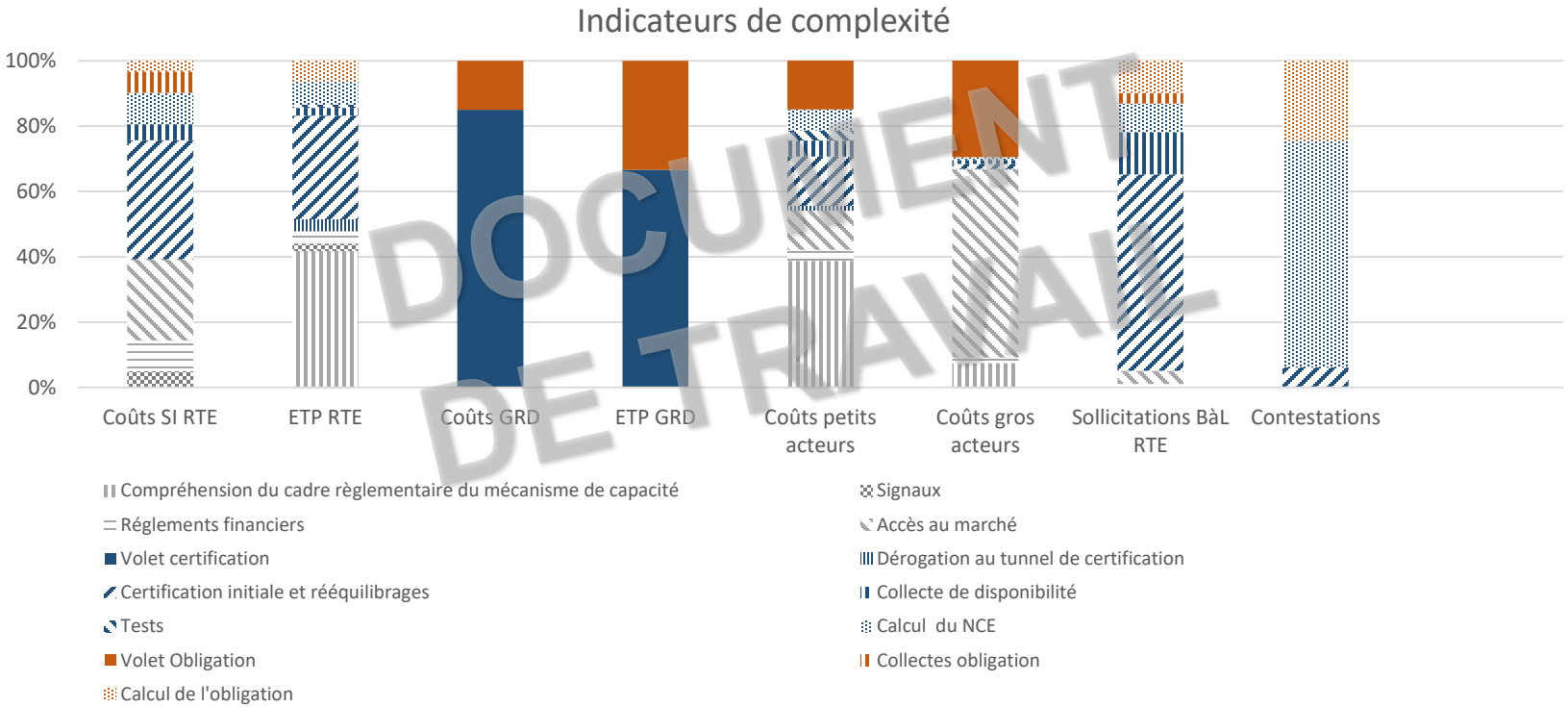
DOCUMENT DE TRAVAIL

4

Synthèse

Diagnostic sur la complexité

Synthèse



DOCUMENT DE TRAVAIL

5

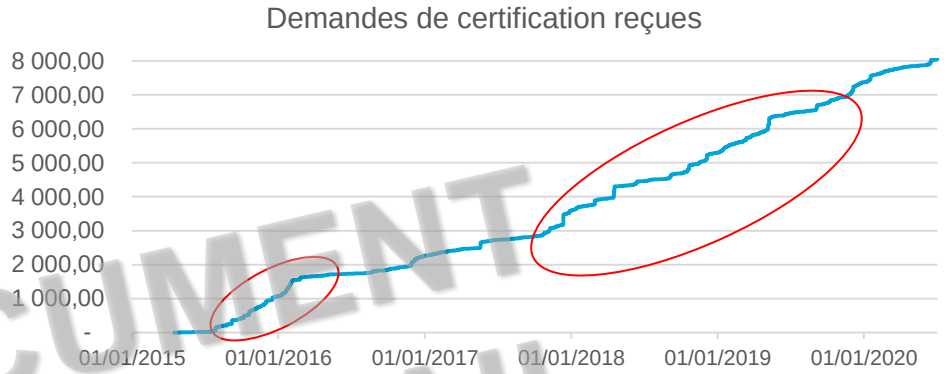
Quelques éléments d’analyse sur les processus identifiés comme complexe



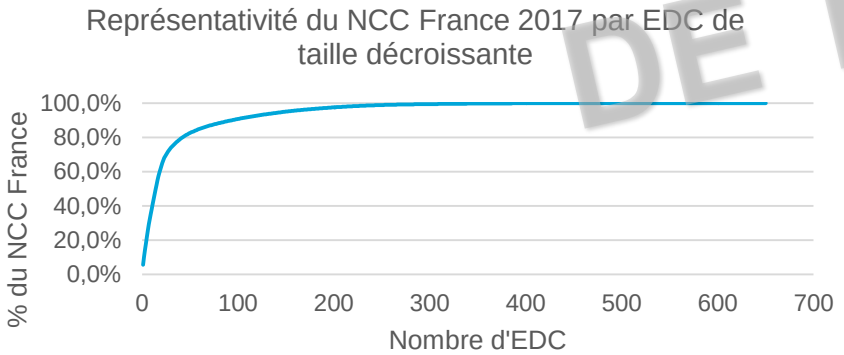
Processus de certification

Le processus de certification vu par RTE

- Une augmentation du nombre de certification à traiter qui s'explique par:
  - Une augmentation du nombre d'EDC,
  - L'ouverture simultanée de plusieurs années de livraison.



