GT Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité

GT Mécanisme de Capacité

20/04/2020

Un retour d'expérience construit avec l'ensemble des parties prenantes (1/2)

RTE a associé les parties prenantes à l'exercice de cadrage du retour d'expérience en soumettant une première proposition du cadrage à l'avis des parties prenantes, **via une consultation publique ouverte du 19 février 2020 au 13 mars 2020.**

RTE a reçu des réponses de 22 parties prenantes, dont 17 ont accepté que toute ou partie de leur réponse soit publique. Ces retours sont accessibles sur Concerte.

La présente présentation s'attache à:

- rendre compte aux parties prenantes sur la manière dont les retours ont été pris en compte;
- préciser le cadre des analyses envisagées;
- partager de premiers résultats sur les quelques champs d'analyse les plus avancés.

Si cet exercice de cadrage participera à structurer les travaux, RTE rappelle que les analyses continueront d'être discutées dans le cadre des groupe de travail afin d'alimenter les analyses menées dans le cadre du retour d'expérience.

Un retour d'expérience construit avec l'ensemble des parties prenantes (2/2)

Tous les types d'acteurs du mécanisme de capacité sont représentés dans les réponses transmises par les parties prenantes:

Acteur Obligé	Exploitants de capacité / RPC	GRD	Autres
Alpiq		**ADEEF**	**EFET**
EDF		**UNELEG**	EPEX SPOT
Engie			
Total Direct Energie			
UNIDEN			
Kem One	Eqinov		
ENI	EDF OA		
	Energy Pool		
	Smart Grid Energy		
	Total Flex		
	Voltalis		

Plan de la présentation (1/2)

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

   A. *Contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement* *

   B. *Cohérence avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement*

   C. *Caractérisation et contrôle du produit « disponibilité»* *

   D. *Analyse coût-bénéfice du mécanisme de capacité pour la collectivité*

   E. *Coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs*

2. **Articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route énergie climat**

   A. *Contributions du mécanisme de capacité à la transition énergétique*

   B. *Appel d'offres long terme* *

* *: De premiers résultats seront partagés sur ces sujets*

Plan de la présentation (2/2)

3. Comportement des acteurs et efficacité des incitations en place

A. *Comportement et incitations – acteurs obligés* *

B. *Comportement et incitations – exploitants de capacité* *

C. *Formation du prix*

D. *Signaux PP1-PP2 et incitations associées* *

4. Modalités opérationnelles et enjeux de complexité en regard des enjeux de précision

A. *Diagnostic sur la complexité* *

B. *Enjeux de complexité en regard de la précision des incitations pour la sécurité d'approvisionnement*

C. *Temporalité du mécanisme de capacité*

5. Prochaines étapes

* *: De premiers résultats seront partagés sur ces sujets*



1

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

Contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement

Retours des parties prenantes

Retours des parties prenantes:

- La majorité des parties prenantes souligne la **difficulté de l'exercice, en particulier la construction d'un scénario contrefactuel** sans mécanisme de capacité.
- Malgré la difficulté de l'exercice, de nombreux acteurs sont favorables à mener une analyse à même d'**évaluer l'aptitude du mécanisme de capacité à maintenir en service des capacités** nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.
- Plusieurs acteurs considèrent qu'il sera difficile de disposer d'analyses conclusives car les décisions des acteurs ne se modélisent pas par une seul calcul économique (volatilité des prix, des stratégies évolutives des acteurs, considérations non économiques).
- A ce stade, les parties prenantes n'ont pas partagé d'éléments quantitatifs, mais certains se montrent ouverts pour en partager.

Propositions:

- Conformément aux retours d'acteurs, RTE propose de **focaliser dans un premier temps ses analyses sur une étude de rentabilité des capacités**. Ces analyses formeront un faisceau d'indice pour la construction de scénario contrefactuel, qui pourront également être dimensionnés sur la base des éléments qualitatifs partagés par les acteurs dans le cadre de la concertation.
- Comme suggéré par les parties prenantes**, RTE proposera un questionnaire détaillé afin de faciliter la remontée des informations quantitatives utiles à ces analyses**. A ce titre, RTE tient à rappeler que les équipes en charge de la concertation agissent de manière indépendante des équipes en charge de l'achat des pertes ou de la vente des garanties d'interconnexion et que cette indépendance peut être contrôlée par la CRE.

Objectif de l'étude

Objectifs de l'étude :

- **Actualiser les résultats** de l' Analyse d'impact du mécanisme de capacité (2018) en s'intéressant au passé. Cette analyse était fondée sur un scénario avec un besoin important de capacité (consommation stable et fermeture importante de nucléaire).
- L'analyse du REX vise à analyser **l'efficacité passée** du mécanisme en utilisant des données de marché réelles et permettra de fournir des résultats plus robustes et opposables.
- Ces analyses permettront également de **fournir des éléments de justification pour l'ouverture de nouvelles années de livraison** du mécanisme de capacité, rendues nécessaires par le nouveau règlement européens.
- Cette étude n'a pas vocation à alimenter le débat concernant l'architecture du mécanisme de capacité français.

Les analyses se structureront selon les étapes suivantes:

Objet de la présentation

1. **Evaluation de la viabilité économique des capacités sans et avec le mécanisme de capacité, sur la période 2014– 2019** *
2. A partir de ces calculs de rentabilité et du retour des acteurs quand à leur stratégie, **construction de scenarios contrefactuels encadrants pour tenir compte des incertitudes**
3. **Evaluation de l'effet sur la sécurité d'approvisionnement** (et bénéfices associés)

* *A ce stade, les études de rentabilité se focalisent sur les filières TAC gaz, TAC fioul, CCG et effacements.*

1 . Calcul de rentabilité pour les filières thermiques

Revenus issus de la flexibilité

- Les revenus issus du mécanisme d'ajustement et de l'appel d'offres RR / RC sont estimés à partir de l'année 2018
- Les revenus issus des services-systèmes (fréquence et tension) ainsi que les services spécifiques pour le réseau ne sont pas pris en compte dans ces premières analyses. Des analyses supplémentaires seront menées.

Revenus énergie

- Deux modalités de calculs sur la base des prix Spot et des prix Forward (détails à la slide suivante)

Revenus issus du mécanisme de capacité

- Modalité de calcul : Coefficient de certification * PRM

Les paramètres de coûts devront être préciser par la concertation

- Coût d'opération de maintenance (composantes fixe et variable) issues des hypothèses du Bilan prévisionnel :
  - Composante fixe (hyp. Issue du BP 2019) :
    - 25-35 k€/MW pour les CCG
    - 18-26 k€/MW pour les TAC
  - Composante variable : 1,6 €/MWh pour les CCG et les TAC (hyp. Issue du BP 2017)
- Coût de transport des combustibles: non pris en compte dans ces premières analyses

1 . Calcul de rentabilité pour les filières thermiques : Deux méthodologies de calcul des revenus

1. Sur la base des prix Spot historiques

Dans la continuité du Bilan prévisionnel 2019, il est proposé de calculer des revenus perçus a posteriori par les moyens de production sur la base des prix Spot des marches de l'électricité et des prix Spot pour les combustibles (Gaz : PEG Nord, fioul : Brent) et du prix Spot du CO2.

$$Gains_{énergie} = \sum_{h=1}^{8760} Production\ Historique(h) * \left(Prix\ Spot\ Réalisé(h) - Cout\ variable(h)\right)$$

Issu des prix Spot des combustibles et du CO2

2. Sur la base des prix forward disponibles en amont de chaque année de livraison

L'objectif est de restituer la perception que les acteurs peuvent avoir de la rentabilité de leurs moyens de production en amont de l'année de livraison, à une date qui pourrait coïncider avec leur décision de fermeture / mise sous cocon.

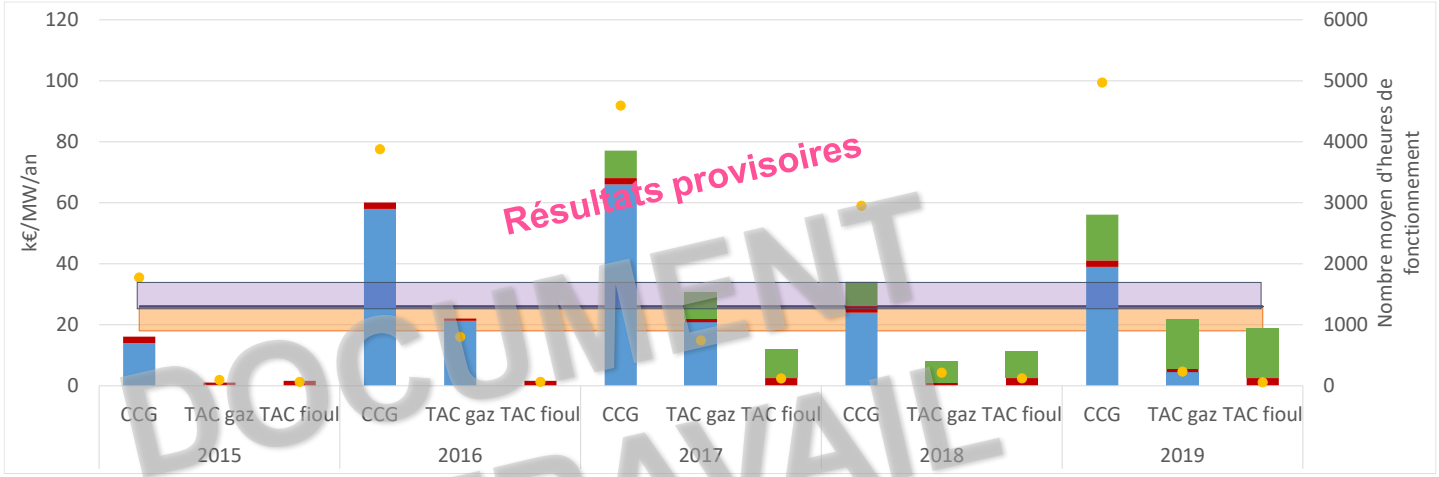
$$Gains_{énergie} = \sum_{h=1}^{8760} \frac{Puissance\ certifiée}{Puissance\ installée} * max\left(Prix\ Spot\ Projeté\ avec\ Forward(h) - Cout\ variable\ ; 0 \right)$$

