

# Concertation des règles V4 du mécanisme de capacité

2ème Groupe de Travail le 16/06/2021

# Ordre du jour

1. **SIGNAUX PP1/PP2 (1H30 – 1H45)**

2. **OBSERVABILITÉ DES CAPACITÉS VALORISÉES (1H15)**

3. **NOTE DE CALCUL DES MARGES MECAPA À PARTIR DES ÉLÉMENTS SUR LE PORTAIL SERVICES (30')**



1

# Signaux PP1/PP2

# Plan de travail

| | |
|---|---|
| **GT2** | • RTE prévoit de présenter différents scénarios de répartition des jours PP1 sur l'année de livraison : par mois, par période (janvier/février - mars/novembre - décembre), par trimestre, avec des variantes permettant une libre répartition pour une partie des jours, en faisant apparaitre grâce à des analyses en univers certain :<br>  • La réduction de variabilité apportée pour les Acteurs Obligés.<br>  • La pertinence pour le système, via l'étude d'indicateurs sur la couverture des jours de plus forte consommation et de défaillance.<br>• Les jours PP1 étant PP2, RTE a aussi étudié les impacts de ces scénarios sur la disponibilité des exploitants. |
| **GT3** | • RTE propose d'étudier la pertinence des tirages des jours PP2 non PP1 en regardant s'ils ont permis de cibler des jours de tension que le signal consommation n'aurait pas pu couvrir.<br>• RTE propose aussi d'instruire la possibilité de trouver un compromis permettant de converger vers un signal PP*.Les questions du nombre de jours, de la plage horaire et du critère de tirage seront abordées, toujours sur des analyses en univers certain. |
| **GT4** | • RTE poursuivra avec des analyses en univers incertain pour les scénarios retenus à l'issue du GT2 afin de :<br>  • Affiner les résultats du GT2 sur la couverture des jours de plus forte consommation.<br>  • Etudier le risque de vidage des stocks induit par l'univers incertain.<br>  • Déterminer le choix final du scénario de répartition des jours PP, ainsi que le nombre de jours laissés libres le cas échéant.<br>• RTE profitera également de ce GT pour faire une conclusion d'ensemble en intégrant les conclusions du GT3. |

# 1.1 Répartition des signaux du mécanisme en cours d'année de livraison

# Chapitre 6 du REX – Tirage PP1 – AL 17 à 19

- Hors erreur de tirage du 20 décembre 2019, le fonctionnement de l'algorithme a bien permis de cibler les jours de plus forte consommation (cf figure ci-dessous). En particulier, sur les années de livraison 2017, 2018 et 2019, plus des 80 % des jours PP1 sélectionnés par l'algorithme figurent parmi les 15 jours de plus forte consommation de ces années de livraison.

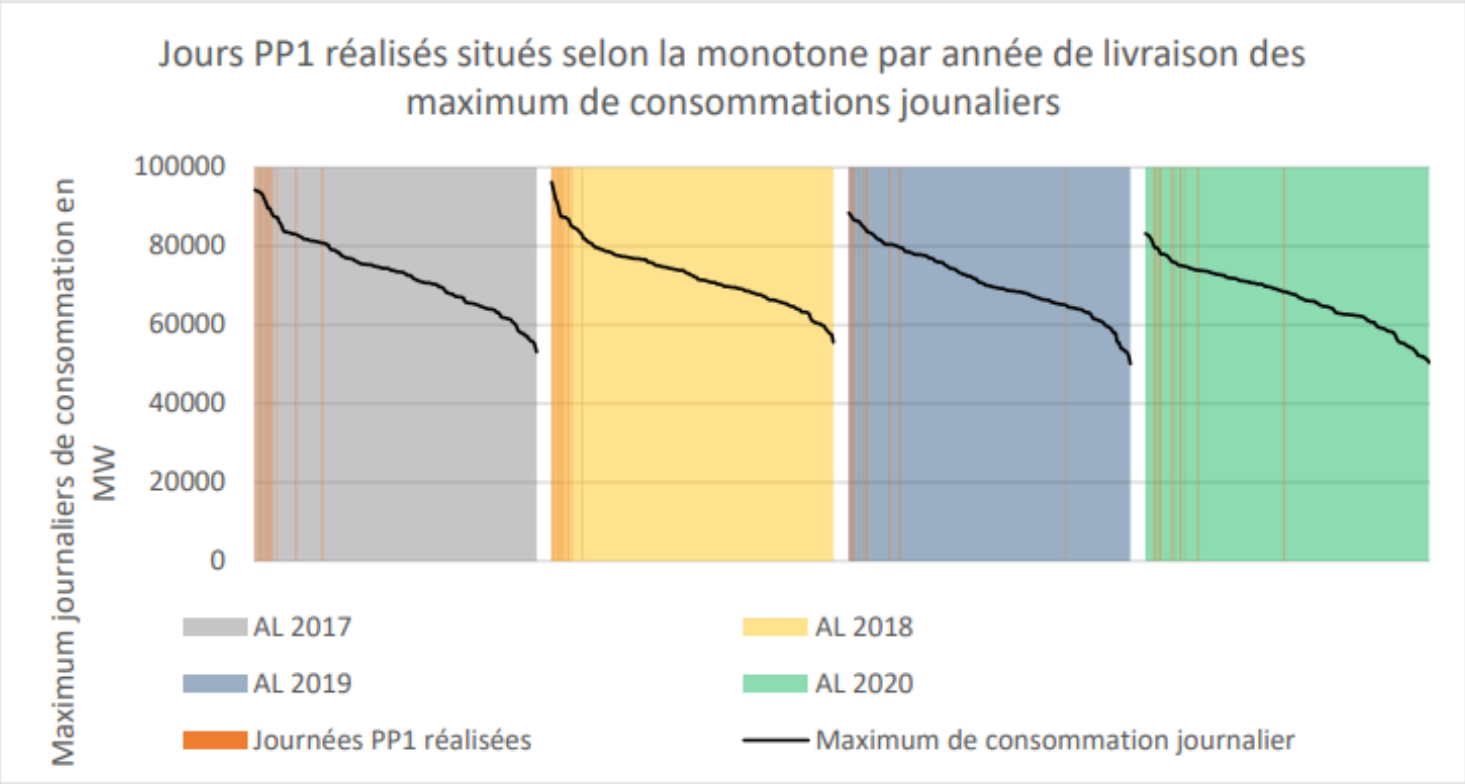
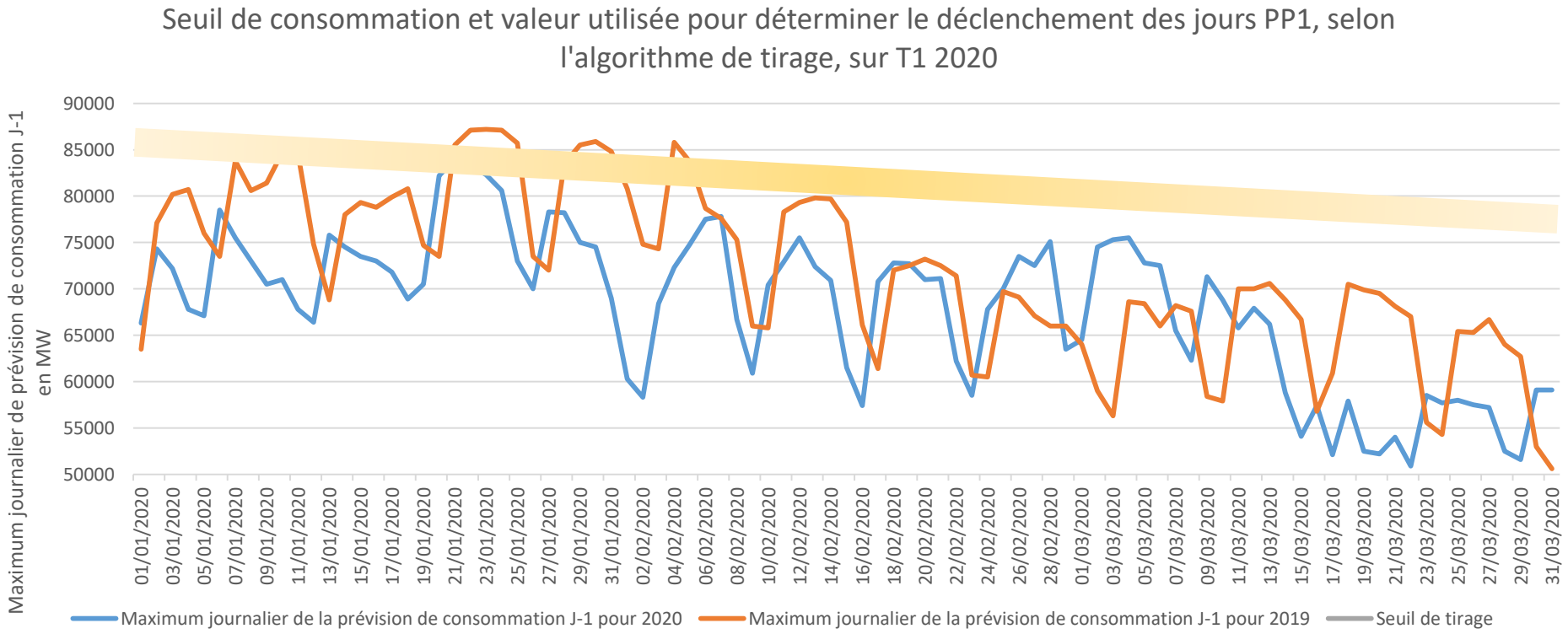



*Figure 4 : Journées PP1 situées selon la monotone, par année de livraison, des maximums journaliers de consommation*