DOCUMENT DE TRAVAIL

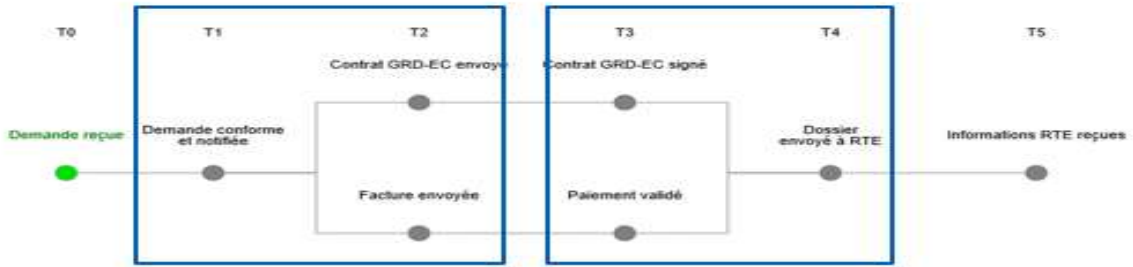


- **Les EDC de petite taille représentent une part significative du volume d'activité opérationnelle généré par le processus de certification**, en 2017:
  - 1/3 des EDC représentent 99% du NCC France;
  - 1/3 des EDC représentent moins de 0,1% du NCC France et dispose d'un NCC inférieur ou égal à 1 MW.

L’interface entre GR dans le processus « mécapa »

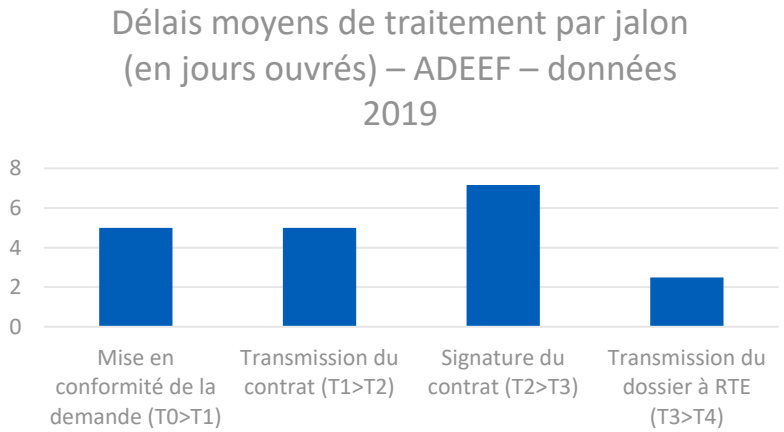
Un processus sur la phase certification avec des phases d’échanges entre GRD et acteurs, et entre GRD et RTE, matérialisées par des jalons (T0 à T5).

Les GRD ont 15 jours ouvrés au titre des règles pour traiter les demandes sur les jalons qui les concernent (entre jalons T1/T2, puis entre jalons T3/T4) avant de transmettre à RTE qui a ensuite les mêmes délais pour les contrats RTE-exploitant



L’interface Enedis/RTE représente environ 1,5 ETP pour les GRD et 2 ETP pour RTE sur le processus opérationnel.

Délai de traitement des demandes de certification de capacité par les GRD



Sur les jalons de responsabilité GRD, les délais de traitement sont globalement respectés.

Part dans les délais	
Transmission du contrat (T1>T2)	**93,3%**
Signature du contrat (T2>T3)	86,0%
Transmission du dossier à RTE (T3>T4)	**99,6%**

Proportion de demandes traitées dans les délais	**2019**	***2018***
T0>T1 : Analyse de la conformité de la demande et calcul NCC normatif	Pas de délai	
T1>T2 – Envoi du contrat à l'exploitant	**99,5%**	*97,2%*
T2>T3 – Signature du contrat	**99,0%**	*98,3%*
T3>T4 – Envoi du dossier à RTE	**96,7%**	*99,6%*
(Entre T1 et T2) + (Entre T3 et T4): Traitements par Enedis	**100,0%**	*99,9%*

Focus Enedis (présentation CASE octobre 2019)



Interface RTE-GRD

Interface RTE/GRD – analyse qualitative

Certifications (fil de l'eau) :

- Délais d'envoi globalement respectés par les GRD. Axes d'amélioration sur la fluidité des demandes multi-GR (pour mémoire multi GR=13% des demandes)
- Des demandes de rééquilibrage ne pouvant être traitées en raison d'un processus séquencé: En l'absence de validation de la certification par RTE, les GRD ne peuvent traiter la demande. Les analyses de cas indiquent qu'il s'agit souvent d'une absence d'information. Dans certains cas, certains Exploitants ont transmis la validation RTE aux GRD (jalon T5) pour que la demande puisse être traitée. Aujourd'hui ce retour d'information vers les GRD est traité de façon manuelle par RTE.

Débouclage du mécanisme (deux fois par an) :

- Des estimations moins fiables pour l'AL 2017 mais une bonne qualité des valeurs définitives :
  → **obligation** : l'obligation de 116 acteurs obligés n'a pas pu être calculé faute de données et 1GW d'obligation estimée manquante mais le travail de coordination a permis de remonter l'ensemble des données transmises pour l'obligation définitive AL 2017.
  → manque de fiabilité de certains **NCE estimés** 2017, qui s'explique par une remontée partielle des données, des erreurs de collecte par les acteurs et des cas particuliers que le premier module de calcul n'a pas pris en compte.
- Les difficultés rencontrés dans le cadre de la remontée des données pour les premiers exercices s'expliquaient par la mise en place des flux entre RTE et les GRD, des fichiers mal formatés ou des fichiers valides mais mal intégrés dans le SI de RTE.
  Ces enjeux ont pu être résolus pour l'échéance des règlements financier AL 2017.