Disponibilité

Issu des Forward Y-1 (fixe)

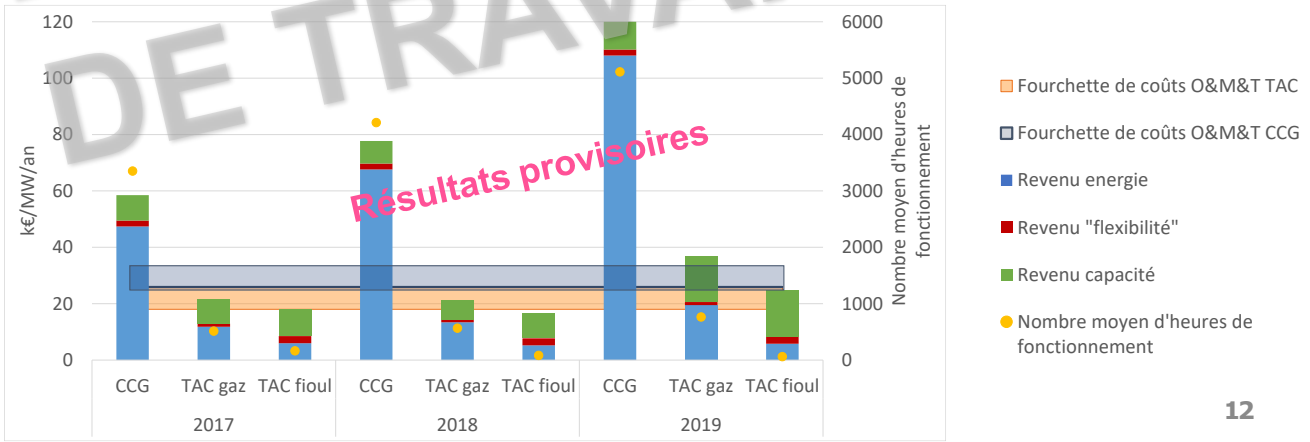
1 . Calcul de rentabilité : Premiers résultats

Calcul des revenus sur la base des prix Spot



DOCUMENT DE TRAVAIL

Calcul des revenus sur la base des prix Forward



2. Hypothèses de construction des scénarios contrefactuels

CCG

La rentabilité des moyens de production CCG est très dépendantes des prix Spot :

- Non rentabilité en 2015 (et les années précédentes), limite de rentabilité en 2018
- Rentabilité pour les années 2017 et 2019

Ces premières études seront complétées notamment pour analyser la rentabilité de cette filière pendant les années 2013-2014, période pendant laquelle la mise en place du mécanisme de capacité a été décidé.

TAC gaz et TAC Fioul

Au vu des premières analyses, les TAC gaz et fioul ne seraient **pas rentables sans mécanisme de capacité**. Ces résultats devront être complétés notamment pour intégrer l'ensemble des revenus ainsi qu'une mise à jour des coûts.

Proposition de scénarios contrefactuels encadrants :

- Scénario déclassement bas : de l'ordre de 200 MW (fermeture des unités les plus anciennes)
- Scénario déclassement haut : de l'ordre de 1 GW (fermeture de l'ensemble des moyens de rendant pas de service au réseau)

2. Hypothèses de construction des scénarios contrefactuels

Effacements

RTE propose de construire le scénario contrefactuel sur les analyses suivantes:

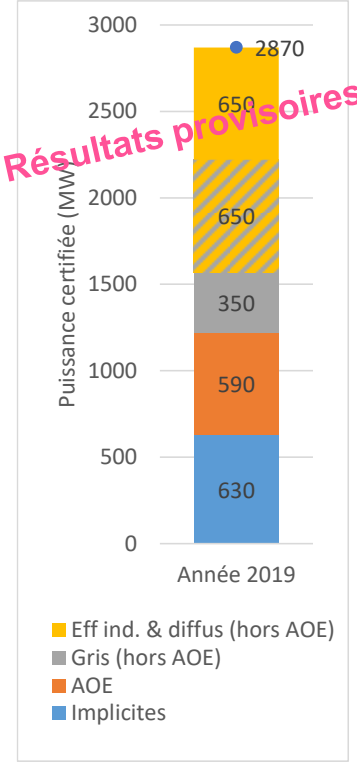
Susceptibles de se maintenir sans mécanisme

- **Effacement implicite** :
  - Impact a priori réduit sur les tarifs EJP et Tempo (630 MW) : analyses à poursuivre
- **Effacement bénéficiant de l'Appel d'Offre Effacement** :
  - Effacements retenus : 590 MW (2019)
  - Fermeture non conditionnée à l'existence d'un mécanisme de capacité
- **Effacement gris** :
  - Gisement compris entre 400 MW (candidats à l'AOE 2018) et 1000 MW (rapport REI)
  - Fermeture non conditionnée à la rémunération capacitaire du fait d'usages propres

Suscpetibles de fermer sans mécanisme

- **Effacements industriels et tertiaires**
  - Les effacements participant à la RR/RC (sans bénéficier de l'AOE) pourraient ne pas trouver une rémunération suffisante
- **Effacements diffus :**
  - Rentabilité non assurée sans mécanisme de capacité (car ne bénéficiant pas de l'AOE)

Dans un scenario pessimiste, la puissance certifiée susceptible de fermer pourrait atteindre 1 GW environ en 2019



DOCUMENT DE TRAVAIL

Cohérence avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement

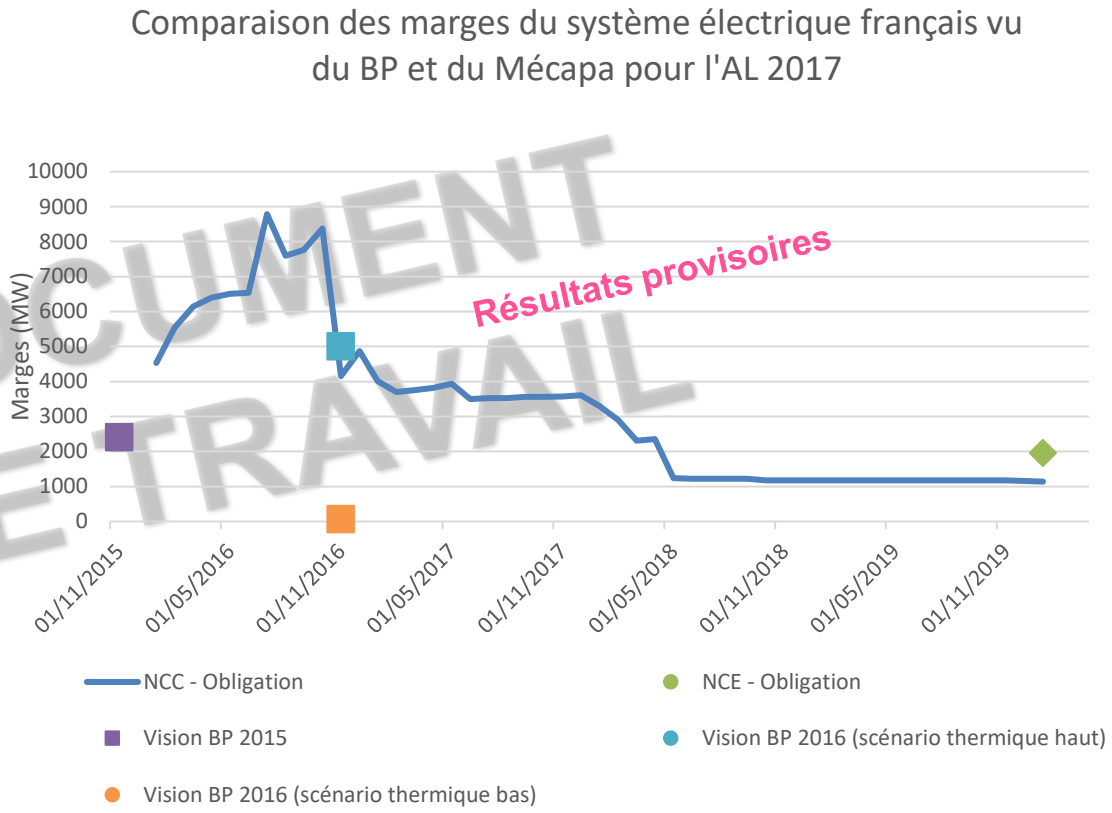
Retours des parties prenantes

Retours des parties prenantes:

- Les acteurs signalent leur intérêt marqué pour que des analyses sur les enjeux de cohérence entre le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité soient menées par RTE.
- il est remarqué que les enjeux de cohérence entre Bilan Prévisionnel et Mécanisme de capacité sont prépondérant notamment dans le contexte ou la règlementation européenne lie juridiquement ces deux exercices.

Propositions:

- RTE propose de maintenir ces études dans l'objectif **d'identifier les causes d'écart possibles entre les deux exercices.**



DOCUMENT DE TRAVAIL



Caractérisation et contrôle du produit « disponibilité»

Retours des parties prenantes (1/2)

Retours des parties prenantes:

- L'intérêt d'analyses sur la caractérisation du produit disponibilité est partagé par la majorité des parties prenantes.
- Plusieurs acteurs demandent de définir des indicateurs de fiabilité des capacités certifiées filière par filière et mécanisme de marché par mécanisme de marché. Il est précisé que de tels indicateurs permettraient de déterminer quelles sont les filières qui participent le plus à la sécurité d'approvisionnement. Dans cette perspective, il est notamment demandé de présenter des analyses sur les motifs de refus d'activations.
- Par ailleurs, d'autres acteurs demandent plus de transparence sur les contrôles menées en temps réel (e.g. test) et ex-post par RTE (i.e. calcul du NCE), afin notamment de connaitre les taux d'activation par filière sur les plages horaires PP2. Les tests et leur impact apparaissent également comme un sujet de préoccupation majeur exprimés dans la section 5 de l'appel à contributions (« Autres Contributions »).
- L'approche filière par filière est soutenue par une majorité d'acteurs. Un acteur demande toutefois que les analyses qui seront menées, distinguent les capacités d'effacement industriel des capacités d'effacement diffus.
- Un acteur s'interroge sur la pertinence du produit disponibilité comme référence pour calculer le volume de capacité valorisé par les exploitants de capacité.