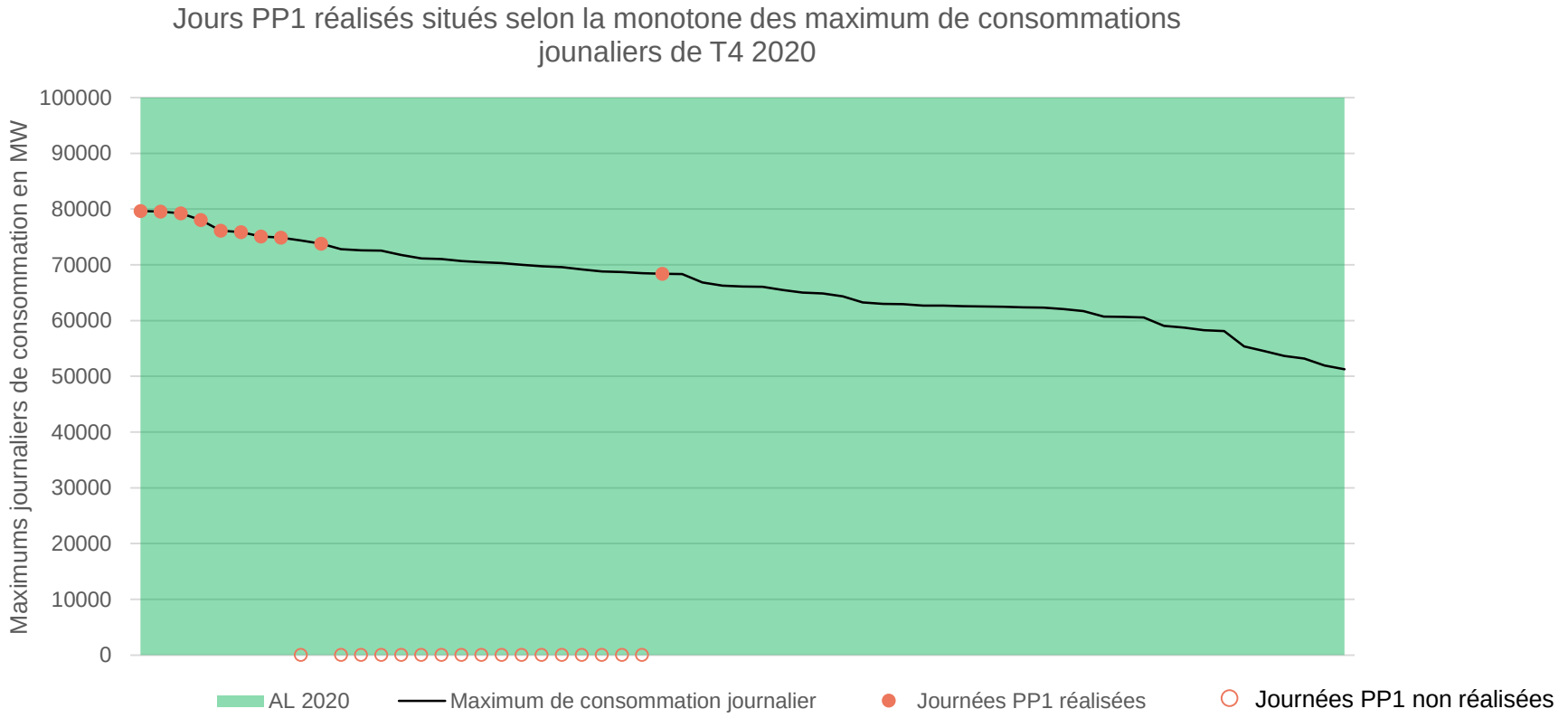
# Chapitre 6 du REX – Tirage PP1 – AL 20

- Le chapitre 6 du REX a aussi précisé que ce résultat est moins prégnant sur AL 2020, au cours de laquelle seuls 50% des jours PP1 figurent parmi les jours de plus forte consommation. Ces résultats s'expliquent par une configuration très particulière ayant eu lieu sur 2020 liée à l'univers incertain. En effet, le principe de l'algorithme vise à optimiser la gestion des stocks et prévoit des seuils de tirage qui diminuent tant que le niveau de stock reste le même.
- Or comme montré sur le graphique ci-dessous, les prévisions de consommation de 2020 ont été particulièrement basses par rapport à 2019 et n'ont donc pas permis de tirer des jours sur T1, malgré la diminution progressive du seuil. Avec les mêmes consommations que 2019, nous aurions tiré 6 jours PP1. Sur l'analyse des 10 dernières années (2010 à 2019), avec l'utilisation des seuils de tirage de 2020, nous aurions tiré au moins un jours PP1 sur T1 sur toutes les années sauf une.



# Chapitre 6 du REX – Tirage PP1 – AL 20

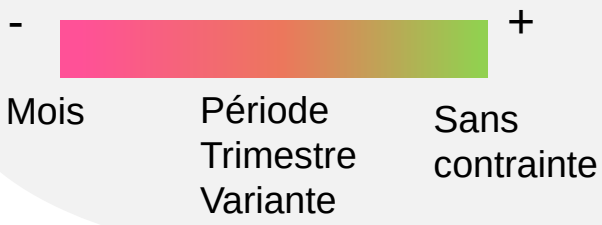
- L'algorithme était donc obligé de tirer au moins 10 jours sur T4 (minimum de jours par année de livraison).
- Dans le contexte de la crise sanitaire, et comme annoncé en CAM, les seuils de tirage ont été revus pour T4, ce qui a permis de tirer les jours de plus forte consommation sur novembre et décembre (9 jours ont été tirés parmi les 10 jours de plus forte consommation). Et le 10ème jour a été vidé lors du dernier jour de la période. C'est la 1ère année de livraison pour laquelle un jour PP1 a été vidé (hors erreur de tirage du 20/12/2019).

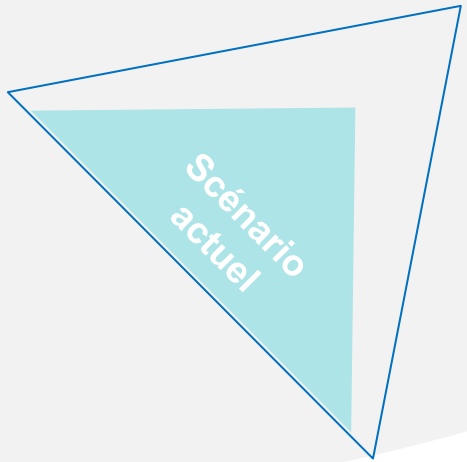


# Scénarios d'étude de tirage alternatifs des jours PP1

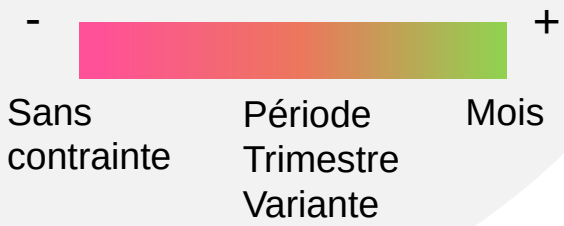
Nous avons choisi les différents scénarios de façon à répondre au triptyque suivant :

1. Permettre de couvrir au mieux les périodes de forte consommation
*Meilleur + il y a de flexibilité*




2. Augmenter la visibilité des acteurs sur le tirage des jours au cours de l'année de livraison
*Meilleur + les jours sont figés*




3. Limiter le risque de vidage des stocks induit par l'univers incertain
*Meilleur + les jours sont libres*




Compromis à trouver en GT 2

# Scénarios d'étude de tirage des jours PP1

Afin d'étudier uniquement l'impact d'une répartition différente des jours PP1, nous avons décliné les scénarios de la façon suivante, en considérant un **nombre fixe de 15 jours/an**, ainsi que les **coefficients de pondération** prévus dans les règles (§B.4.2).
Cependant les questions portant sur le nombre de jours PP1 seront adressées en GT 3.
**Le scénario 0 considéré comme référence** correspond au scénario actuel si l'environnement était certain et si il n'y avait pas la contrainte de tirage de 25% maximum des jours PP2 tirés sur les mois de mars et novembre.

| Scénario | Définition | Avantages | Inconvénients/limites |
|---|---|---|---|
| Scénario 0 (référence) – nombre de jour / an | 15j/an | Libre répartition permettant de couvrir au mieux les périodes de forte consommation | Risque de vidage en tirage incertain en fin d'année si le nombre minimum de jours n'a pas été tiré<br>Manque de visibilité sur la répartition |
| Scénario 1 – nombre de jours / trimestre | T1 : 11, T4 : 4 | Meilleure visibilité pour les acteurs | Pas d'adaptabilité entre hiver froid T1 ou T4<br>Vidage possible en fin de chaque trimestre |
| Scénario 1 bis – nombre de jours / trimestre + nombre de jours libres | T1 : 7, T4 : 3,<br>5 jours libres | Meilleure adaptabilité des jours entre un hiver froid au T1 ou au T4 | Risque de vidage sur le nombre minimum de jours à tirer par trimestre |
| Scénario 2 – nombre de jours / période | Janv/fev : 11 :<br>Mars/nov : 1; Déc : 3 | | Pas d'adaptabilité entre hiver froid T1 ou T4<br>Vidage possible en fin de chaque période |
| Scénario 2 bis – nombre de jours / période + nombre de jours libres | Janv/fev : 7 ; Dec : 3<br>5 jours libres | Adaptabilité des jours sur T1/T4 tout en ayant moins de risque associé au vidage | Risque de vidage sur le nombre minimum de jours à tirer par période |
| Scénario 3 – nombre de jours / mois | Jan : 8, Fév : 3, Dec : 4 | Parfaite visibilité pour les acteurs | Fortes contraintes de placement (cf figure dans chapitre 6 REX) limitant les chances de cibler les jours de forte consommation |
| Scénario 3 bis – nombre de jours / mois + nombre de jours libres | Jan : 5, Fév : 2, Dec : 3<br>5 jours libres | Moins de contraintes de placement | Vidage possible en fin de chaque mois |

# Comparaison des scénarios de tirage des jours PP1

*Note: l'ensemble des études partagées ci-contre se fait à niveau de sécurité d'approvisionnement inchangé quelque soit le placement des jours PP1.*

Axe n°1 – Etude de la couverture des périodes de forte consommation / défaillance en univers **certain** :

- Le scénario 0 sert de référence pour la comparaison des autres scénarios.

- Comparaison des tirages en univers **certain** pour les différents scénarios appliquée :
  - Aux années de livraison historiques 2017 à 2020
    1. Tirage des jours PP1 selon un critère de plus forte consommation en respectant les contraintes de placement correspondant à chaque scénario.
    2. Comparaison de ces tirages en fonction du nombre de jours couverts parmi les 15 jours de plus forte consommation.