Interface RTE/GRD – 1/2

Demain même si le mécanisme est davantage centralisé, les données devront toujours être partagées entre GR.

La coordination entre RTE et les GRD s'est intensifiée depuis plusieurs mois pour fluidifier les différents processus Mécapa.

Des actions d'amélioration déjà réalisées:

- En terme d'accompagnement : des fiches pédagogiques construites par l'Agence ORE, RTE et Enedis à l'attention des GRD, une version publique est désormais également disponible pour les acteurs. Un accompagnement des plus petits GRD via un gréement de ressource au sein de l'UNELEG
- Un travail intensifié pour promouvoir l'utilisation des mandats (44% des GRD ont déjà déclaré un mandat auprès de RTE. Travail en cours pour déclarer les mandats « de fait »).

- Sur la mise en œuvre opérationnelle :

- Mise en place d'un formulaire de certification/modification commun entre les GRD et RTE
- Partage de la méthodologie et note de calcul du NCC normatif et du taux de disponibilité

Interface RTE/GRD – 2/2

Actions en cours :

→ L'automatisation des flux RTE>GRD (flux T5) sur les retours de certification permettra d'accélérer les traitements (prévu dans MEP RTE)
A court terme, traitement manuel du flux RTE>Agence ORE sur les retours de certification multi-GR

→ Des actions à la maille SI de chaque GRD :
ex pour Enedis, diagnostic de non-conformité de la demande mis à disposition de l'acteur en quasi temps réel

→ Travaux en cours entre RTE et Uneleg pour automatiser le système de relances en cas de données manquantes

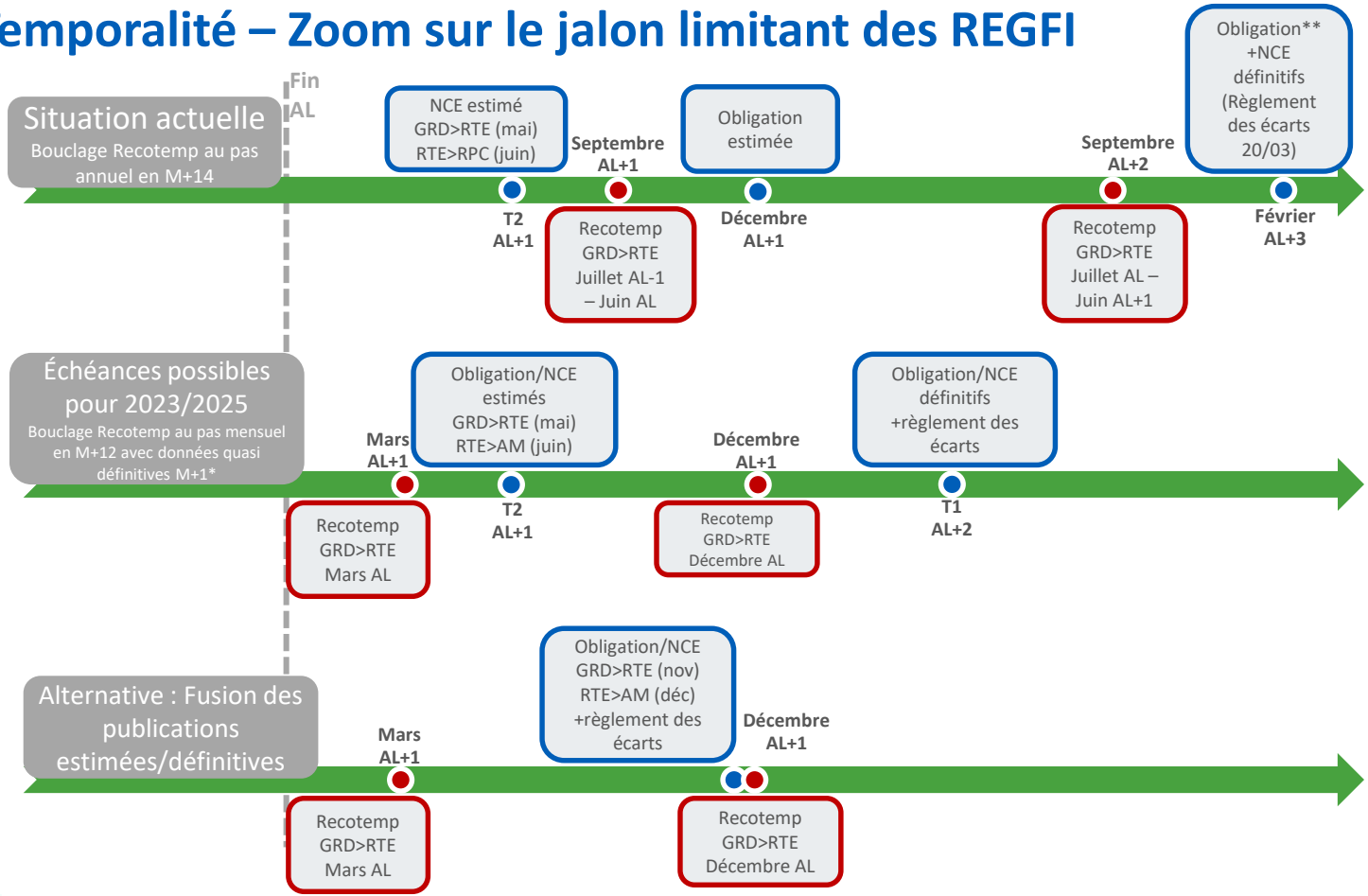
D'autres actions à venir :

A la suite du REX, étude d'autres améliorations possibles sur le multi GR



Temporalité ex-post du mécanisme

Temporalité – Zoom sur le jalon limitant des REGFI



*GT RE/MA 29/01. Trajectoire Recoflux à définir courant 2020

**La Pref est calculée à la maille du GRD et transmise à RTE, un mois avant le calcul de l'obligation

Enjeux de complexité en regard des enjeux de précisions sur la sécurité d'approvisionnement

Mécanisme de Capacité

Etude thermosensibilité « Répartition d'un gradient maille France au pro rata de la consommation »

La Fabrique Numérique

REX Mécanisme de capacité - 2020-07-08



- [ ] Libre
- [ ] Interne
- [x] Restreinte
- [ ] Confidentielle

Contexte

- Objectif de l'étude :
- Est-il envisageable d'utiliser une méthode simplifiée de répartition de la thermo-sensibilité dans le cadre du mécanisme de capacité ?
- Approche de l'étude
- Quantifier la qualité d'une répartition de la thermo-sensibilité basée sur le pro rata de consommation par rapport à la répartition de la thermo-sensibilité appliquée dans les règles du Mécanisme de capacité.