Retours des parties prenantes (2/2)

Propositions:

- Au vu des retours favorables reçus par une majorité d'acteurs, RTE propose de mener les différentes analyses proposées sur la caractérisation et le contrôle du produit disponibilité. Des analyses seront notamment menées sur la comparaison des contrôles par le réalisé et par les tests d'activation afin d'interroger la pertinence de distinguer les deux.
- RTE note l'intérêt d'un certain nombre d'opérateurs d'effacement pour que cette étude permette la mise en place d'indicateur de fiabilité vis-à-vis des activations demandées sur le Mécanisme d'Ajustement. A ce titre, RTE rappelle que des analyses de fiabilité sont déjà menées en GT Effacement, et auront vocation à comparer la fiabilité des différentes capacités de pointes (capacités d'effacement en regard de moyens thermiques de pointe).
- S'agissant du retour interrogeant la pertinence du calcul du Niveau de Capacité Effectif tel qu'il est prévu actuellement, RTE propose de partager des analyses comparatives sur la manière dont la disponibilité est contrôlée dans d'autres pays disposant de mécanisme de capacité afin d'alimenter toutes réflexions futures. RTE signifie que la comparaison des approches « par le réalisé » et « normative » proposée dans la partie 4.2 permettra également d'alimenter ces réflexions.

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 marché 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.

Ces premières analyses ont pour objectif de rendre compte des capacités activées lors des plages horaires PP2:

- EDC par EDC
- filière par filière
- toutes filières confondues

Les études présentées à ce jour ont été réalisées sur un échantillon de 322 EDC et se limitent aux jours PP2 de l'Année de livraison 2017. **Attention, une capacité non activée ne présage pas de sa fiabilité. Elle peut ne pas avoir été activée car l'occasion de s'activer ne s'est pas présentée sur les plages PP2.**

Par construction, la puissance disponible non réalisée représente une part importante du NCE de certaines filières

- **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

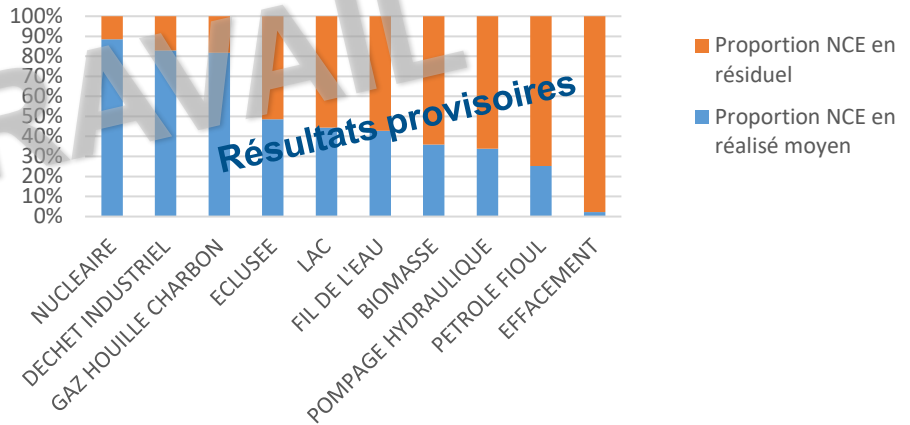
- **Ce premier niveau d'analyse ne traduit pas le niveau d'observabilité de la puissance résiduelle**

  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 sur la puissance maximale réalisée (cf slide suivant)

DOCUMENT DE TRAVAIL

Décomposition du NCE pour AL 2017 entre la puissance réalisée moyenne et la puissance disponible résiduelle offerte (sur les SSY, 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

Les premières analyses suggèrent qu'une part non négligeable de la puissance certifiée n'est pas observée

- **Des premières estimations qui suggèrent qu'une partie de la puissance mise à disposition n'est pas observée sur les plages horaires PP2**

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

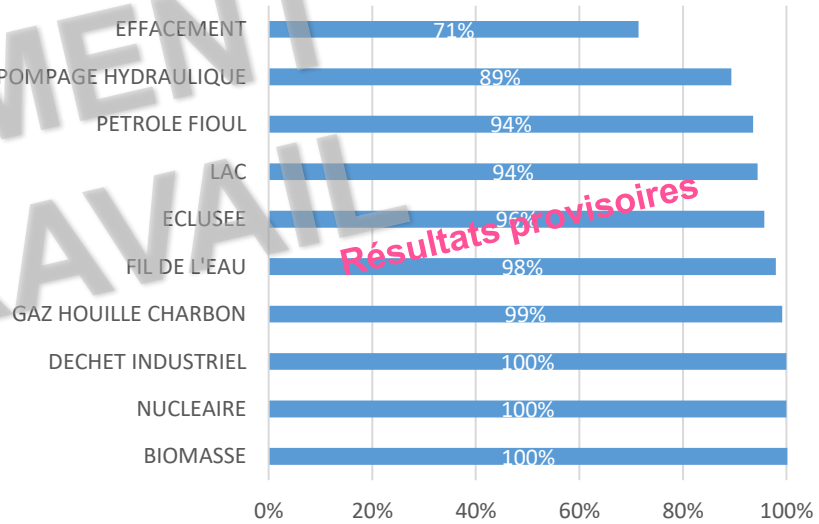
  Un ratio de 80% signifie qu'il a été observé au moins sur une heure un réalisé à hauteur de 80% de la puissance maximale offerte

- **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 premières analyses à poursuivre et consolider :**

- Analyse exhaustive des EDC
- Extension aux AL 2018 et 2019
- Prise en compte des effets des puissances offertes mais qui ont été défaillantes lors des activations sur le MA
- Observabilité d'un réalisé en dehors des plages PP2 ?

Part de la puissance maximale disponible sur les jours PP2 qui a été réalisée
Analyse sur un échantillon d'EDC sur AL 2017)



DOCUMENT DE TRAVAIL
Résultats provisoires

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



Analyse coût-bénéfice du mécanisme pour la collectivité

Retours de parties prenantes

Retours des parties prenantes:

- Les parties prenantes partagent majoritairement l'intérêt de ces analyses coût-bénéfice du mécanisme de capacité, et plusieurs détaillent dans leur contribution l'ensemble des coûts à considérer:
  - coûts pour les AO (dont coûts de BFR, accès au marché)
  - coûts pour les détenteurs de capacité (dont accès au marché)
  - coûts de mise en place et de surveillance (DGEC, CRE)
  - coûts de fonctionnement (RTE, GRD).
- Un acteur propose de s'appuyer sur l'étude de 2018 « Analyse d'impact du mécanisme de capacité – Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité ».

Propositions:

- Afin de prendre en compte tous les paramètres suggérés par les parties prenantes et de faciliter cette remontée d'information, RTE propose de partager un questionnaire détaillé auprès des parties prenantes. RTE mettra la trame en ligne lundi 27/04. **Les retours quantitatifs des parties prenantes seront attendus pour le 13/05.**
- RTE rappelle que le rapport « Analyse d'impact du mécanisme de capacité – Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité » a été construit sur la base d'analyses s'intéressant au futur. Dans le cadre du retour d'expérience , RTE juge utile de s'appuyer autant que possible sur des données observées et de focaliser ses études sur les années 2017, 2018 et 2019.

Coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs

Quel vrai coût porté par les consommateurs en échange de la sécurité d'approvisionnement ?

Retours d'acteurs:

- Le coût porté par les consommateurs constitue un point d'attention majeur exprimé par les parties prenantes dans le cadre de la concertation menée par RTE

Proposition:

- L'objectif de cette étude est de chiffrer ce coût pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019.

Dès 2014, dans son rapport accompagnement la publication des premières règles du mécanisme de capacité, RTE avait estimé le coût pour différents profils de consommation (grands consommateurs, consommateurs résidentiels). En particulier, il avait été remarqué que les garanties de capacité associées à l'ARENH conduisent à réduire de manière importante le coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs.

L'ACER a également abordé ce sujet dans son Rapport de surveillance de 2018 sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, afin de comparer le coût des différents mécanismes de capacité en Europe. Cependant, RTE remarque que cette première tentative ne prend pas en compte le dispositif ARENH– d'ailleurs reconnu par l'ACER dans son rapport –, entraînant une surestimation le coût réel de mis en œuvre du mécanisme du mécanisme de capacité français.

- Il convient d'intégrer à cette analyse les particularités du marché de détail français (dispositif ARENH, contrat Exeltium) ainsi que l'ensemble des effets du mécanisme de capacité.

2

ARTICULATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ AVEC LA POLITIQUE CLIMAT ÉNERGIE

Retours des parties prenantes

Retours des parties prenantes:

- La majorité des parties prenantes, dont plusieurs opérateur d'effacement, partage l'intérêt de ces études et souhaitent que RTE s'intéresse à l'impact du mécanisme de capacité sur le financement de la transition énergétique.
- Un certain nombre de parties prenantes juge que le mécanisme de capacité doit être un outil technologiquement neutre et, à ce titre, ne doit pas s'intéresser aux enjeux de transition énergétique dont les objectifs doivent être atteints à travers d'autres outils.
- Plusieurs acteurs partagent l'intérêt que des analyses puissent être menées sur la base des premiers appels d'offres organisés en 2019, et sont notamment intéressés pour discuter des conditions d'éligibilité à l'appel d'offres ainsi qu'au niveau de prix issu des courbes de demande administré.
- Plusieurs acteurs s'interrogent sur l'impact que la contractualisation de nouvelles capacités dans le cadre de l'appel d'offres long terme pourra avoir sur le marché de capacité.