- Comparaison des tirages pour **les chroniques de consommation et de production du Bilan Prévisionnel 2021** en univers **certain** pour les différents scénarios appliquée :
  - Aux années de livraison prospectives 2022 à 2025
    1. Tirage des jours PP1 selon un critère de plus forte consommation en respectant les contraintes de placement correspondant à chaque scénario pour l'ensemble des 200 chroniques.
    2. Comparaison des tirages des jours PP1 avec les jours de défaillance (au moins une heure de défaillance) prévues par le BP.

| | Sur les AL historiques 2017 à 2020 | Sur la base du BP 21 prospectif |
|---|---|---|
| | Dégradation du taux de couverture des jours de plus forte consommation | Dégradation de la couverture du nombre de jours de défaillance |
| Scénario 0 (référence) | ***0% (60/60)*** 1 | **0% (92,6%)** 1 |
| Scénario 1 | **20% (48/60)** 5 | **1,9% (90,7%)** 4 |
| Scénario 1 bis | **13% (52/60)** 2 | **1% (91,6%)** 2 |
| Scénario 2 | **18% (49/60)** 4 | **2,2% (90,4%)** 6 |
| Scénario 2 bis | **13% (52/60)** 3 | **1,1% (91,5%)** 3 |
| Scénario 3 | **40% (36/60)** 7 | **13,4% (79,2%)** 7 |
| Scénario 3 bis | **25% (45/60)** 6 | **2,1% (90,5%)** 5 |

# Comparaison des scénarios de tirage des jours PP1

Axe n°2 – Etude de la variabilité de l'obligation pour les Acteurs Obligés :

- La variabilité de l'obligation peut être décomposée en deux :
  - La variabilité au niveau France liée aux variations/incertitudes des profils de consommation et de température France.
  - La variabilité par acteur obligé liée à l'évolution de son portefeuille clients au cours de l'année de livraison.

- **Etude de la variabilité France**
  - Pour les années 2022 à 2025 et pour chacun des scénarios de tirage des jours PP1
    1. Tirage des jours PP1 sur les 200 chroniques de consommation du BP
    2. Calcul de l'écart-type entre les 200 puissances de référence obtenues pour chacune des chroniques

- **Etude de la variabilité par acteur obligé** : d'une année de livraison à la suivante, le REX a montré que ~ 5 GW de puissance de référence change de main entre les différents acteurs obligés. En étudiant les consommations historiques des RE, sur ces 5 GW, environ la moitié changent au 1er janvier et une autre moitié au fil de l'année
  - Pour les années 2022 à 2025 et pour chacun des scénarios de tirage des jours PP1
    1. Avec l'hypothèse d'un rythme de changement des portefeuilles régulier au cours de l'année de livraison
    2. Tirage des jours PP1 sur les 200 chroniques de consommation du BP
    3. Calcul de l'écart-type entre les 200 chroniques

| | Réduction de la variabilité de l'Obligation France (en % de la Pref France) | Réduction de la variabilité de l'Obligation par RE |
|---|---|---|
| Scénario 0 (référence) | **0% (1,12%)** | **0%** |
| Scénario 1 | **0,06% (1,06%)** | **90%** |
| Scénario 1 bis | **0,05% (1,07%)** | **45%** |
| Scénario 2 | **0,08% (1,04%)** | **87%** |
| Scénario 2 bis | **0,06% (1,06%)** | **47%** |
| Scénario 3 | **0,07% (1,05%)** | **96%** |
| Scénario 3 bis | **0,06% (1,06%)** | **50%** |

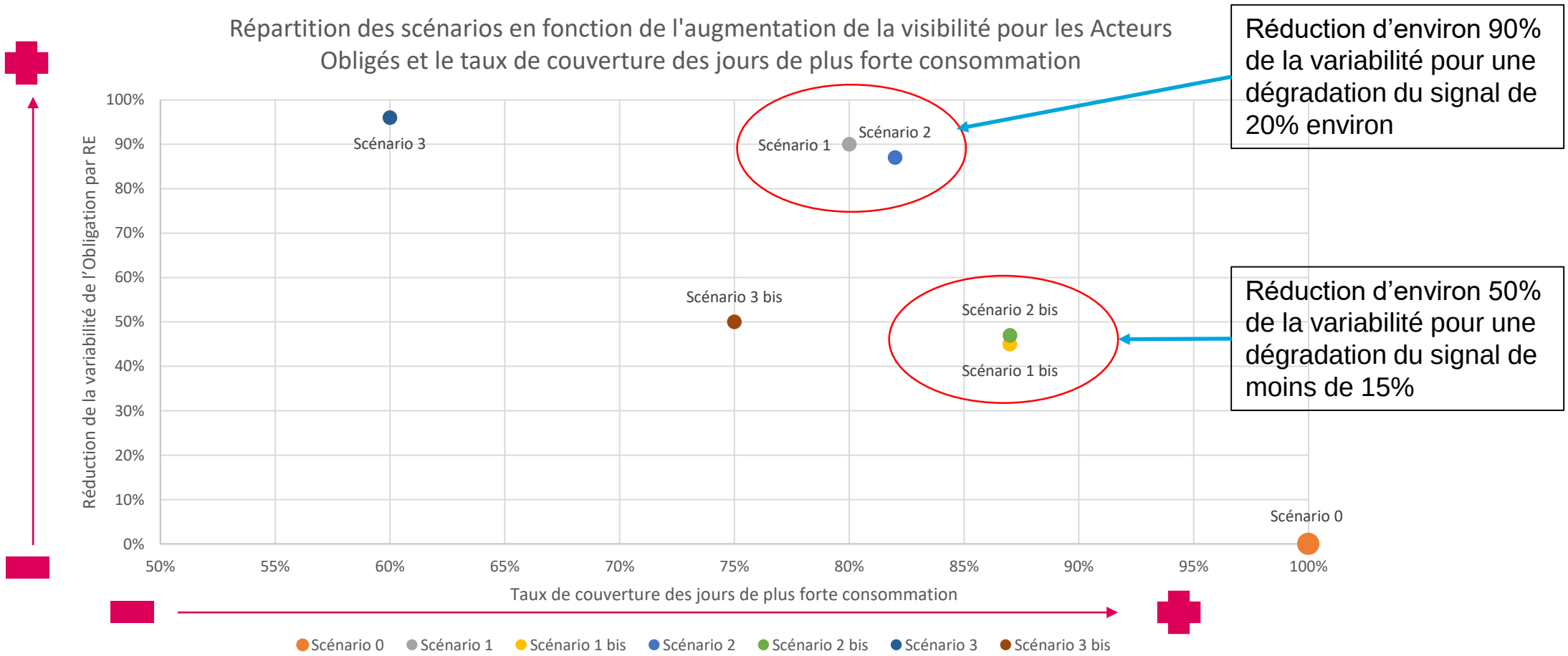
➔ *La variabilité de l'Obligation France n'est pas un critère de choix sur le scénario de répartition des jours PP1.*

# Comparaison des scénarios de tirage des jours PP1

- La puissance de référence est une extrapolation à température extrême de la consommation lors des jours PP1.
- Le placement des jours PP1 n'a que peu d'impact sur la variabilité de la puissance de référence France (slide précédente) mais également sur le niveau moyen.
- Néanmoins, de nouvelles contraintes de tirage peuvent amener à ne pas tirer tous les jours de plus forte consommation (ce qui est sans effet sur l'obligation compte tenu de l'extrapolation à température extrême) mais ce qui vient réduire la part de consommation réalisée dans l'obligation.

| | Variation du niveau moyen de puissance de référence France | Variation de la part de la consommation réalisé dans la puissance de référence |
|---|---|---|
| Scénario 0 (référence) | **0%** | **0% (88,0%)** |
| Scénario 1 | **-0,14% (-127 MW)** | **-1,02% (87,1%)** |
| Scénario 1 bis | **-0,09% (-88 MW)** | **-0,57% (87,5%)** |
| Scénario 2 | **-0,12% (-110 MW)** | **-1,48% (86,7%)** |
| Scénario 2 bis | **-0,07% (-69 MW)** | **-0,91% (87,2%)** |
| Scénario 3 | **-0,12% (-117 MW)** | **-2,95% (85,4%)** |
| Scénario 3 bis | **-0,08% (-73 MW)** | **-1,25% (86,9%)** |

# Comparaison graphique des scénarios de tirage des jours PP1




Réduction d'environ 90% de la variabilité pour une dégradation du signal de 20% environ

Réduction d'environ 50% de la variabilité pour une dégradation du signal de moins de 15%



- ➔ Que pensez-vous des compromis proposés par les scénarios 1, 2, 1bis, et 2bis ?
- ➔ Est-ce qu'une réduction de 50% de la variabilité de votre obligation vous serait utile ? Est-ce que cela répondrait à vos attentes et vous permettrait de mieux prévoir votre obligation ?

# Comparaison des scénarios de tirage des jours PP2

- L'algorithme PP1 s'appliquant indirectement au tirage des jours PP2 (PP1=PP2), les mêmes scénarios de répartition des jours PP2 sont étudiés. Nous nous sommes néanmoins placés dans les conditions de tirage des jours PP2 avec i) un nombre fixe de 25 jours/an, ii) 10 jours se plaçant librement pour les scénarios bis et iii) la consommation résiduelle a été utilisée ici comme critère de tirage pour refléter la tension.

*Note : l'ensemble des études partagées ci-contre se fait à niveau de sécurité d'approvisionnement inchangé quelque soit le placement des jours PP2.*

Axe n°1 – Etude de la couverture des périodes de tension / défaillance en univers **certain** :

- Comparaison des scénarios sur les années de livraison **historiques 2017 à 2019** en fonction du nombre de jours couverts parmi les 25 jours de plus forte consommation résiduelle.

- Comparaison des scénarios sur les années de livraison **prospectives 2022 à 2025** sur la base d'un critère de tirage de consommation résiduelle, permettant de traduire le nombre de jours de défaillance (au moins une heure de défaillance) couverts parmi les 25 jours de plus forte tension.

| | Sur les AL historiques 2017 à 2019 | Sur la base du BP 21 prospectif |
|---|---|---|
| | Dégradation de couverture des jours de plus forte consommation résiduelle | Dégradation de la couverture du nombre de jours de défaillance |
| Scénario 0 (référence) | ***0% (75/75)*** 1 | **0% (95,6%)** 1 |
| Scénario 1 | **4% (72/75)** 4 | **0,8% (94,8%)** 5 |
| Scénario 1 bis | **1% (74/75)** 2 | **0,2% (95,4%)** 2 |
| Scénario 2 | **12% (66/75)** 5 | **1% (94,6%)** 6 |
| Scénario 2 bis | **1% (74/75)** 2 | **0,2% (95,4%)** 2 |
| Scénario 3 | **32% (51/75)** 7 | **4,4% (91,2%)** 7 |
| Scénario 3 bis | **17% (62/75)** 6 | **0,2% (95,4%)** 2 |