2 méthodes de calcul du gradient identifiées

- Méthode « G1 » : Selon les règles du mécanisme de capacité
- Méthode « G2 » : Gradients attribués au « pro rata » de la consommation moyenne sur les heures PP1, à partir d'un gradient calculé à la maille France.

Méthodes envisagées de calcul du gradient (détail)

	G1 Règles	G2 Pro rata
Profils Statiques	Règles RFX	Pro rata conso sur jours PP1 du gradient France
Profils Dynamiques	Gradient par delta transformé en facteur multiplicatif	Pro rata conso sur jours PP1 du gradient France
Télérelevés inf175	Gradient par delta maille AO	Pro rata conso sur jours PP1 du gradient France
Télérelevés sup175 & RPT	0	Pro rata conso sur jours PP1 du gradient France
Pertes	Par delta	Pro rata conso sur jours PP1 du gradient France

Maille de comparaison de l'étude

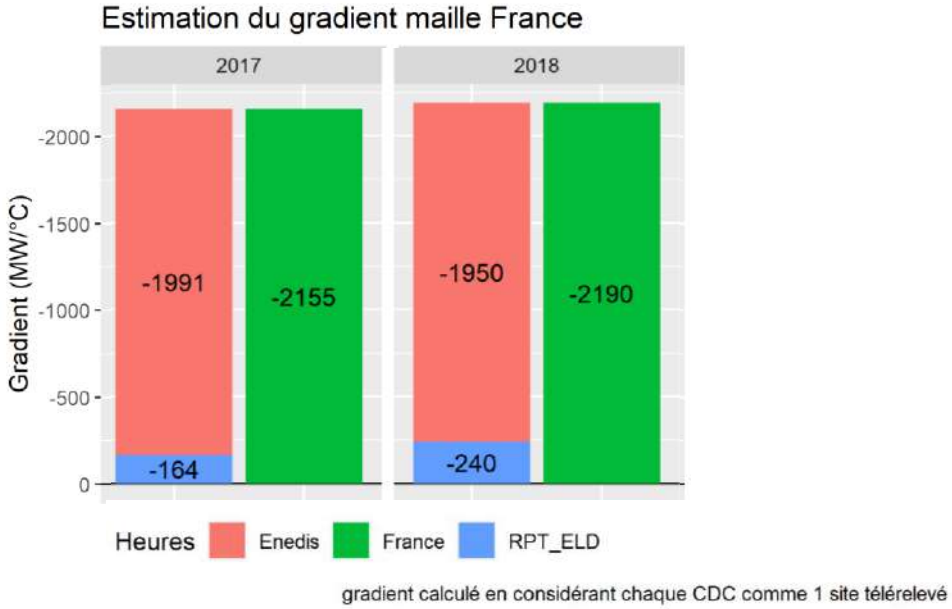
La répartition de la thermosensibilité sera étudiée sur les catégories correspondant à des sous-ensembles de la consommation totale (profilée + télérelevée + pertes).

Les catégories proposées par Enedis :

Méthode mesure	Sous-catégorie	Exemples:
Télérelevé	Pas de sous-catégories	-
Profilé	Profils	RES2, ENT1, PRO3, etc…
Pertes	Pas de sous-catégorie	-

1 Différence de répartition à la maille gestionnaire

Gradients calculés sur les données de consommation maille France (source: RTE)

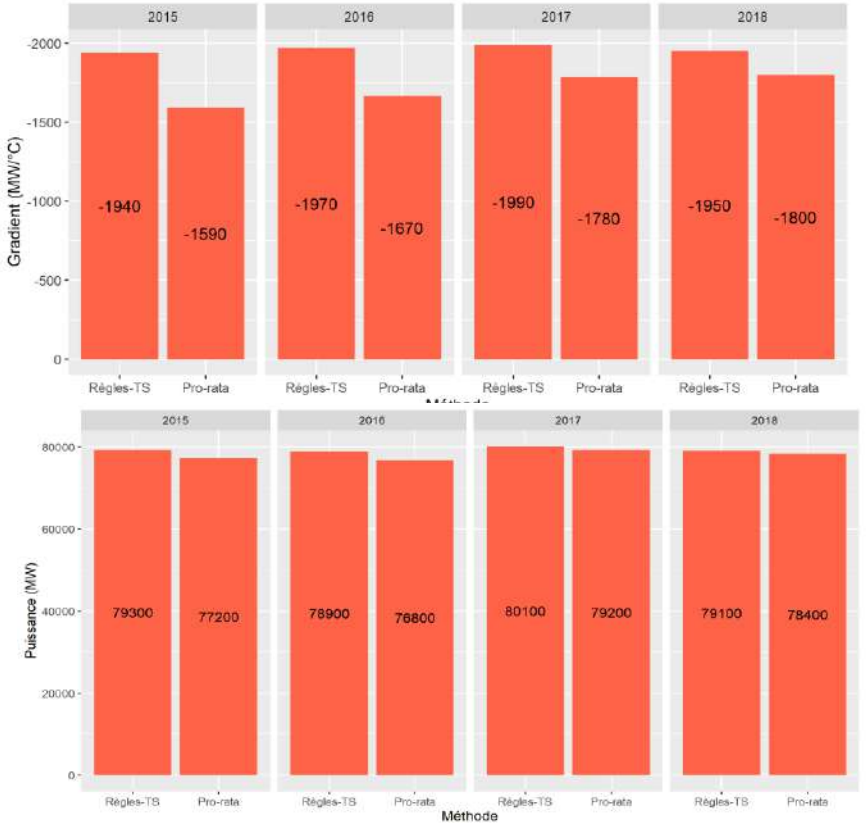


Les deux prochaines slides s'intéressent au gradient RPT, et le reste de l'étude au gradient sur le périmètre d'Enedis.