Retours des parties prenantes

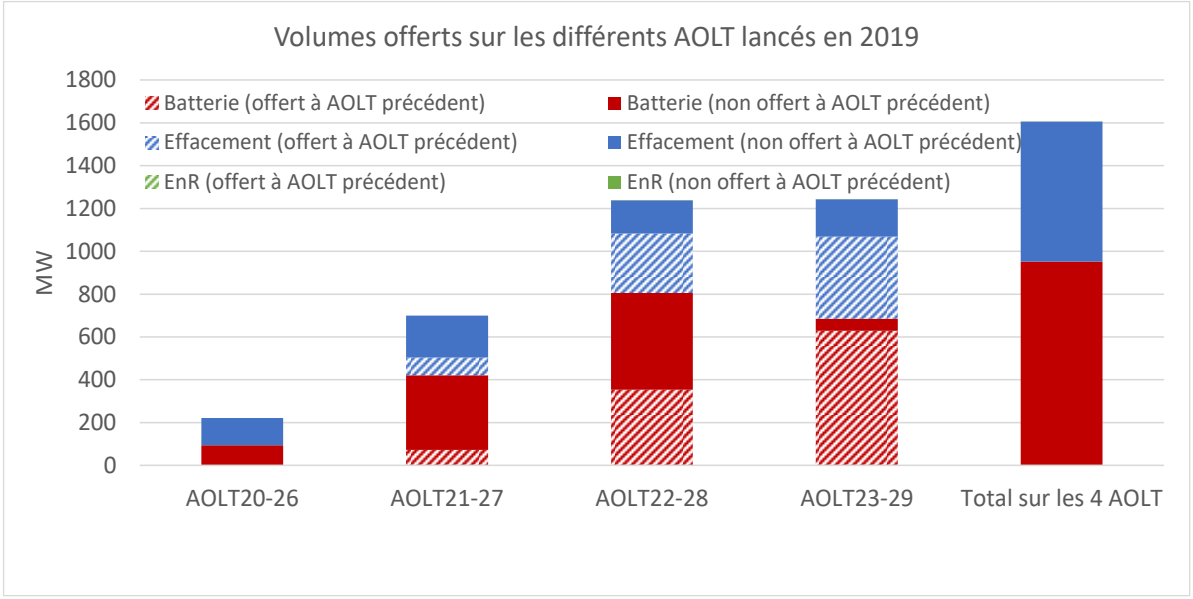
Propositions:

- RTE prend note des retours des parties prenantes et confirme que l'objectif premier du mécanisme de capacité est en effet d'assurer le bouclage du système électrique afin d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Dans cette section du REX, il s'agira principalement d'évaluer dans quelle mesure le mécanisme de capacité participe au financement de la transition énergétique.
- RTE rappelle qu'une concertation dédiée sera ouverte pour traiter des conditions d'éligibilité à l'appel d'offres long terme ainsi que les modalités de construction des courbes de demande administrée.
- S'agissant de l'impact l'arrivée les nouvelles capacités lauréates pourraient avoir sur les marchés, RTE signifie qu'une analyse d'impact dédiée est prévue à l'article 11.4 des Règles en vigueur du mécanisme de capacité.
- RTE propose donc de focaliser les première analyses relatives à l'AOLT sur l'analyse des capacités candidates aux appels d'offres long terme organisés en 2019.

Une participation concentrée sur les échéances AL-3 / AL-2

- Des volumes importants offerts
- Exclusivement composés d'effacements (~60%) et de batteries (~40%)
- Une difficulté à proposer des offres pour le premier AOLT 2020-2026, compte-tenu des délais
- Peu d'offres nouvelles pour l'AOLT 2023-2029 (<250 MW), interrogeant ainsi la temporalité en place dans le cadre d'un AOLT qui ne fera plus émerger de nouveaux moyens thermiques

19	**Candidats éligibles**
~600	**Offres**
~1600	**MW offerts**
≤ 200	**MW offerts exclusivement en 2023**





3

Comportement d’acteurs et efficacité des incitations en place

Comportement et incitations – Acteurs Obligés

Comportement et incitations – Acteurs Obligés (1/2)

Retours des parties prenantes:

- Une large majorité de parties prenantes partage l'intérêt de mener de telles analyses sur les niveaux d'obligations et les stratégies de couverture afférentes.
- Plusieurs acteurs soulignent la difficulté rencontrée par les fournisseurs de petite ou moyenne taille pour anticiper leur niveau d'obligation.
- Un acteur précise que ces stratégies peuvent être différentes selon la taille des client des fournisseurs (i.e. haut/bas de portefeuille).

Proposition:

- RTE propose de compléter ces analyses d'un axe portant sur la capacité des acteurs à obligés à anticiper leur obligation et leur rythme de couverture, en fonction de la taille des sites dans leur portefeuille.

Comportement et incitations – Acteurs Obligés (2/2)

Analyses menées ou à venir :

- Comparaison de la pré-estimation 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)
- Avec corrections des pré-estimations pour tenir compte des absences de collecte (taux de complétude de 61% pour AL 2017 et 76% pour AL 2018). Les corrections consistant à remplacer la pré-estimation d'obligation par l'obligation réalisée pour les acteur n'ayant pas transmis d'obligation s'évaluent à ≈ 1 GW pour AL 2017 et 1,3 GW pour AL 2018.

Maille France:

		Obligation			
Année	Échéance	Réalisé total France corrigé (GW)	Pré-estimation France corrigée (GW)	Différence (MW)	Marge erreur
2017	Définitive	87,9	88,5	~ 600	0,7%
2018	Estimée	88,1	87,8	~-400	-0,4%

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

Comparaison en fonction de la taille des acteurs obligés :

- Séparation des acteurs obligés en deux catégories : Acteurs obligés majeurs (Obligation >500MW) et petits Acteurs obligés. Analyse hors points extrêmes
  - Une meilleure capacité à prévoir leur obligation de la part des gros acteurs obligés (écart moyen de ≈ 0 % sur AL 2017)
  - Pour les plus petits AO la majorité des écarts importants (hors écarts extrêmes) provient des ELD dénotant un besoin d'accompagnement plus important (écart moyen de - 7% sur AL 2017).

Comportement et incitations – Exploitants de capacité

Comportement et incitations – Exploitants de capacité

Retours des parties prenantes:

- Plusieurs acteurs partagent l'intérêt de mener ces analyses
- Un acteur souligne l'importance d'analyser l'intérêt du tunnel de certification, mis en place suite à la décision de la DG concurrence de la Commission européenne approuvant le mécanisme de capacité français.
- Un acteur signifie la lourdeur administrative associée à la re-déclaration de la meilleure disponibilité (déclaration d'évolution de paramètres) toutes les 48 heures alors que ces mêmes informations sont également partagées sur le registre de transparence REMIT.
- Un acteur précise que les coûts et délais associés au traitement d'une demande de rééquilibrage sont de nature à ne pas inciter au rééquilibrage dès que possible.
- Plusieurs acteurs précisent que les évolutions règlementaires, notamment celle associée à l'évolution du prix de référence pour les écarts (PRM → PREC), et les effets d'apprentissage ont participé à faire évoluer les stratégies de couverture entre 2017 et 2019.

Propositions:

Conformément aux retours d'acteurs, le scope de ces analyses sera étendu afin de:

- présenter une comparaison des NCC et NCC évolué dans la perspective d'évaluer la valeur ajoutée associée aux déclarations de paramètre
- de rendre de compte aux parties prenantes sur les demandes de dérogations accordées s'agissant du tunnel de certification.

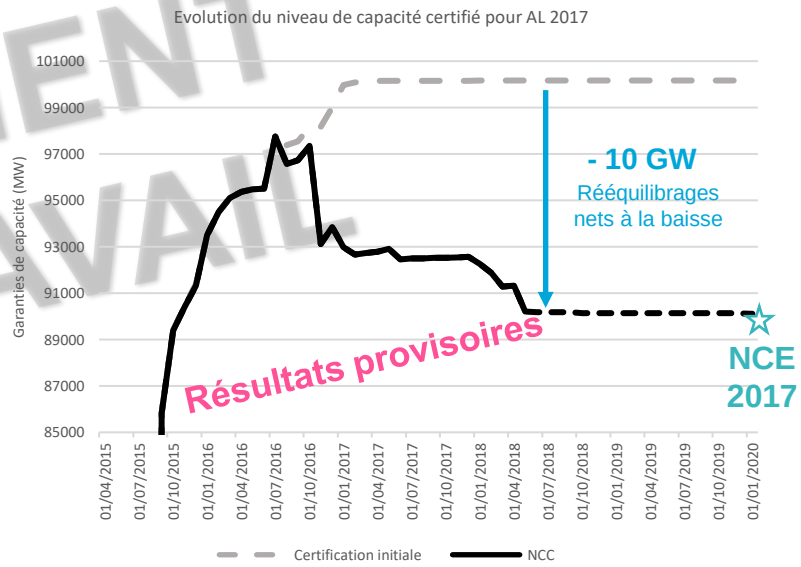
Evolution du NCC historique

Le cadre définit par le mécanisme de capacité français avait pour objectif que les acteurs puissent transmettre au marché dès que possible la meilleure information à leur disposition sur leur niveau de disponibilité (frais de rééquilibrage croissant).

Cette approche a été couplée, suite à la décision d'approbation de la Commission européenne, par la mise en place d'un certain nombre de contrôle afin d'éviter que les acteurs disposant d'un pouvoir de marché ne puisse en abuser en cherchant à tendre ou allonger artificiellement le marché (tunnel de certification, notion de volume cumulé de rééquilibrage).