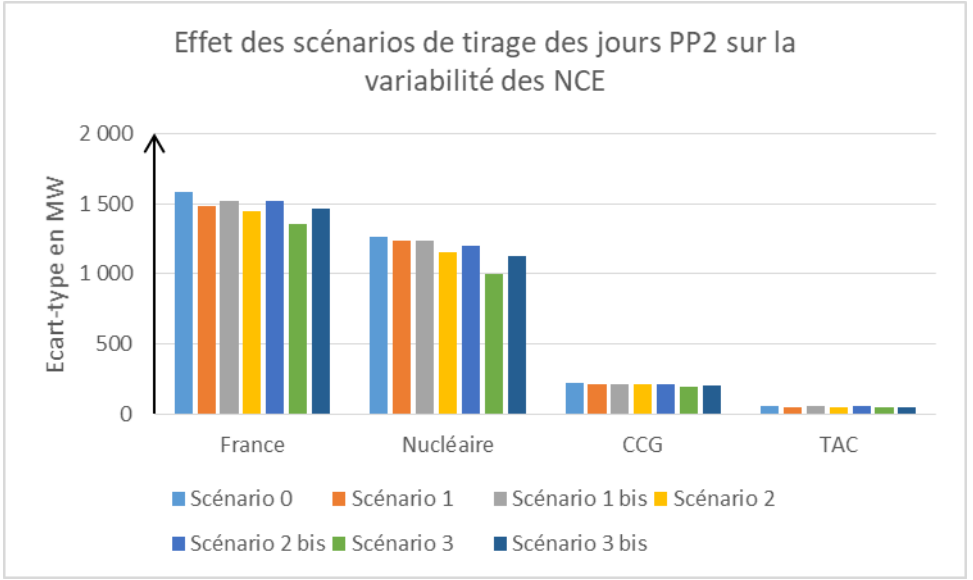
# Comparaison des scénarios de tirage des jours PP2

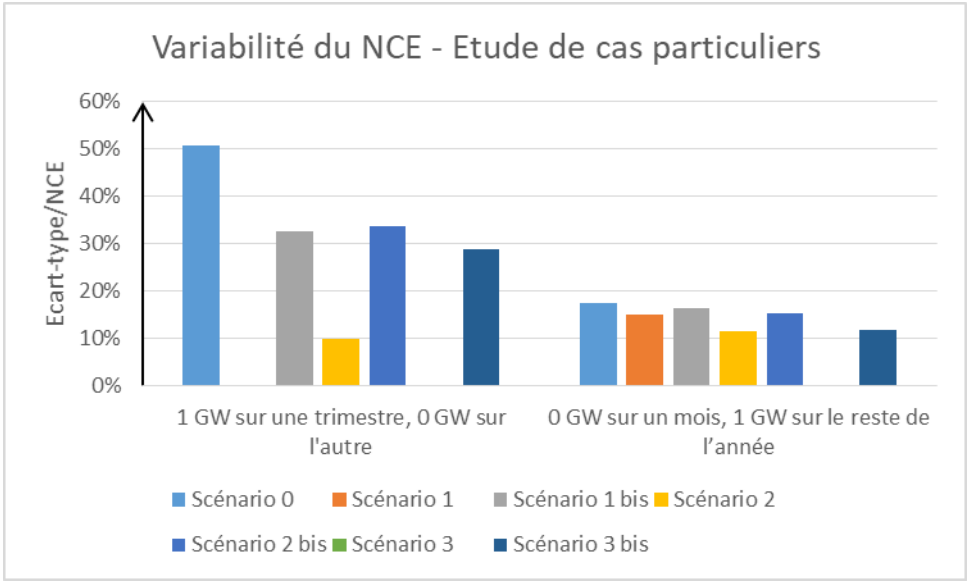
<u>Axe n°2 – Etude de la variabilité du NCE pour les exploitants :</u>

- La variabilité du NCE peut être étudiée selon plusieurs axes :
  - La variabilité au niveau France
  - La variabilité par filière
  - La variabilité par exploitant en fonction des occurrences des périodes de maintenance / d'indisponibilité

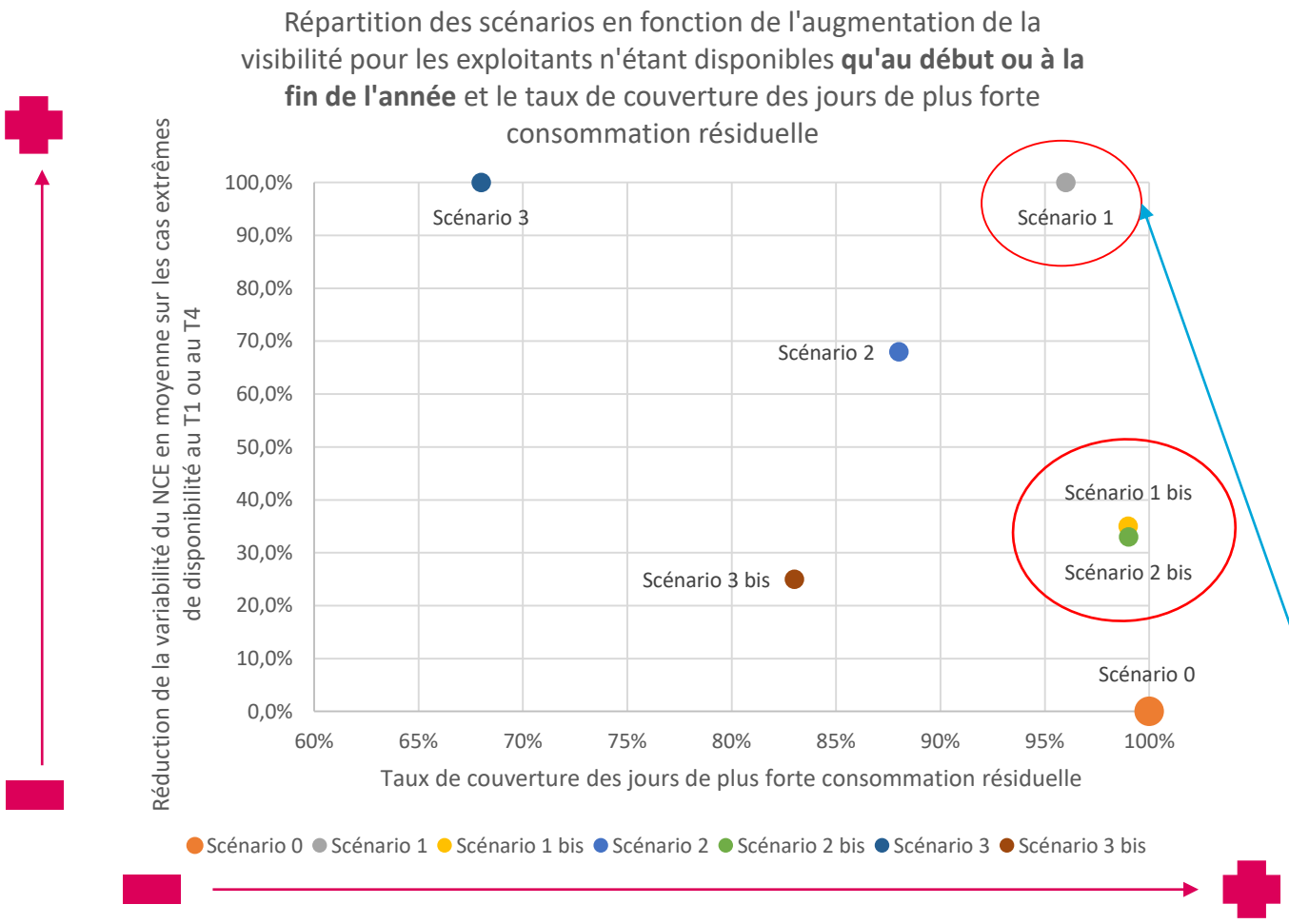
- Pour les années de livraison prospectives 2022 à 2025 et pour chacun des scénarios de tirage des jours PP2 :
  1. Tirage des jours PP2 sur les 1000 chroniques de consommation et de production du BP21.
  2. Calcul de l'écart-type entre les 1000 NCE obtenus pour chacune des chroniques.

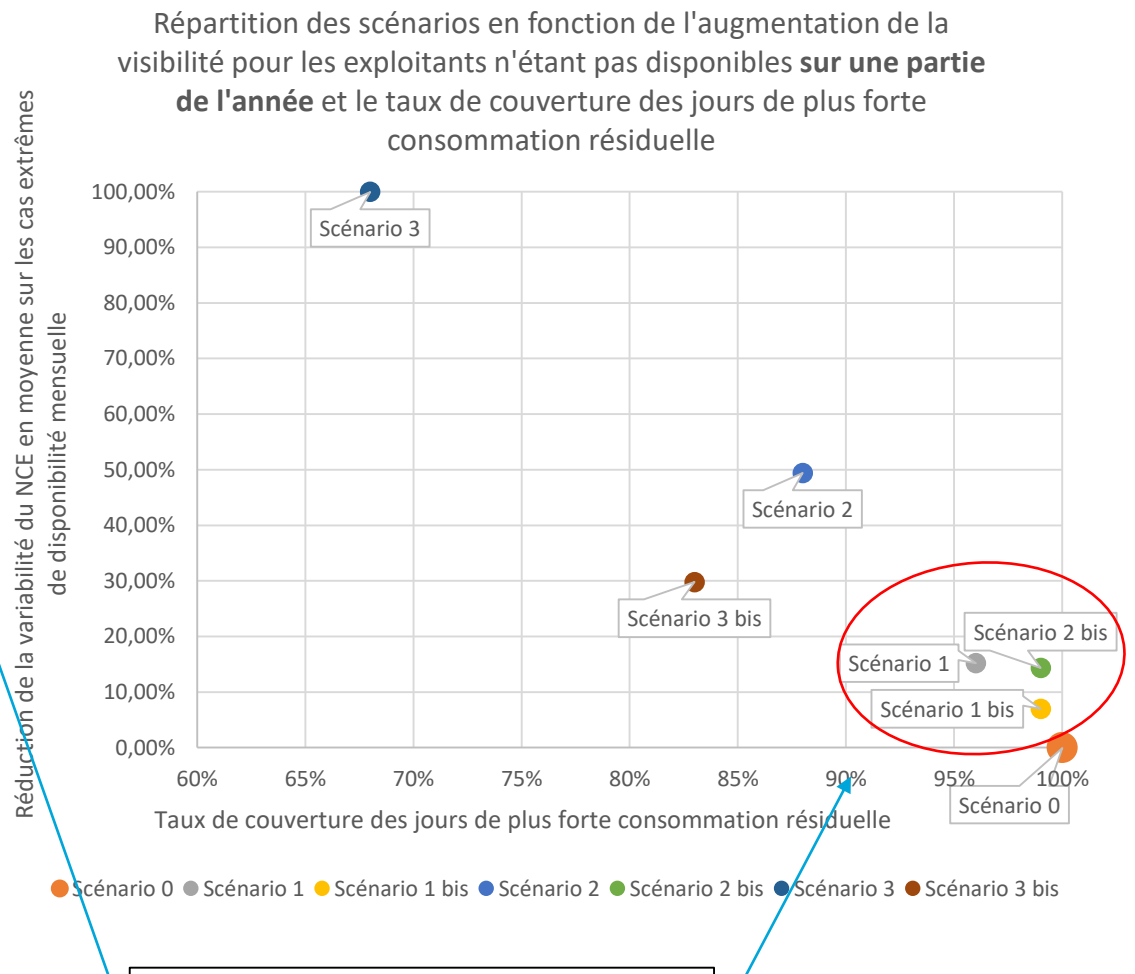
➔ La variabilité du NCE France n'est pas un critère de choix sur le scénario de répartition des jours PP2.
➔ Les différents scénarios étudiés n'ont pas non plus d'impact identifié sur la variabilité du NCE par filière.
➔ Dans le cadre d'indisponibilités sur un trimestre (p.e : indisponibilités longues ou cas des entrées/sorties d'OA), les différents scénarios apportent de la visibilité de façon similaire aux Acteurs Obligés.
➔ Dans le cadre d'indisponibilités plus courtes sur un mois de l'année de livraison, les différents scénarios présentent un impact limité sur la variabilité du NCE.