Périmètre Enedis – Impact Gradient & Préf

Le gradient G2 issu de la méthode au pro-rata est plus petit de 150 à 350 MW/°C par rapport aux « Règles ». La différence de gradient est transférée à RTE et aux autres GRD.

La méthode G2 attribue une puissance de référence plus faible de 700 à 2000 MW à Enedis. Cette différence de Préf est transférée à RTE et aux autres GRD. La méthode G2 n'attribue pas la même Préf que les règles sur le périmètre Enedis.

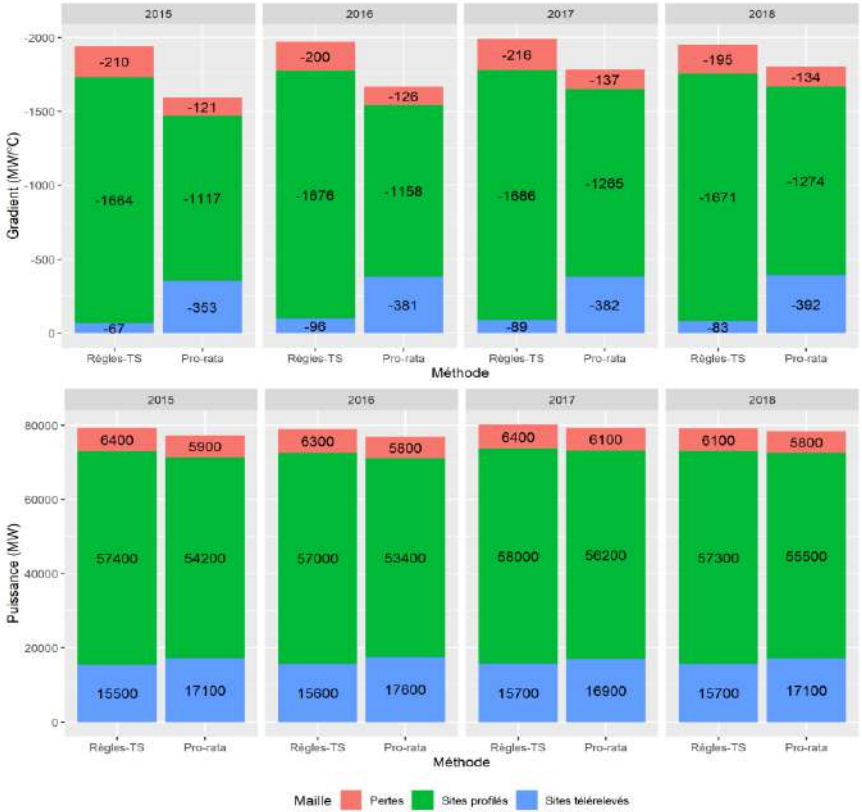


2 Données maille profilé / télérelevé / pertes (périmètre Enedis)

Périmètre Enedis – Gradient maille profilé / télérelevé / pertes

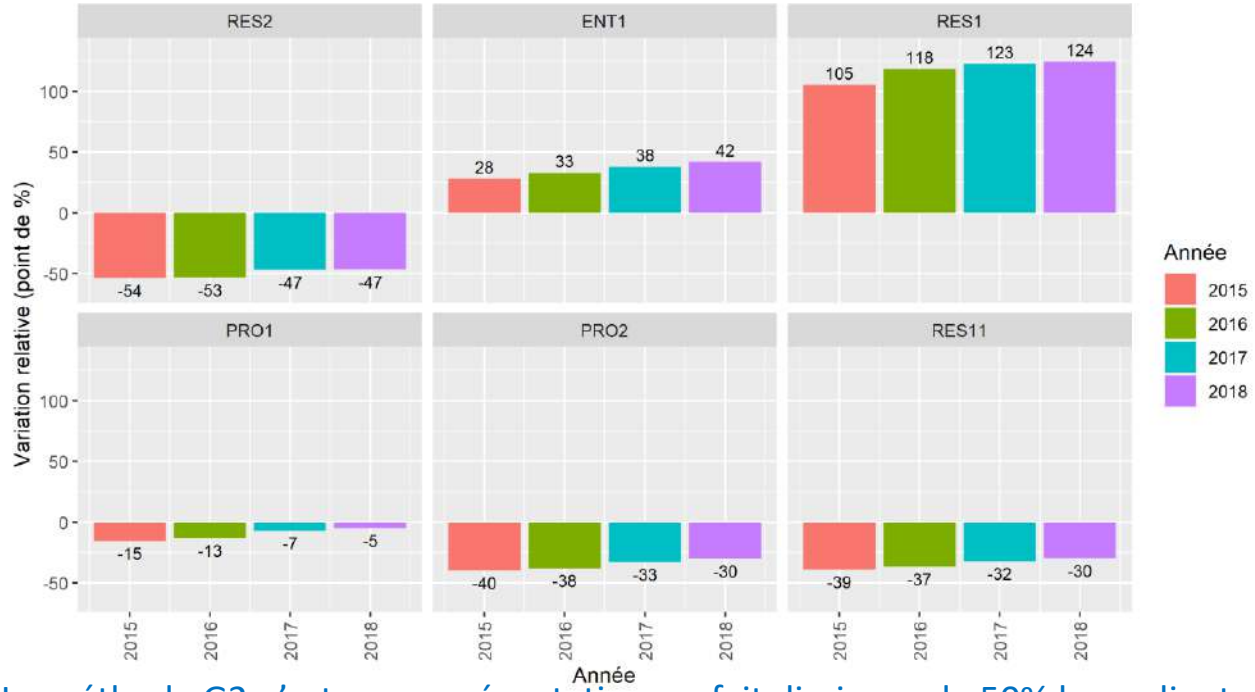
La méthode G2 attribue un gradient 4,5 fois plus élevé aux sites télérelevés. Elle attribue un gradient 30% plus faible aux sites profilés et aux pertes

La méthode G2 attribue 1,5 GW supplémentaires de Préf aux sites télérelevés, 2,5 GW de moins aux sites profilés et 400 MW de moins aux pertes, par rapport aux Règles.