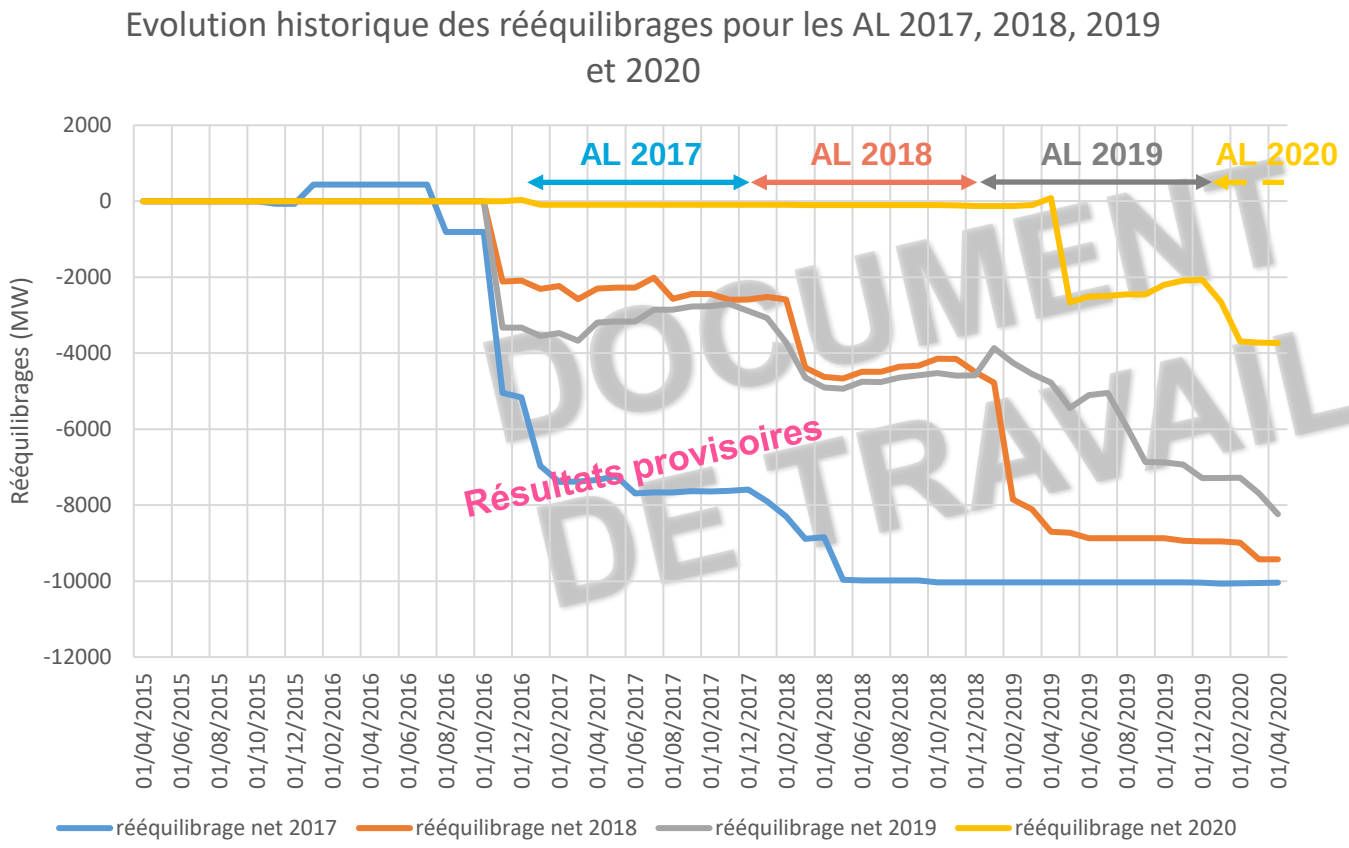
- L'objectif de cette étude est d'étudier l'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019, représentatif du comportement des exploitants de capacité évoluant dans le cadre incitatif en place.

DOCUMENT DE TRAVAIL



Le niveau de certification est le résultat de la certification initiale et des rééquilibrages à la hausse et à la baisse

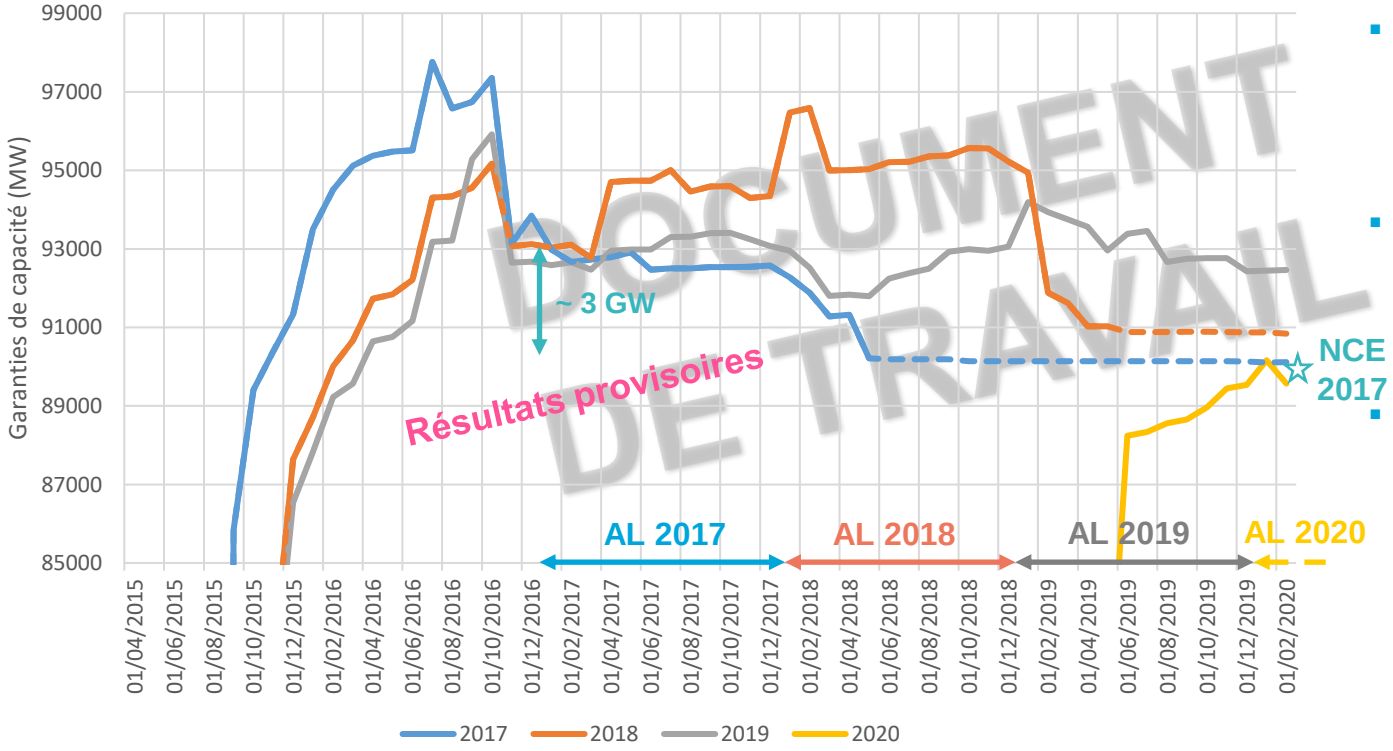
Evolution des rééquilibrages nets



- La certification des acteurs est optimiste puisque les rééquilibrages nets sont fortement orientés à la baisse, jusqu'à -10 GW de en 2017.
- Les rééquilibrages se concentrent en début et en fin d'année de livraison.
- Des effets d'apprentissage existent : la certification initiale s'abaisse au fur et à mesure des AL, tout comme le volume de rééquilibrage à la baisse

Evolution NCC sur l'historique

Evolution historique du niveau de capacité certifié pour les AL 2017, 2018, 2019 et 2020



DOCUMENT DE TRAVAIL

- L'amplitude de variation du NCC se situe entre 4 GW (NCC 2019) et 8 GW (NCC 2017).
- L'écart entre le NCE 2017 et le NCC 2017 en début d'année 2017 est de près de 3 GW.
- En cours d'année de livraison, les NCC 2017 et 2018 sont plutôt stables (variation de moins de 500 MW) tandis que le NCC 2019 diminue d'environ 1,5 GW, signe de premiers effets d'apprentissage

Principaux messages

- Pour une année de livraison donnée, le volume de capacité certifiés varie de façon importante sur l'ensemble de la période de marché (entre AL-4 et AL+3). L'amplitude de cette variation est de 4 à 8 GW selon les années de livraison.

- Les acteurs certifient leurs capacités de façon fortement optimiste et procèdent ensuite à des rééquilibrages importants essentiellement à la baisse (de - 8 GW pour AL 2019 jusqu'à -10 GW de rééquilibrage net sur AL 2017).

- Les rééquilibrages sont essentiellement concentrés avant et juste après l'année de livraison, ce qui pose des questions sur le système d'incitation mis en place (augmentation des frais de rééquilibrage au fur et à mesure de l'année au sein de l'année de livraison).

- Des effets d'apprentissage sont visibles comme une moindre certification initiale au fur et à mesure des années de livraison et le recours à des rééquilibrages en cours d'AL pour 2019.

- Suite aux retours de l'appel à contribution, les travaux se poursuivent autour de 4 axes :
  - La décomposition du niveau de certification par filière et par type d'acteur
  - La comparaison entre le NCC évolué, intégrant les déclarations d'évolution de paramètre, et le NCC
  - L'analyse des demandes de dérogation au tunnel de certification
  - La temporalité des mises en ventes de garanties de capacité



Formation du prix

Formation du prix

Retours des parties prenantes:

- La majorité des acteurs souhaitent avoir plus de visibilité sur les enchères et le comportement de l'acteur dominant. Néanmoins, il est noté que ce travail a déjà été mené par la CRE et a été partagé via la publication du rapport de juillet 2019 sur le Fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel. Les acteurs souhaiteraient, en particulier, que soit analyser certains faits marquants :
  - Passage du PRM au PREC
  - Mise aux enchères des capacités d'interconnexion de RTE
- D'autres éléments pouvant impactés le marché de capacité sont cités : Atteinte du plafond ARENH , les modifications du cadre réglementaires , changement de calendrier des enchères.
- La plupart des acteurs interrogent la pertinence d'une approche théorique par le « missing money » pour rendre compte du prix du marché de capacité. D'autant plus qu'il est souligné la difficulté de connaître les coûts détaillés (information sensible, difficultés spécifiques pour les effacements).