# Comparaison graphique des scénarios de tirage des jours PP2



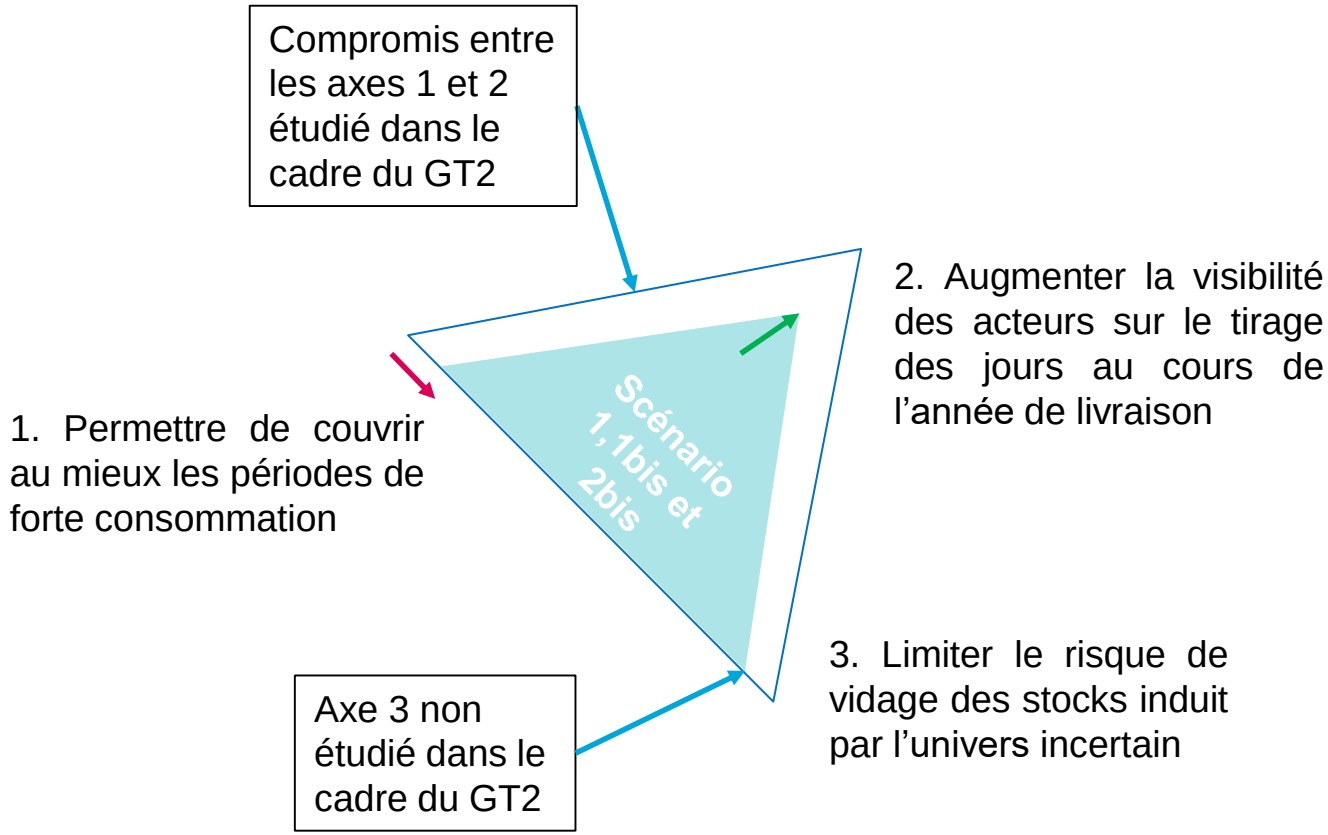

Le scénario 1 se détache du scénario 2 en terme de couverture des jours de plus forte consommation résiduelle

➔ Les autres scénarios se répartissent de façon similaire aux analyses menées sur le tirage des jours PP1.

# Conclusion de la comparaison des scénarios et next steps

**Principales conclusions :**

- **Que les analyses portent sur le tirage des jours PP1 ou PP2, la comparaison des différents scénarios fait apparaitre des conclusions similaires.**
- **Les scénarios 1, 1bis et 2 bis n'ont pas pu être départagés sur la base d'analyses en univers certain.**




**Next step n°1 – étude de l'axe 3 :**

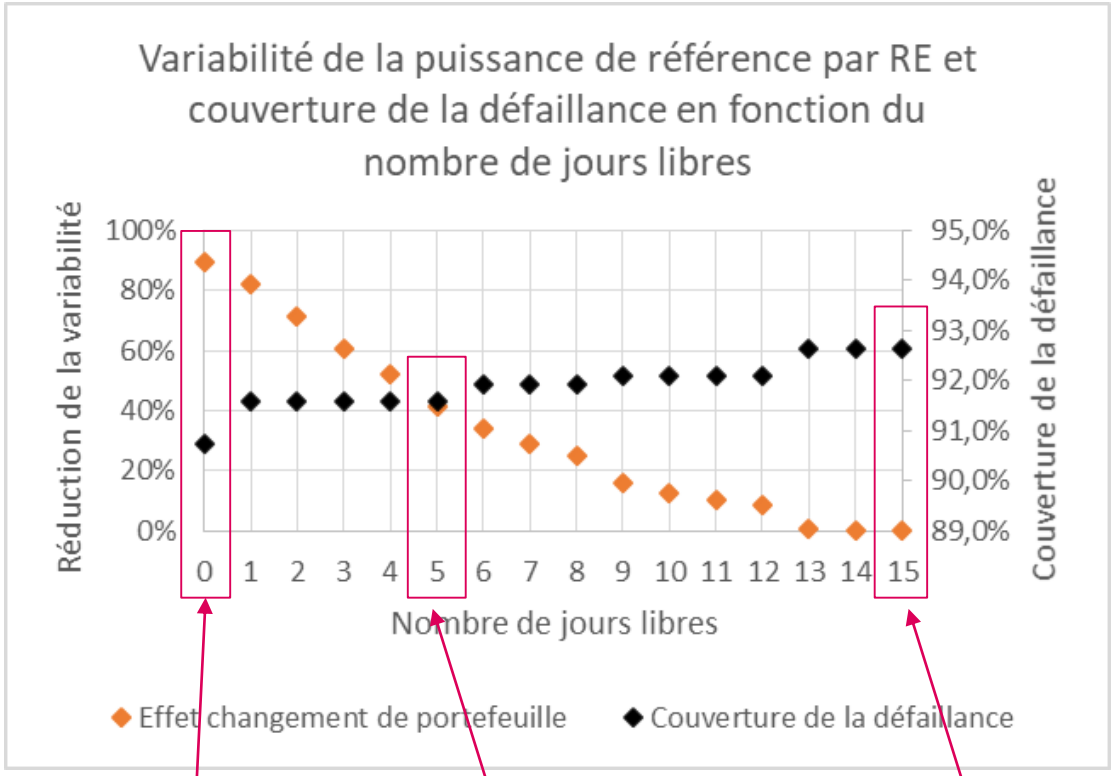
- Des analyses complémentaires seront donc menées pour étudier cet axe sur des tirages en univers incertain pour le GT4 **:** comparaison des scénarios simulés avec les tirages réalisés historiques ainsi qu'avec le scénario de référence.
- Théoriquement, le 3ème axe du triptyque sera mieux traité par les scénarios 1 bis et 2 bis qui laissent un nombre de jours libres, ce qui diminue le risque de vidage des stocks.

# Next steps pour le GT4 - rentrée

**Next step n°2 et 3 – choix du scénario :**

➔ Le choix du scénario devra être tranché en GT4 par des analyses menées en univers incertain pour vérifier la couverture des périodes de plus forte consommation des tirages simulés sur les années historiques.

➔ L'impact du nombre de jours libres sur cette couverture sera aussi étudié, afin de préciser le scénario retenu le cas échéant. Nous représentons dès à présent ci-dessous l'impact du nombre de jours libres sur la réduction de la variabilité de l'obligation par RE et la couverture des jours de défaillance.



# Next steps pour le GT3 – 08/07

| | |
|---|---|
| **GT3** | • RTE propose d'étudier la pertinence des tirages des jours PP2 non PP1 en regardant s'ils ont permis de cibler des jours de tension que le signal consommation n'aurait pas pu couvrir.<br>• RTE propose aussi d'instruire la possibilité de trouver un compromis permettant de converger vers un signal PP*. Les questions du nombre de jours, de la plage horaire et du critère de tirage seront abordées, toujours sur des analyses en univers certain.<br>• *D'autres questions ont également émergé lors du GT 1 :*<br>  • *Analyse juridique dans quelle mesure il est possible de revoir le ratio PP1/PP2*<br>  • *Réflexions sur une équivalence effacements implicites vs explicites* |



2

# Amélioration de l’observabilité des capacités valorisées et meilleure prise en compte de la fiabilité

# Rappel de l'existant

- Dans les règles actuelles du mécanisme de capacité, des outils réglementaires existent pour tenter de remplir ces 2 objectifs et ils ont été analysés dans le cadre du REX :

| | Outils | Mise en œuvre actuelle | Constat du Chapitre 7 du REX |
|---|---|---|---|
| **Observabilité exhaustive des capacités** | • Tests d'activation | • « Toutes les puissances activables doivent être activées par un test ou un autre dispositif » (§7.9.4.1) | • Les résultats obtenus n'ont pas été satisfaisants : « Sur les années de livraison 2017 et 2019, 2,5 à 3,5 GW de puissance n'ont pas été observés. » |
| **Prise en compte de la fiabilité** | • Tests d'activation<br>• Contrôle par le réalisé | • Les coefficients d'ajustement élémentaires (-0,2 ; 0,8 et 1) ont été introduits pour pénaliser différemment en fonction du nombre de tests d'activation conformes.<br>• Une logique d'échantillonnage a été introduite pour limiter les tests à 3/EDC/AL : la fiabilité constatée de la partie de l'EDC activée pour cause test d'activation est aussi appliquée au reste de l'EDC.<br>• Une activation naturelle en-dessous de l'attendu n'est pénalisée que sur l'activation concernée. | • Les résultats obtenus n'ont pas été satisfaisants : « Les modalités en vigueur pour valoriser la disponibilité ont conduit à surestimer le NCE de près d'1 GW. »<br>• Un manque de cohérence entre les 2 outils a été mis en évidence via des biais existant entre les tests d'activation et les activations naturelles. |

➔ RTE propose d'instruire les 2 sujets avec l'objectif de trouver un outil réglementaire adapté pour chacun des concepts.