3 Données maille profils (périmètre Enedis)

Périmètre Enedis – Gradient maille profil : Différence en valeur relative



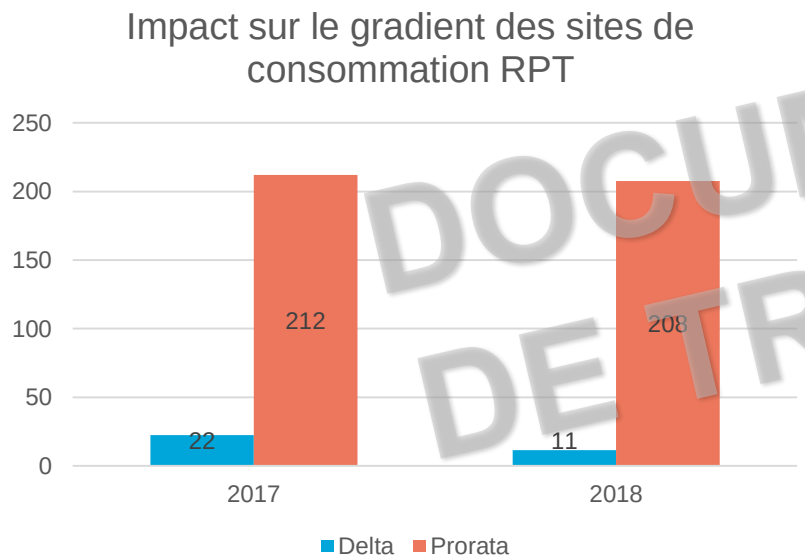
La méthode G2 n'est pas représentative car fait diminuer de 50% le gradient RES2, augmenter de 35% le gradient ENT1 et augmenter de 115% le gradient RES1.

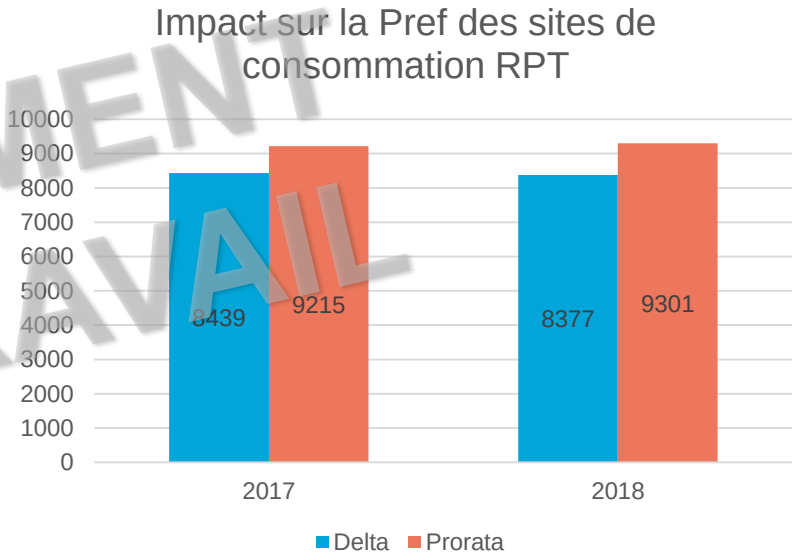
Périmètre Enedis – Conclusion

La méthode au pro-rata transfert plusieurs GW des consommateurs les plus thermosensibles vers les moins thermosensibles.

Répartir le gradient au prorata de la consommation ne reflète pas correctement le gradient de chaque catégorie de clients.