Proposition de RTE:

- RTE rappelle que la CRE a déjà partagé des éléments éclairant les enjeux de formation du prix du mécanisme de capacité dans son Rapport de surveillance 2018 sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, publié en juillet 2019.
- Ainsi, s'agissant des enjeux relatifs à la formation du prix sur le marché de capacité, RTE propose de baser autant que possible la rédaction de son rapport sur la base des analyses menées par la CRE, qui seront mises à jour cette année.



Incitations relatives aux signaux PP1-PP2

Incitations relatives aux signaux PP1-PP2

Retours des parties prenantes:

- Une large majorité de parties prenantes partagent l'intérêt des analyses proposées sur les jours PP1-PP2.
- Plusieurs acteurs demandent plus de transparence quant aux règles de tirage des jours PP2.
- Un acteur demande notamment à ce qu'un pré-signal indicatif PP2 puisse être mis à disposition plusieurs jours avant, pour que les acteurs puissent mieux préparer la mise en disponibilité de leur capacité.
- Un acteur s'interroge sur l'intérêt de dissocier les jours PP1 des jours PP2.

Propositions:

- Au vu des retours des parties prenantes, RTE partagera des éléments d'analyse sur les tirages passés des jours PP1 et PP2. Ces analyses permettront notamment de **rendre des comptes en toute transparence sur les tirages passés.**
- Elles permettront également d'interroger collectivement la pertinence des critères de tirage de ces signaux, ainsi que le choix qui a été fait de dissocier le signal PP1 du signal PP2.
- RTE propose également de s'intéresser aux informations disponibles avant J-1 pour étudier la pertinence de la mise en place d'un pré-signal pour les signaux PP1 et PP2.
- Enfin, RTE propose de s'intéresser à **l'impact que les jours PP1 et PP2 ont pu avoir sur l'équilibrage du système électrique**, notamment s'agissant de la fiabilité des capacités rendues disponibles sur le mécanisme

PP1: Identifier les plages horaires de plus forte consommation en univers contraint (1/3)

Dans son rapport de 2014 accompagnement la publication des premières règles du mécanisme de capacité, RTE précisait que les plages PP1 devaient cibler les heures de plus fortes consommation et ce afin d'inciter à l'activation d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation (valorisation implicite).



RTE profite du retour d'expérience pour ré-interroger l'atteinte de cet objectif malgré les contraintes appliquées aux plages horaires PP1, jugée non-limitantes dans le rapport publié en 2014:

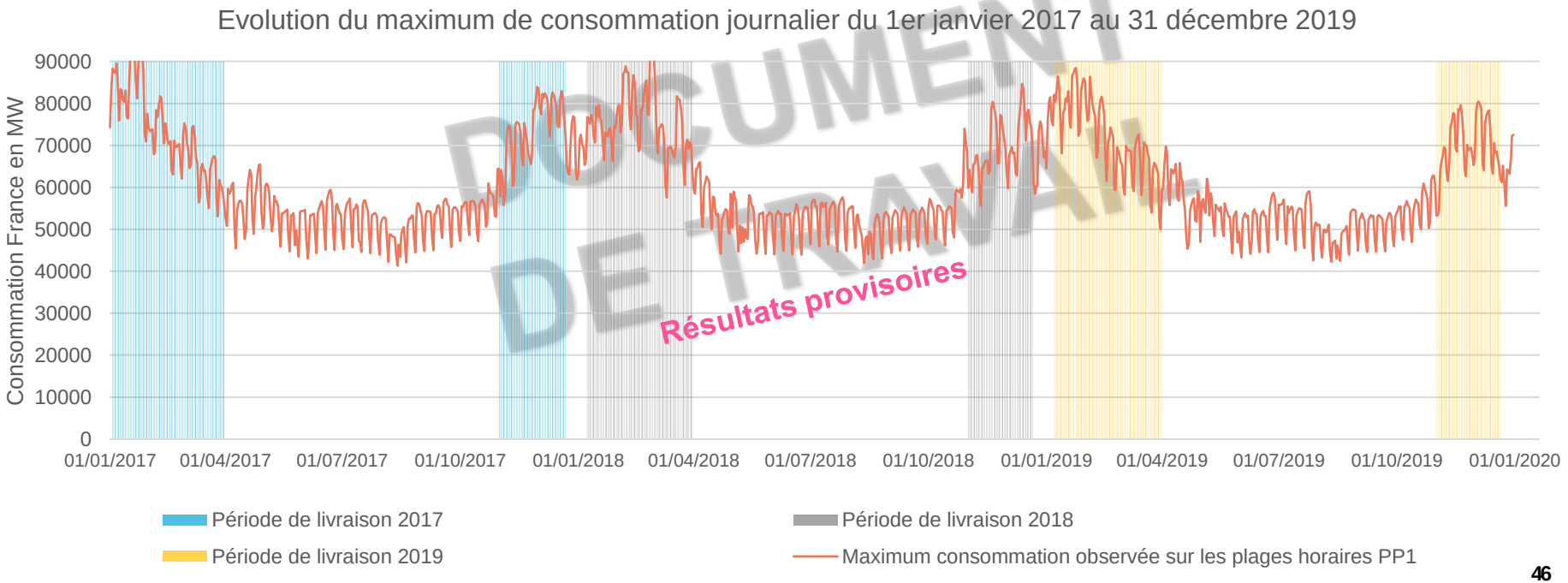
- plages horaires 7h-15h et 18h-20h;
- jours ouvrés de la période de livraison du mécanisme de capacité
- exclusion des congés de Noël de la période de livraison.

	Janvier	Février	Mars	Novembre	Décembre		7h-15h	18h-20h
2017	15	0	0	0	0		6	9
2018	0	12	2	0	1		5	10
2019	13	2	0	0	0		4	11

Tableau: Positionnement des 15 pics journaliers de consommation sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019

PP1: Identifier les plages horaires de plus forte consommation en univers contraint (2/3)

Les premières analyses permettent de conclure que la délimitation de la période de livraison est suffisante pour capter les jours au cours desquels des pics de consommation annuels sont atteints:



DOCUMENT DE TRAVAIL

PP1: Identifier les plages horaires de plus forte consommation en univers contraint (3/3)

Il est noté que les plages horaires PP1 ne permettent pas de capter les heures de plus fortes consommation sur la période de livraison.

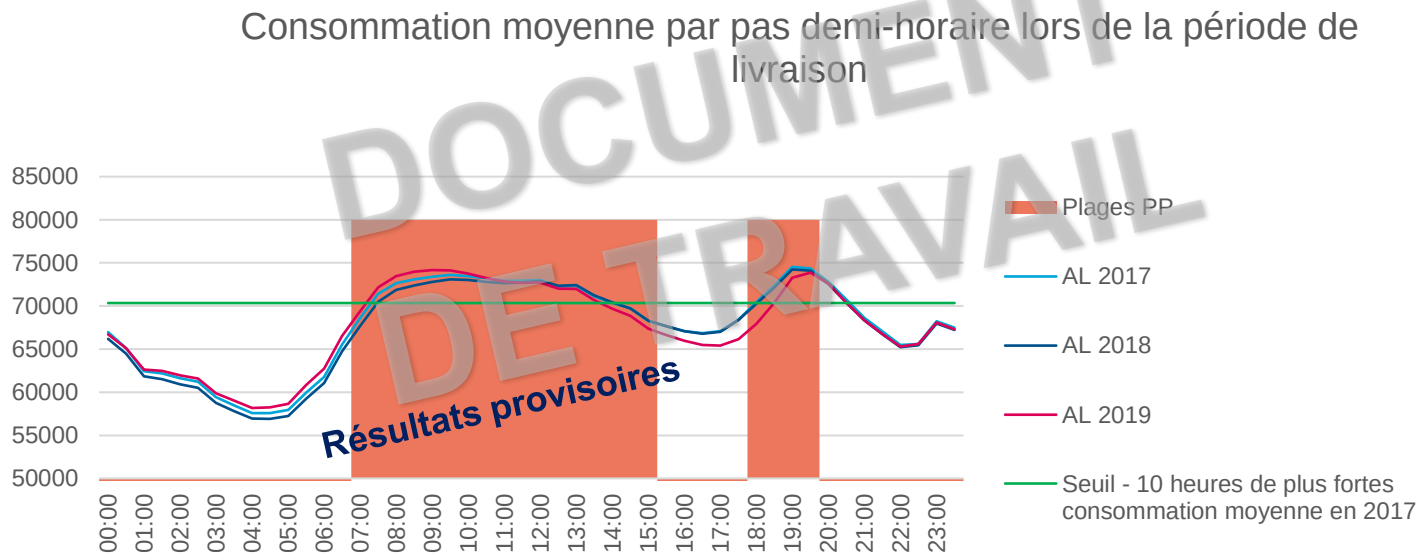


Figure 1 : Consommation moyenne par pas demi-horaire lors des périodes de livraison 2017, 2018 et 2019

PP1: Critères de tirage du signal (1/2)

La difficulté de l'algorithme de tirage des jours PP1 comme les jours de plus forte consommation d'une année de livraison repose sur l'anticipation des niveaux de consommation probables pour la fin de la période de livraison.