# 2.1 Observabilité des capacités

# Notion de puissance non-observée

- Pour chaque pas demi-horaire et chaque EDC/agrégat, RTE calcule la puissance valorisée sur le mécanisme de capacité de la façon suivante (les valeurs sont ensuite moyennées pour obtenir le NCE annuel).

Si pas de test d'activation

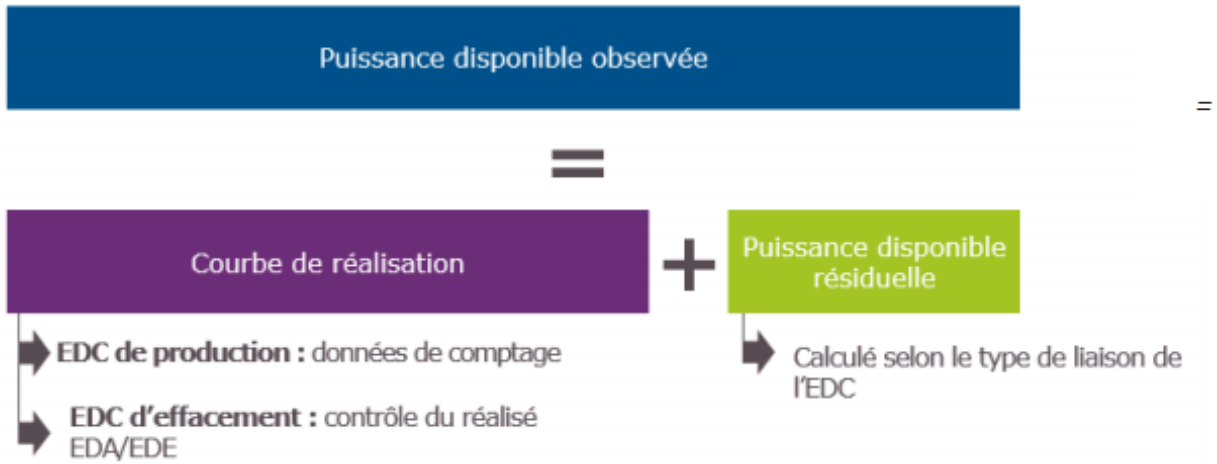



*Figure 1 : Principes de calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE)*

Si test d'activation

$$PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[h] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle \times PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,observée,EDC}[h])$$

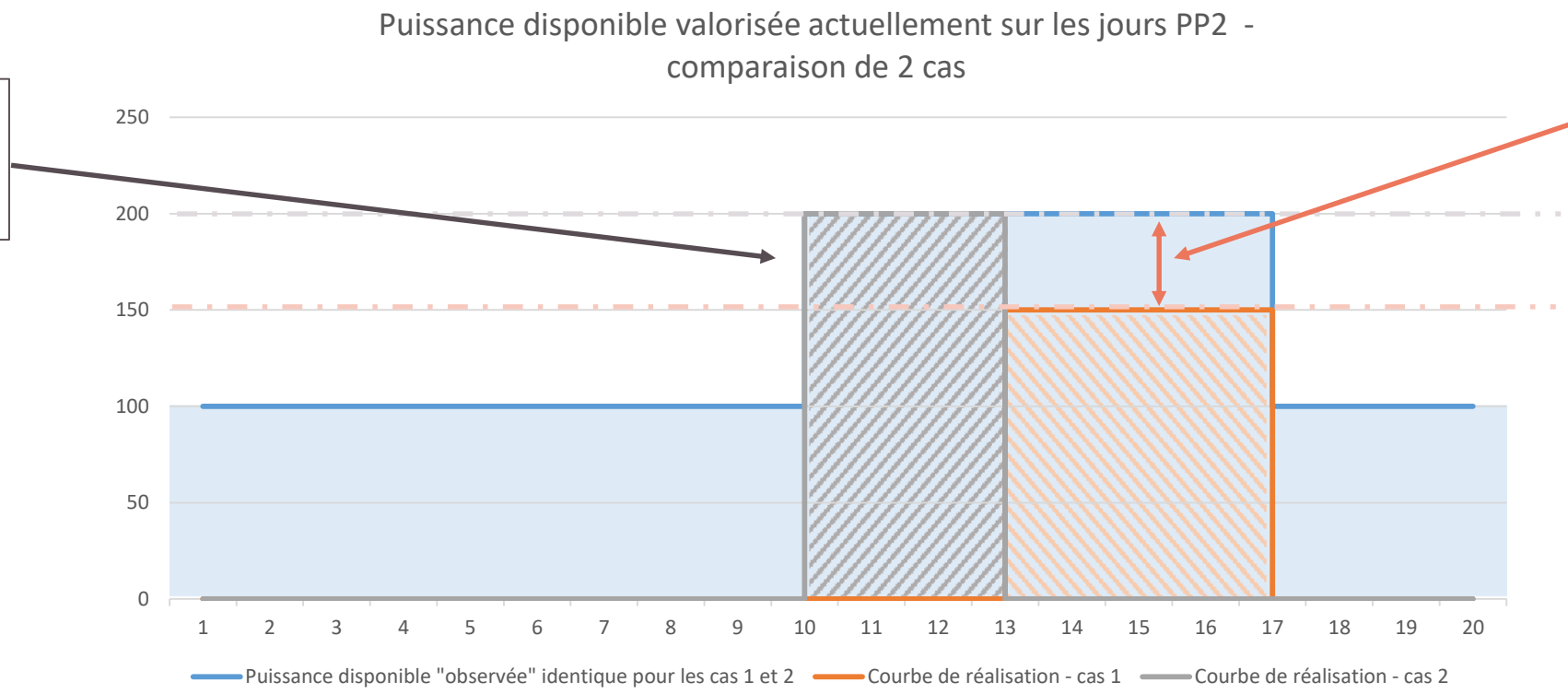
Figure 2 : rappel formule §B.4.2.5 – prise en compte du résultat des tests d'activation

➢ Lorsque le maximum de la courbe de réalisation sur un pas PP2 d'une année de livraison est inférieur au maximum de la puissance disponible « observée » (au sens des règles), on constate de la **puissance non-observée**.

➢ De la même manière, lorsque le maximum de la courbe de réalisation sur un pas PP2 d'une année de livraison est inférieur au maximum de la puissance disponible contrôlée, on constate aussi de la **puissance non-observée**.