Effet d'un calcul d'obligation au prorata pour les consommateurs RPT

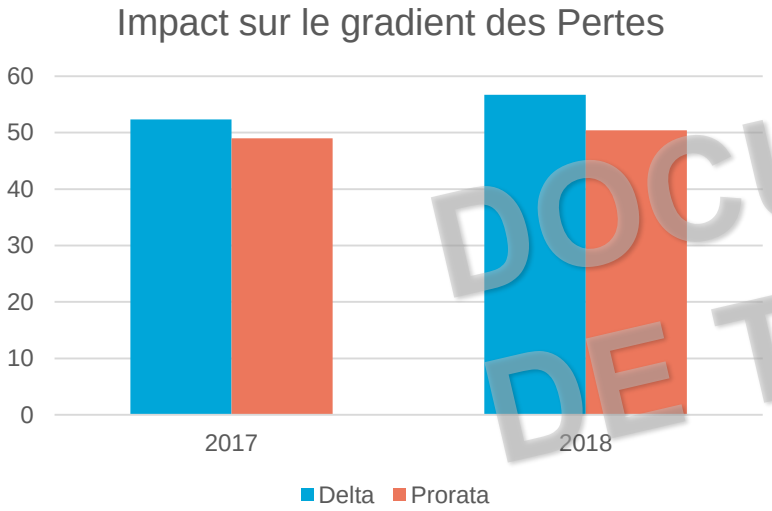


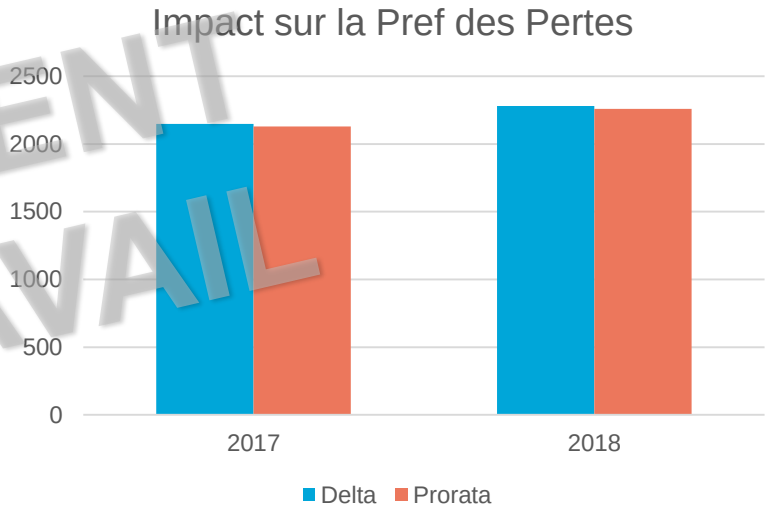


DOCUMENT DE TRAVAIL

Les sites de soutirage RPT étant majoritairement non thermosensibles (consommation industrielle stable dans l'année), l'application de la méthode du Prorata (G3) augmente sensiblement le gradient des sites RPT et donc la puissance de référence qui leur est attribuée (de l'ordre de 850MW).
Contrairement aux consommations actuelles cet incrément de puissance de référence ne serait pas couvert pour tout ou partie par un sourcing ARENH et augmenterait la facture pour ce type de consommation (~ 8,5m€ au PRM 2017)

Effet d'un calcul d'obligation au prorata pour les pertes RPT





DOCUMENT DE TRAVAIL

Les pertes RPT étant au premier ordre fonction de la consommation française, l'application de la méthode du prorata affecte peu le gradient total et la puissance de référence (1% de variation).

Conclusions de l'étude

La prise en compte de la thermo-sensibilité par site ou par profil apparait comme un sujet complexe dans la mesure où elle **réduit la prévisibilité de l'obligation par les acteurs obligés** et impacte le pilotage de l'obligation dans la perspective de proposer des effacement implicites.

Le choix de renvoyer l'incitation aux acteurs responsables de cette consommation thermosensible a été retenu lors de la conception du mécanisme de capacité afin qu'il **renvoie des incitations vers les acteurs obligés à hauteur de leur contribution au risque de défaillance**, dont la principale cause est la diminution de la température.

Les règles prévoient une prise en compte partielle de la thermo-sensibilité, qui se limite à ce jour aux site profilés et télé-relevés RPD disposant d'une Puissance Moyenne inférieure à 175 kVA. Les études Enedis présentées en mars 2019 mettaient en lumière que 200 MW de consommation thermosensible n'étaient pas pris en compte à la maille RPD du fait de l'existence de cette puissance seuil. A la maille RPT, ce volume est inférieur à 100 MW.

La présente étude évalue l'impact d'une non prise en compte de la thermo-sensibilité par acteur (bouclage au pro rata de la consommation). Il apparait qu'une telle simplification entrainerait un transfert significatif de l'obligation des acteurs obligés les plus thermosensibles (RES 2, pertes) vers les acteurs obligés qui le sont moins (sites télé-relevés, sites, RES 1), **supérieur à 30 M€***.

* Ce chiffre ne prend pas en compte les effets de transfert entre sites profilés.

2

Analyses sur la certification normative et par le réalisé

Contexte

Suite à des demandes d'acteurs pour étudier des modalités plus simples et plus prévisibles de calcul de la disponibilité, les analyses présentées portent sur la comparaison des deux dispositifs suivants :

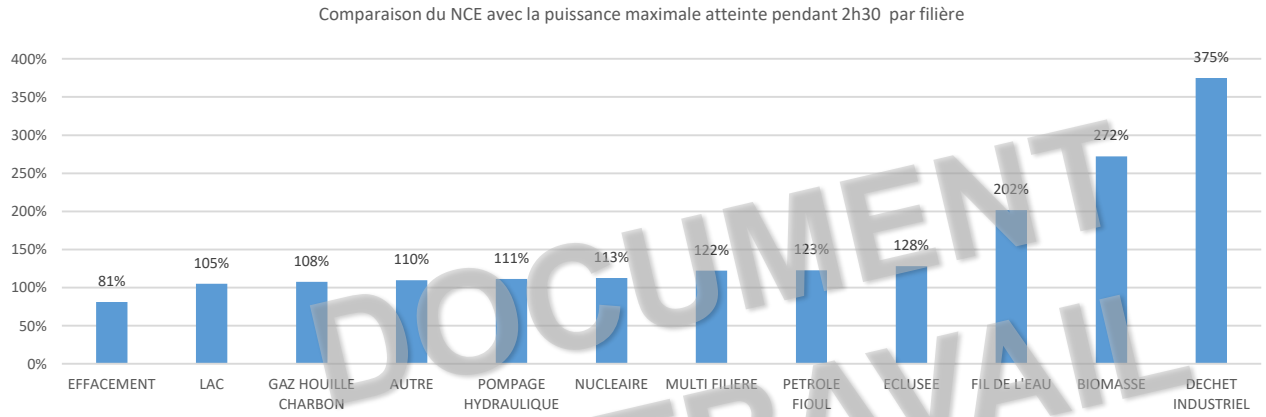
- La certification par le réalisé : méthode utilisée pour le cas des filières commandables hors OA (cas général)
- La certification normative : méthode prévue par les règles pour les capacités ayant une source d'énergie fatale et/ou pour les capacités sous OA. Cette méthode se base basée sur l'utilisation des courbes de charge historiques

Il s'agit de comparer pour l'AL 2017 (année close pour le mécanisme de capacité):

i) les NCE 2017 calculés par la méthode par le réalisé à des grandeurs calculées via les historiques réalisés sur la période PP2 2017 (et donc en termes d'énergie « vue »). **La méthode de certification normative appliquée aux énergie renouvelables ne renvoyant pas de résultat satisfaisant pour les capacités de pointe, une méthode alternative est proposée**.

ii) les NCC 2017 calculés sur la méthode normative en leur appliquant la méthode de calcul par le réalisé (analyses à la maille Enedis).