L'algorithme de tirage des jours PP1 a permis des tirages caractérisés par un trait faible écart entre les pointes de consommation atteintes lors des jours PP1, en comparaison à un tirage omniscient (même nombre de tirages basé sur des données ex-post):

≈ 700 MW en AL 2017 (11 tirages sur 14 en commun)

≈ 130 MW en AL 2018 (12 tirages sur 13 en commun)

DOCUMENT DE TRAVAIL

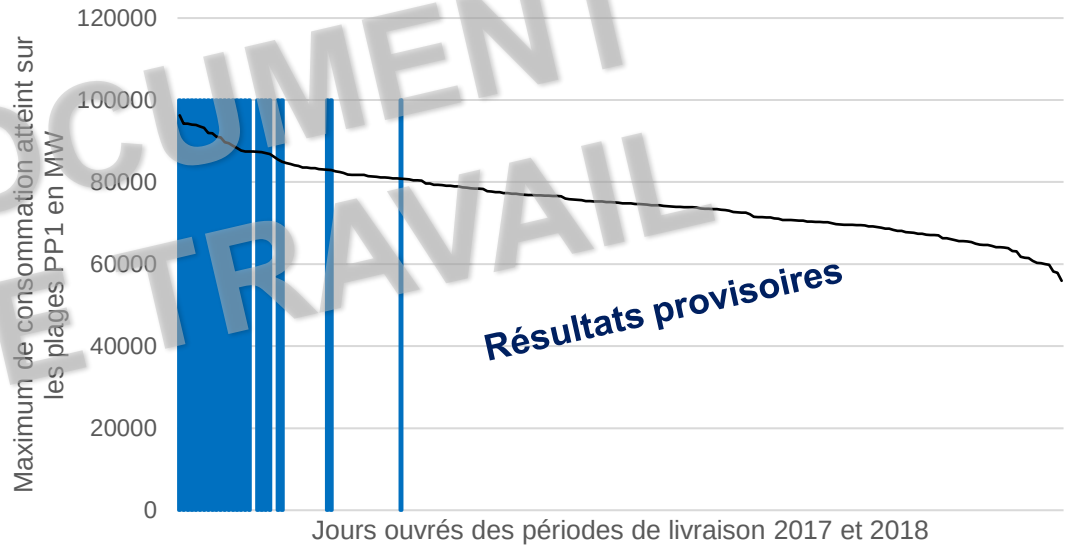


Figure : Monotone du maximum de consommation atteint sur les heures PP1 des jours ouvrés des périodes de livraison 2017 et 2018

PP1: Critères de tirage du signal (2/2)

Propositions d'analyses complémentaires:

- **Interroger la pertinence d'un nombre variable de jours PP1 à tirer par an:** RTE comprend que l'incertitude associée au nombre de jours PP1 tirés par an puisse générer des incertitudes pour les acteurs obligés. Ainsi, RTE propose d'interroger dans quelle mesure les tirages des jours PP1 passés aurait été dégradés entre 2017 et 2019 si il avait été décidé de tirer un nombre fixe de jours PP1

- **Interroger la répartition des jours PP1 au cours de l'année de livraison:** RTE comprend que l'incertitude associée au positionnement des jours PP1 au cours de l'année de livraison puisse être source d'incertitude pour les acteurs obligés. Ainsi, RTE propose d'interroger dans quelle mesure les tirages des jours PP1 passés aurait été dégradés entre 2017 et 2019 si il avait été décidé de tirer un nombre minimum de jours PP1 au T1 AL et au T4 AL.

- **Interroger la pertinance du critère de plus forte consommation:** Si le ciblage des jours de plus forte consommation renvoie une incitation à l'effacement implicite lorsque la consommation est la plus élevée, elle ne permet pas d'optimiser le développement de ces moyens d'effacement. En effet, afin de faire converger les incitations renvoyées par le marché de l'énergie et le marché de la capacité dans l'objectif d'optimiser l'exploitation du potentiel associé à l'effacement implicite, il conviendrait de cibler les jours sur lesquels le prix spot est le plus élevé. RTE propose d'évaluer dans quelle mesure les incitations seraient renforcées si les jours PP1 devaient cibler les périodes sur lesquelles les prix spots sont les plus élevés.

Impact du tirage des jours PP1 sur le niveau de consommation

RTE note que les réductions de consommation lors des jours PP1 (valorisation implicite de la valeur capacitaire) sont supposées être déclarées au Registre des mesures visant à maitriser la consommation, auquel il est fait référence à l'article 12.5 des Règles en vigueur du mécanisme de capacité. Les dernières données déclaratives reçues permettent d'afficher aux acteurs de marché les valeurs d'effacement implicite suivantes :

AL	2017	2018	2019
MW d'effacement implicite déclaré via le Registre des mesures visant à maitriser la consommation	727 MW	695 MW	632 MW

- RTE propose de mener une analyse économétrique pour vérifier dans quelle mesure les données déclaratives sont représentatives de la réduction de consommation observée lors des jours PP1 de 2017 à 2019. Il s'agira donc de capter la réduction de consommation associée au tirage d'un jour PP1, toutes choses étant égales par ailleurs (neutralisation des effets jours de semaine, température, vacances scolaires de février etc….)



4

Niveau de complexité en regard des enjeux de précision



Diagnostic sur la complexité

Diagnostic sur la complexité

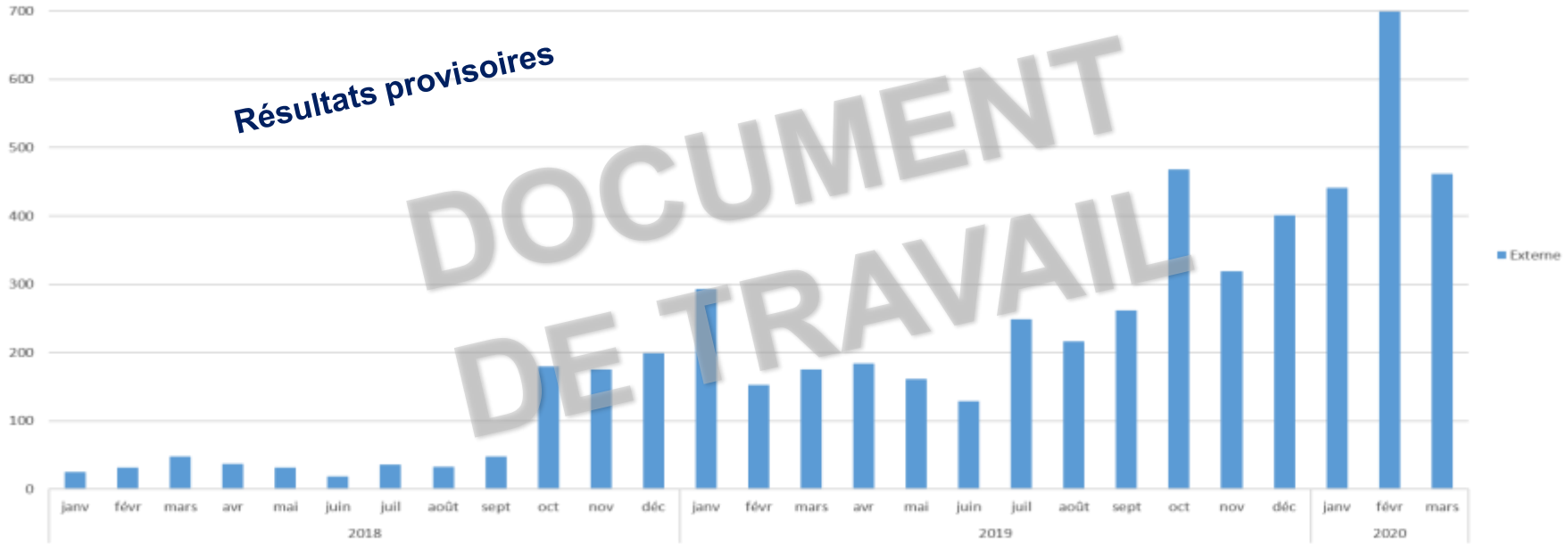
Retours des parties prenantes:

- Une large majorité de parties prenantes partagent le constat que le mécanisme est complexe et juge utile d'étudier les facteurs de cette complexité. Deux acteurs soulignent que le mécanisme de capacité n'est pas plus complexe qu'un autre dispositif de marché.
- Un certain nombre d'acteurs ont identifié des modalités de déclinaison opérationnelle qui participent à créer de l'incertitude côté acteur de marché (e.g. interface collecte, arrondi NCC etc …).
- Plusieurs acteurs soulignent que les évolutions règlementaires successives (≈ 1/ an) sont de nature à accroitre le niveau de complexité opérationnelle, et appellent de leur vœux davantage de stabilité règlementaire.
- La majorité des acteurs signalent que la temporalités du mécanisme de capacité jusqu'à trois ans après l'année de livraison est un facteur de complexité majeur.

Propositions:

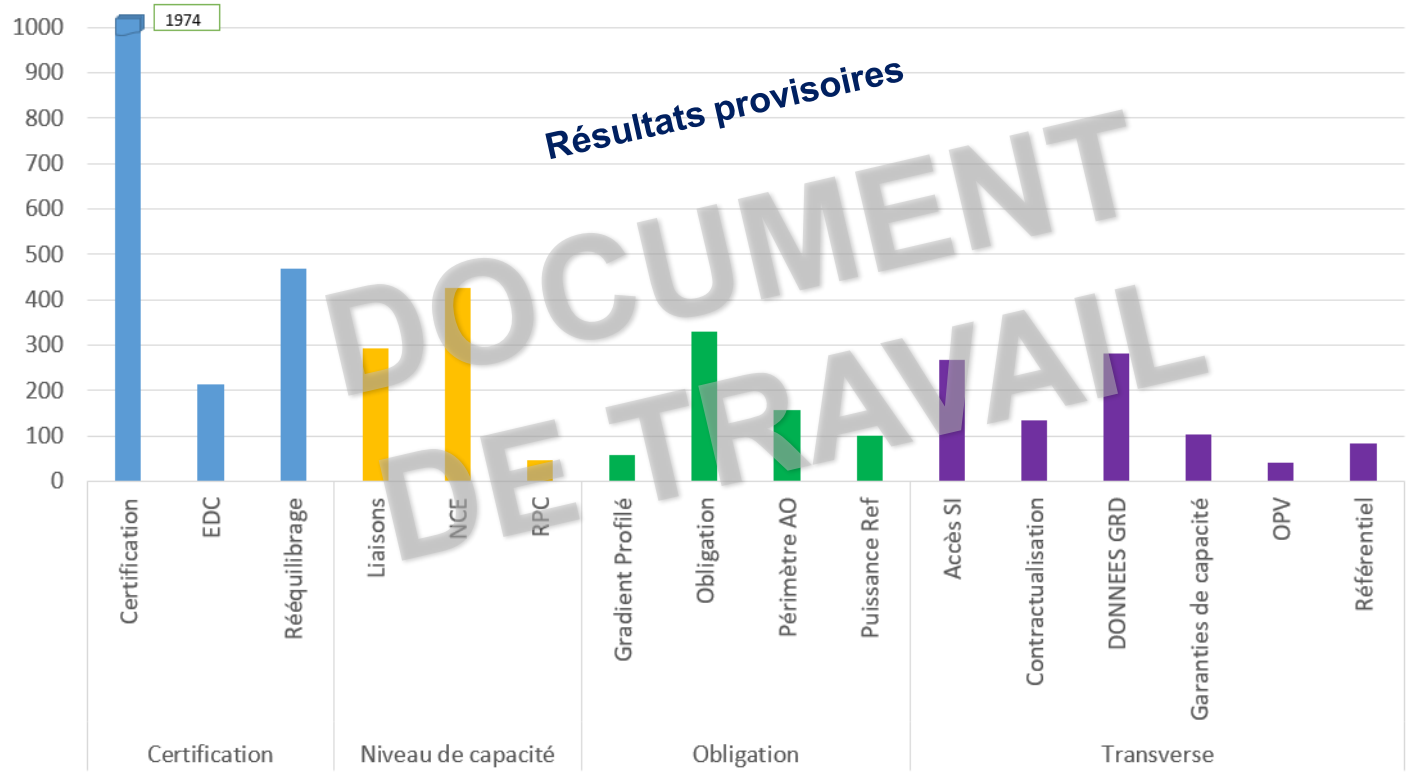
- Au vu du fort intérêt des parties prenantes sur les enjeux de complexité opérationnelles, RTE proposera en coordination avec l'ADEEF des analyses sur la complexité opérationnelles du mécanisme de capacité. Ces analyses reposeront notamment sur la mise en place d'indicateurs liés aux coûts et délais liés au fonctionnement opérationnel du mécanisme depuis son lancement.
- S'agissant des modalités techniques identifiées par certains acteurs, elles ont été transmises aux équipes SI de RTE et des GRDs afin d'étudier la faisabilité de possibles évolutions. RTE reviendra dans les prochains jours vers l'ensemble des parties prenantes ayant posé ces questions de déclinaison opérationnelles pour apporter une réponse à leur requête.