# Notion de puissance non-observée

Cas 2 : pas de puissance non observée



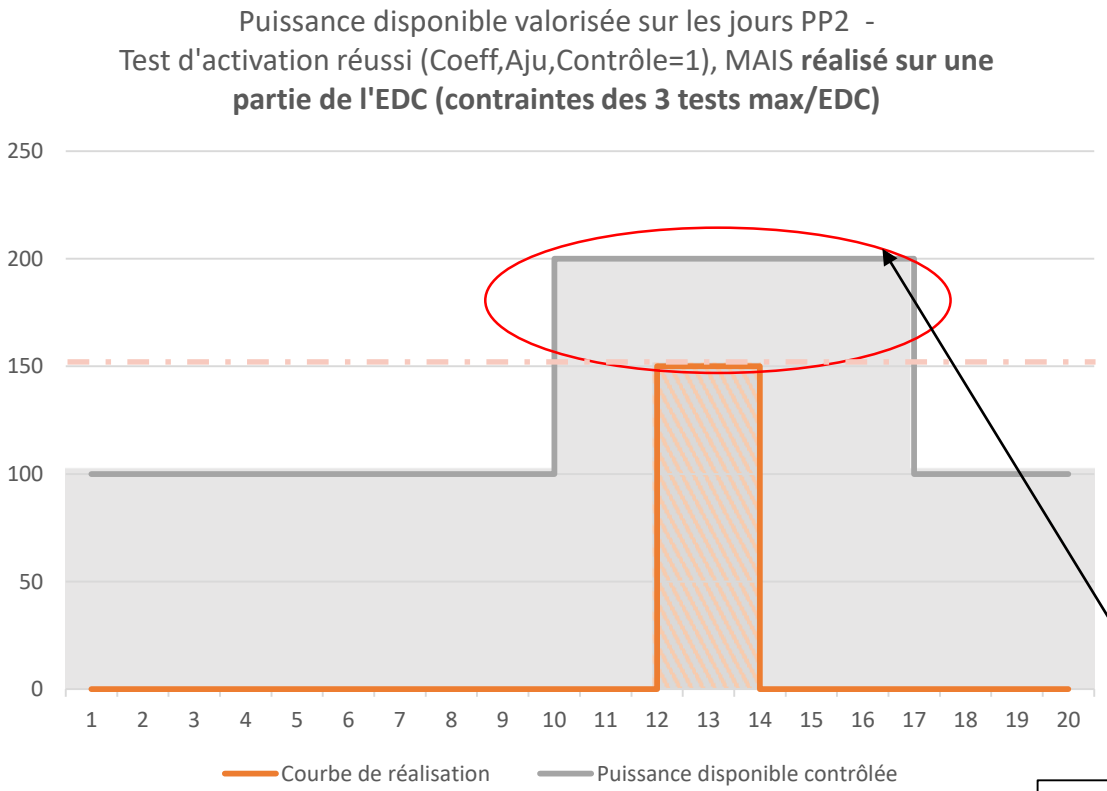

Cas 1 : 50 MW de puissance non observée

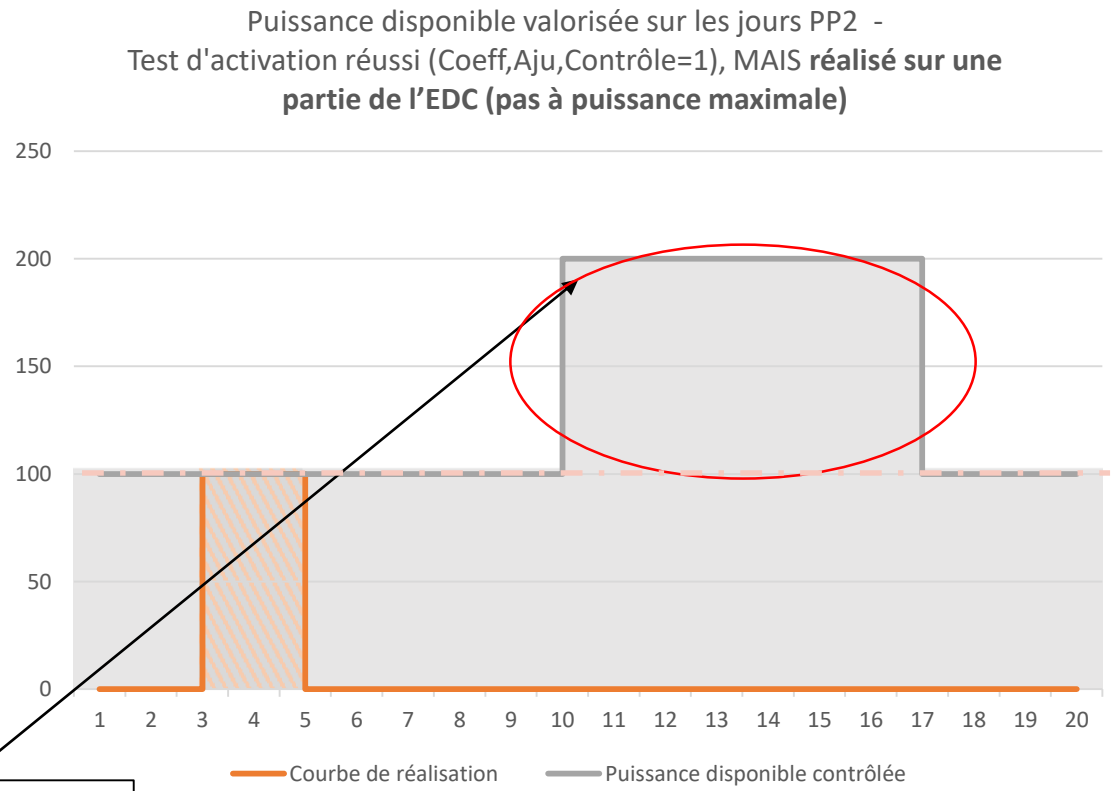
➔ Dans les règles actuelles, les cas 1 et 2 sont valorisés de la même manière dans le calcul du NCE.

➔ Or le cas 1 entraine 50 MW de puissance non-observée, tandis que le cas 2 permet d'observer toute la puissance.

# Explication du constat pour l'observabilité des capacités

- En pratique, la logique d'échantillonnage pensée pour la mise en place des tests d'activation ne permet pas d'observer toutes les Puissances Activables, ce qui pose aussi un problème d'équité.




Problématique : puissance disponible non activée au moins une fois sur un pas PP2 mais valorisée dans le calcul du NCE

# Présentation des pistes d'évolutions

- Quand bien même nous remettrions en question cette logique d'échantillonnage, la mise en place progressive des tests d'activation a également fait émerger d'autres difficultés :

  1. RTE ne dispose pas de toutes les informations ex ante :
     a. Le maximum de puissance qui sera valorisé sur une année de livraison,
     b. Le pas PP2 sur lequel ce maximum sera proposé.

  2. Toutes les puissances activables ne sont pas testables. Notamment les demi-bandes de services système programmés ne peuvent pas être activés pour cause test d'activation.

  3. Par ailleurs, lors de ce journées tendues pour l'Equilibre Offre Demande, la priorité du Dispatching est donnée à l'équilibrage temps réel du système.

- Certains GRT européens ont mis en place des solutions alternatives aux tests d'activation pour assurer l'observabilité :

  - Allemagne et Belgique : mise en place d'activations ex-ante pour décider de l'éligibilité des moyens.
    - Le mécanisme de capacité français est ouvert à la certification de toutes les capacités

  - Pologne et Grande-Bretagne : en complément de tests « surprises », les exploitants doivent signaler au GRT la planification d'activations à leur initiative via une collecte.
    - Pour éviter l'ajout d'une collecte supplémentaire, RTE propose d'instruire cette piste sous l'angle d'une modification de la formule du NCE.

# Proposition de modification du calcul du NCE

- Au vu des éléments précédents, RTE propose une alternative aux tests d'activation pour observer l'exhaustivité des Puissances Activables, qui consisterait à modifier la formule du NCE de façon à ne pas valoriser de disponibilité au-delà de ce qui a été réalisé au moins une fois sur un pas PP2.
- Cette proposition impliquerait que les acteurs activent leurs capacités au moins une fois sur un pas PP2 à la puissance maximale valorisée.

**AVANT :**

$PuissanceDisponibleObservée_{AL,EDC}[h] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,EDC,observée}[h]$

$PuissanceDisponibleContrôlée_{AL,EDC}[h] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle * PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,EDC,observée}[h]$

**APRES (ajout en rouge) :**

$PuissanceDisponibleObservée_{AL,EDC}[h] = \mathbf{min}\ \{\mathbf{max_{PP2}(CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h]);}\ CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,EDC,observée}[h]\ \mathbf{\}}$

$PuissanceDisponibleContrôlée_{AL,EDC}[h] = \mathbf{min}\ \{\mathbf{max_{PP2}(CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h])};\ CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h] + AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle * PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,EDC,observée}[h]\ \mathbf{\}}$

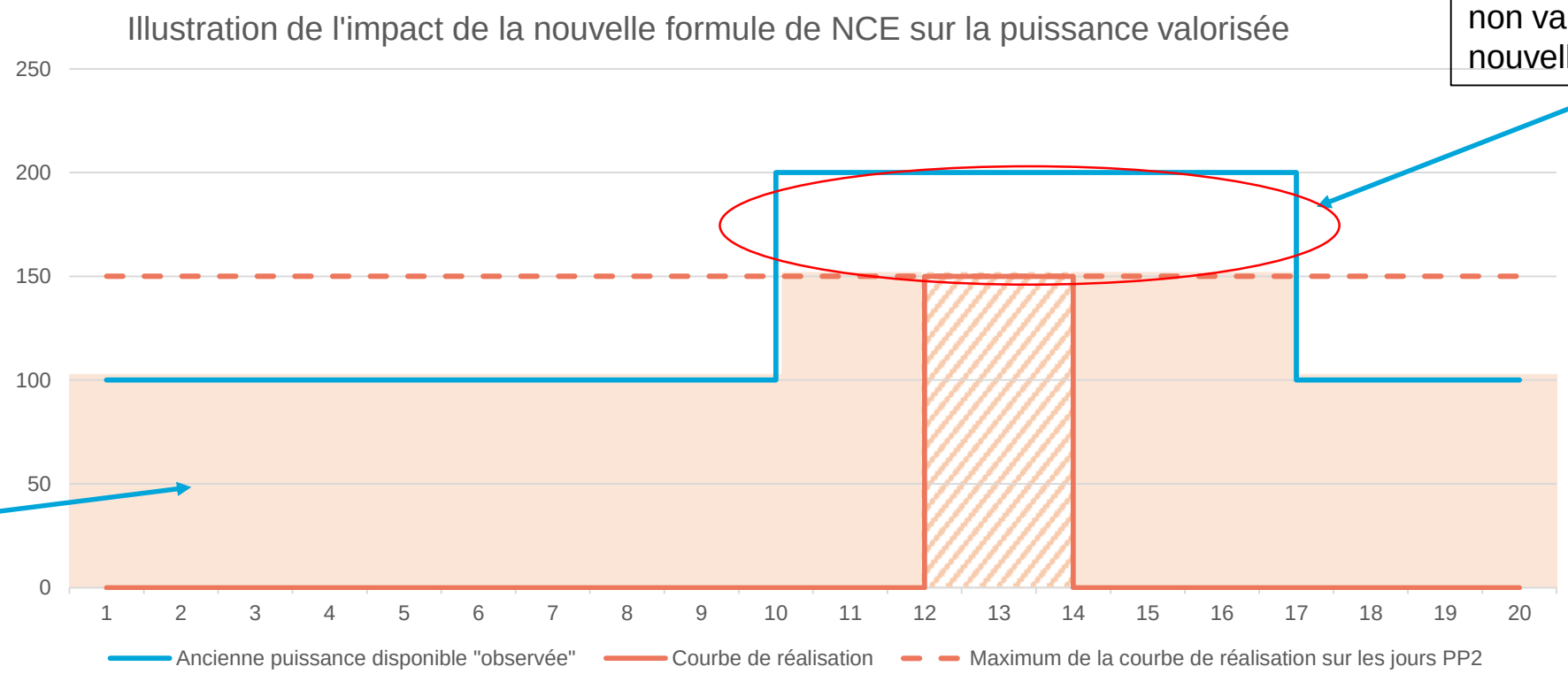
- $CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h]$ : la courbe de réalisation de l'EDC conformément à l'article 7.9.2.
- $PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,EDC,observée}[h]$ : la puissance disponible résiduelle de l'EDC calculée conformément aux modalités de l'article 7.8.
- $max_{PP2}(CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h])$ : le maximum de la courbe de réalisation de l'EDC sur les pas PP2.
- AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle : coefficient d'ajustement traduisant l'impact des résultats des tests d'activation conformément à l'article 7.9.5.

➔ Les calculs des Kj et Kh effectifs ainsi que le calcul de la puissance disponible effective ne sont pas modifiés.

# Impacts de la nouvelle formule du NCE

➔ Contrairement à précédemment, la logique d'échantillonnage ne s'applique plus et alors i) la puissance valorisée est désormais directement proportionnée à la puissance observée et ii) l'abattement est également exactement proportionné à la puissance non-observée en ne s'appliquant que sur les pas concernés.