Comparaison du NCE avec le réalisé maximum atteint observé pendant 2h30 sur l'AL 2017



DOCUMENT DE TRAVAIL

- On constate que le ratio est supérieur à 100% pour quasiment toutes les filières. Cela montre que, en moyenne, toutes les filières ont atteint le NCE sur 5 pas demi-horaire soit 2h30 (consécutifs ou non). **Pour la majorité des filière, cette mesure semble plus adaptée pour représenter la disponibilité des filières de pointe.** Il convient de noter que dans **cet exercice de calcul retro-actif, les capacités n'ont pas cherché à « optimiser » cette mesure pour maximiser la valorisation de leur capacité, entrainant une sous-estimation de la disponibilité calculée avec cette grandeur**.
- L'ordre de grandeur de ce ratio est le même pour **toutes les filières à l'exception des filières fil de l'eau, biomasse et déchet industriel**. Le NCE calculé par le réalisé de ces filières semble indiquer que ces filières ne peuvent pas se rendre pleinement disponibles sur toutes les heures PP2 (stock, logiques locales, maintenance). Ainsi, la mesure normative proposée semble moins adaptée pour représenter leur disponibilité effective

Contexte

Une méthode normative est appliquée pour les filières dont la production dépend fortement d'aléas météorologiques. Un taux de disponibilité est utilisé pour déterminer le NCE de ces types de production.

Est-il souhaitable d'utiliser une méthode simplifiée de calcul du NCE des EDC certifiées selon la méthode normative ? Peut-on appliquer aux EDC normatives la méthode basée sur le réalisé ?

Le périmètre de l'étude se limite aux EDC certifiés en méthode normative pour les années de livraison 2017 et 2018 (filière solaire, éolien et fil de l'eau).

Sur le périmètre d'Enedis, cela correspond à 360 000 sites, profilés et télérelevés.

Calcul du NCE – En résumé

Méthode basée sur le réalisé*

$$NCE_{site,AL} = C_{filière} \times Pmoy_{PP2,AL}$$

*Pour un site non lié au mécanisme d'ajustement, sans contraintes de stocks et sans entrée ou sortie d'Obligation d'achat

Cette puissance moyenne est donc calculée uniquement sur les jours PP2.

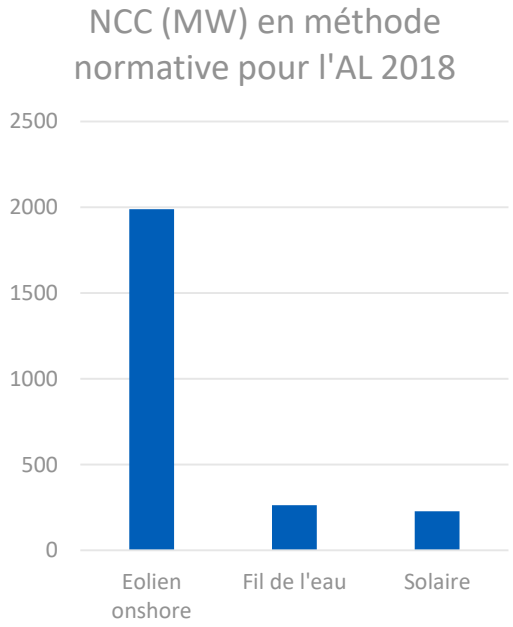
Méthode normative

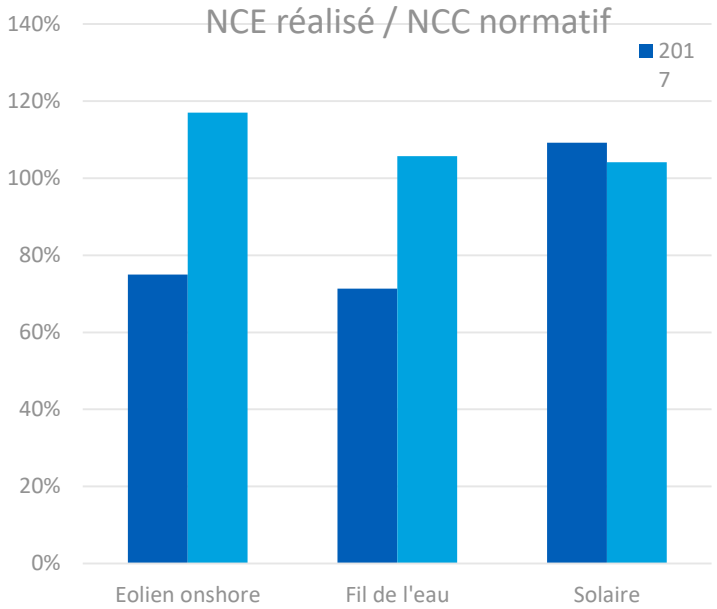
$$NCE_{site,AL} = TDE_{AL} \times NCC_{site,AL}$$

Avec utilisation du Taux de Disponibilité Effectif (TDE) comme intermédiaire de calcul. Il correspond à une valeur entre 0 et 1.

La plupart des TDE valent 1 sur les AL 2017 et 2018.

Comparaison entre NCC normatif et NCE réalisé





Résumé de l'étude

Les aléas météorologiques introduisent une forte variabilité sur la puissance moyenne des filières fatales.

Cette variabilité n'est pas un risque pour le réseau (variation de quelques centaines de MW sur 2,5GW certifiés avec la méthode normative).

Utiliser une méthode basée sur le réalisé pénaliserait de nombreuses EDC actuellement en méthode normative du fait de ces aléas de production et de l'impossibilité de prévoir le placement des jours PP2. Le TDE permet de lisser les variations de production.

L'utilisation du TDE semble préférable pour le calcul du NCE des filières fatales.

Les analyses complètes par filière seront détaillées dans le rapport du REX



4

Prochaines étapes

Prochaines étapes

GT REX Mécanisme de capacité:

- Un GT REX Mécanisme de capacité se tiendra en septembre 2020,

Rapport Retour d'Expérience sur le Mécanisme de capacité:

- Au vu des enjeux de sécurité d'approvisionnement identifiés pour les années de livraison 2020, 2021 et 2022, RTE envisage de décaler des quelques semaines la publication de son rapport afin d'y intégrer de possibles analyses sur ces échéances.