Sollicitations externes BàL MECAPA



- Fort accroissement des échanges sur la période 2018 à 2019 (5 fois plus de sollicitations en 2018 qu'en 2017), qui se poursuit sur le 1er trimestre 2020
- Echanges soutenus sur les derniers trimestres 2018 et 2019 concernant la certification
- Echanges soutenus sur le 1er trimestre 2020 concernant les notifications définitives RPC / AO et les RF AL 2017.

Nature des sollicitations par mots-clés



La catégorisation proposée pour évoluer en cohérence avec l'ensemble des études menées sur les enjeux de complexité

Quels acteurs sollicitent RTE ?

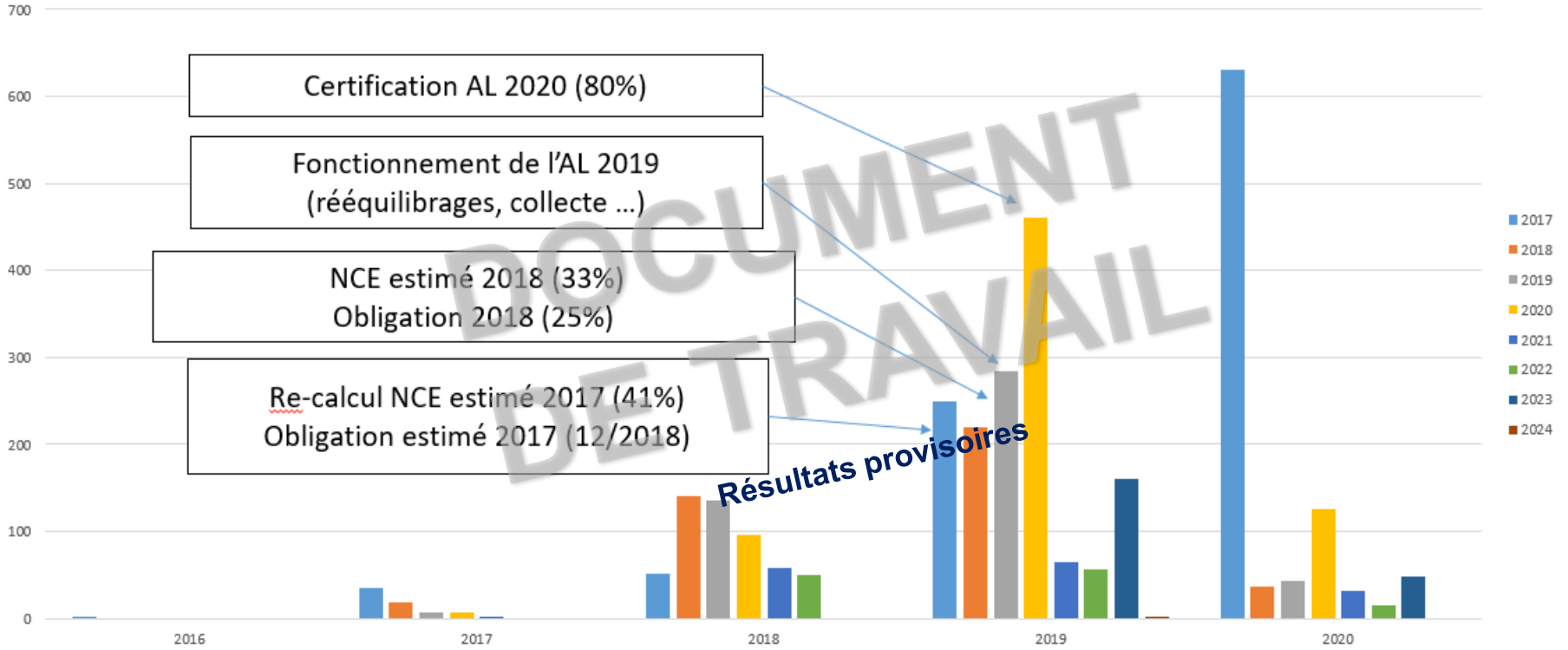
Sur l'ensemble des sollicitations reçues, **43% sont adressés par des GRD**. Ces messages concernent à :

- 45% la certification
- 25% des sujets transverses en particulier l'échange de données GRD, les problématique d'accès SI et la contractualisation
- 14% l'obligation (Gradient profilé, Périmètre AO, Puissance de référence)

Les sollicitations de RPC (hors GRD, mais qui peuvent également avoir le rôle d'AO), **représentent 49% de la volumétrie**. Ces messages concernent à :

- 52% la certification
- 20% le niveau de capacité
- 8% l'obligation
- 8% des sujets transverses (Accès SI, contractualisation, GC, Enchères)

Volumétrie de mails échangés par année de livraison



DOCUMENT DE TRAVAIL



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

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

Retours des parties prenantes:

- Une large majorité des parties prenantes partage l'intérêt d'étudier le niveau de complexité en regard de la précision des incitations pour la sécurité d'approvisionnement. A ce titre, plusieurs acteurs s'interrogent sur l'intérêt d'attendre les données définitives en AL+ 3 pour finaliser l'exercice du mécanisme de capacité.
- Il est demandé à RTE de s'intéresser à la pertinence d'autoriser les acteurs obligés à acheter des garanties de capacité, jusqu'à AL+3, alors même que les consommateurs ont déjà été facturées pour l'année de livraison en question.
- Un acteur appelle à faire évoluer la méthode de calcul de la disponibilité pour se baser sur la puissance installée ;

Propositions:

RTE en coordination avec Enedis propose d'étudier les éléments suivants

- Pour le volet obligation, les modalités de prise en compte de la thermosensibilité en étudiant plusieurs scénarios via leurs impacts sur la précision de l'obligation et leurs effets redistributifs.
- Pour le volet certification, des modalités de calcul de disponibilité:
  - de type « normatif » pour les EDC aujourd'hui certifiées par la méthode par le réalisé ;
  - issues de la méthode par le réalisé pour les EDC aujourd'hui certifiées de manière normatives;

  ainsi que l'étude de l'impact de ces méthodes.
- D'autres études seront également prévues sur tous les sujets perçus comme complexe sur la base des analyses développées dans la sous partie précédente (e.g. contraintes de stock).

Temporalité du mécanisme de capacité

Temporalité du mécanisme de capacité

Retours des parties prenantes:

- Une majorité des parties prenantes juge utile de requestionner la temporalité du mécanisme de capacité ; plusieurs regrettent :
  - que le fonctionnement du mécanisme de capacité depuis son lancement n'ait pas permis l'émergence 4 ans à l'avance d'un prix sécurisant les investissements en capacité ;
  - que les données définitives relatives au débouclage d'une année de livraison ne soient connues que 3 ans après l'année de livraison et que les valeurs estimées du NCE et de l'obligation soient trop peu représentatives.
- Les fédérations représentatives des gestionnaires de réseau de distribution soulignent que des travaux sont en cours afin de réduire les délais nécessaires pour obtenir des données de consommation définitives et faciliter les remontées d'informations.

Propositions:

- Au vu du fort intérêt soulevé par les parties prenantes sur ce sujet, RTE propose d'étayer ces analyses relatives à la temporalité du mécanisme de capacité.
- L'ADEEF propose de présenter en GT les perspectives réglementaires de réduction des délais nécessaires pour obtenir des données définitives et ainsi d'anticiper les calculs des NCE et obligations définitifs.
- En synthèse, RTE proposera une frise sur détaillant les causes à l'origine des différents délais inhérents au mécanisme de capacité en vigueur.



5

Prochaines étapes

Prochaines étapes

Semaine du 20/04:

- Publication d'une note de synthèse sur la prise en compte des retours de l'appel à contribution
- Publication du rapport de synthèse sur la sélection des offres dans le cadre des appels d'offres long terme organisés en 2019
- Envoi d'un questionnaires détaillé aux parties prenantes pour faciliter la remontée d'information sur le coût du mise en œuvre du mécanisme de capacité pour les acteurs. **Les retours quantitatifs sont attendus pour le 13/05 afin de présenter des éléments quantitatifs lors du GT du 18/05.**

Prochain GT REX MECAPA le 18/05 après-midi (14h-18h).