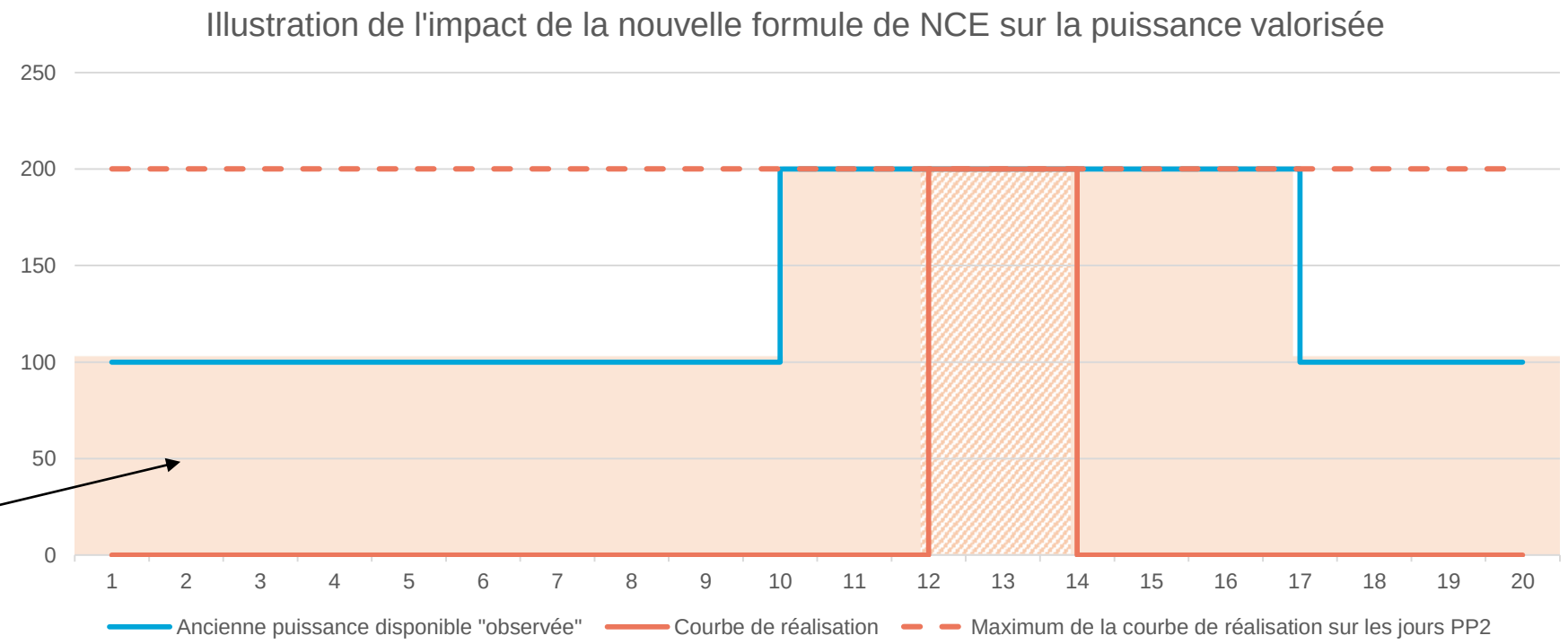
Impact -> puissance non valorisée par la nouvelle formule




Nouvelle puissance disponible observée valorisée dans le calcul du NCE

# Impacts de la nouvelle formule du NCE

➔ Ainsi, pour garantir une valorisation optimale de vos capacités, tous les acteurs devront donc programmer d'activer eux-mêmes toutes leurs EDC au moins une fois sur un pas PP2 de l'AL à la puissance maximale disponible de l'EDC comme représenté ci-dessous :




Nouvelle puissance disponible observée valorisée dans le calcul du NCE, identique à précédemment

# Synthèse

- Cette proposition répond à la problématique soulevée par le REX, et également présente dans la Décision de la Commission européenne (235 : *« toutes les capacités seront effectivement activées au moins une fois par année de livraison au titre du test de contrôle. ») en* permettant d'observer toutes les capacités valorisées par le mécanisme de capacité (hors part thermosensible extrapolée à température extrême), en s'appliquant de façon équitable à tous les acteurs.

- De plus, RTE constate que cela pourrait également permettre de simplifier certaines problématiques opérationnelles soulevées par les tests d'activation « surprise » car les acteurs pourront planifier leurs activations sans être notifiés tardivement part RTE (pour rappel : jusque 20h en J-1 pour NEBEF / EDC non liées, tandis que sur le MA les activations sont faites en temps réel).

- La suppression de la notion d'échantillonnage, et l'activation de la totalité des capacités pourrait entraîner une gestion moins flexible pour réaliser ces activations.

- Les tests d'activation seraient conservés sous un format « surprise » pour l'atteinte d'autres objectifs, comme la fiabilité qui sera vu dans le GT3.



➔ Partagez-vous l'intérêt pour le système électrique et pour la collectivité de ces propositions ?
➔ Serait-il possible pour vous de mettre en place ces activations ? Avez-vous d'autres propositions ?

# Conclusion sur l'observabilité des capacités

- En synthèse, dans le cadre du GT 2, nous avons pu proposer une évolution permettant l'observabilité des capacités :

| | Outil | Mise en œuvre actuelle | Constat du Chapitre 7 du REX |
|---|---|---|---|
| **Aujourd'hui Règles V3** | • Tests d'activation | • « Toutes les puissances activables doivent être activées par un test ou un autre dispositif » (§7.9.4.1) | • Les résultats obtenus n'ont pas été satisfaisants : « Sur les années de livraison 2017 et 2019, 2,5 à 3,5 GW de puissance n'ont pas été observés. » |

| | Nouvel outil | Proposition de mise en œuvre | Proposition d'évolution réglementaire |
|---|---|---|---|
| **Après Règles V4** | • Calcul du NCE | • Tous les acteurs devront activer leurs puissances activables maximales sur au moins un pas PP2 | • Plafonnement dans la formule du NCE à hauteur du maximum de puissance réalisée |

➔ Le 2ème sujet de la fiabilité des capacités sera abordé sur le prochain GT.



3

# Note sur le calcul des marges

# Synthèse des éléments de transparence sur le mécanisme de capacité disponibles sur le Portail Services de RTE

- RTE publie ce jour une note pédagogique ainsi qu'un tableau Excel permettant aux acteurs d'apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande. Les documents sont accessibles sur le Portail Services ici à la section « Offres complémentaires ».
- La note pédagogique détaille les données à utiliser et leur emplacement sur le Portail Services pour calculer la différence entre l'offre et la demande en garantie de capacité (aussi appelé « marge de capacité »).
- Ces données permettent d'alimenter la feuille de calcul Excel (onglet « Données AL 2020 »).

Données issues du Portail Services

**Synthèse des éléments de transparence sur le mécanisme de capacité disponibles sur le Portail Services de RTE**

1. **Pour accompagner les acteurs sur le marché de capacité, RTE publie des informations à même d'apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande**

Le Portail Services de RTE regroupe de nombreuses informations ayant trait au mécanisme de capacité. En particulier, parmi les pages du Portail Services portant sur le mécanisme de capacité, il en existe deux regroupant les données pertinentes pour apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande en garanties de capacité :

- D'une part, les paramètres du mécanisme de capacité et les estimations de l'obligation pour les années à venir sont fournis (côté demande) : Paramètres et acteurs du mécanisme de capacité - RTE Portail Services (services-rte.com)
- D'autre part, les niveaux de capacités certifiés par filière pour les années à venir sont publiés (côté offre) : Registre des capacités certifiées - RTE Portail Services (services-rte.com)

Cette note vise à fournir la méthodologie de calcul de la marge de capacité aux acteurs comme différence entre l'offre et la demande en garantie de capacité, à partir de ces éléments publiés par RTE.

Date de mise à jour des données : **14/06/2021** — **2020**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Situation AL 2020 au 14/06/2021 (en MW)** | | | | | **Source** |
| Obligation | Dernières prévisions RTE publiées pour l'année 2020 (hors actions de maîtrise de la consommation à la pointe) en date du 18/09/2020 | Trajectoire n°1 | 89 500,0 | lien | > Prévisions de l'obligation de capacité France en GW - historique |
| | | Trajectoire n°2 | 90 300,0 | | > Prévisions de l'obligation de capacité France en GW - historique |
| | | Trajectoire n°3 | 90 300,0 | | > Prévisions de l'obligation de capacité France en GW - historique |
| | | Trajectoire n°4 | 92 400,0 | | > Prévisions de l'obligation de capacité France en GW - historique |
| | Niveau global d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe (déclarées par les acteurs obligés) pour AL 2020 | | 605,6 | lien | > Paramètres certification et obligation |
| | Somme des pré-estimations d'obligation transmises par les acteurs obligés pour l'année 2020 (intègre les actions de maîtrise de la consommation à la pointe), publiée le 16/09/2020 | | 90 300,0 | lien | > Prévisions de l'obligation de capacité France en GW |
| Certification | NCC évolué au 14/06/2021 | | 88 925,4 | lien | > Année 2020 |
| | Capacités attendues non encore certifiées pour AL 2020 | | 0 | | |

Données AL 2020

# Equilibre offre-demande sur le marché de capacité

- Le tableau Excel réalise le calcul de la marge de capacité (onglet « Situation marché AL 2020 ») selon les différents scénarios d'obligation (exemple pour AL 2020 ci-contre).
- Ce calcul permet en outre d'anticiper la situation de l'écart global par rapport au seuil - 2 GW (en particulier si toutes les garanties de capacité se trouvent sur des comptes AO lors des règlements financiers) …
- … néanmoins, RTE rappelle que l'écart global ne peut être connu définitivement qu'au 15 mars AL+3 (le NCE et le niveau d'obligation définitif France sont alors fixés).

| Année de livraison 2020 au 14/06/2021 (en GW) | | Hypothèses sur l'obligation | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Dernières prévisions d'obligation de RTE publiées | | | | Dernière somme des pré-estimations d'obligation transmises par les acteurs obligés |
| | | Trajectoire n°1 | Trajectoire n°2 | Trajectoire n°3 | Trajectoire n°4 | |
| Obligation | Obligation hors actions de maîtrise de la demande | 89,5 | 90,3 | 90,3 | 92,4 | |
| | Hypothèses sur actions de maîtrise de la consommation à la pointe | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | |
| | **Obligation nette** | **88,9** | **89,7** | **89,7** | **91,8** | **90,3** |
| Certification | NCC évolué (toutes filières) au 14/06/2021 | 88,9 | 88,9 | 88,9 | 88,9 | 88,9 |
| | Capacités attendues non encore certifiées | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | **Capacité estimée totale** | **88,9** | **88,9** | **88,9** | **88,9** | **88,9** |
| **Marge anticipée sur le marché de capacité** | | **0,0** | **-0,8** | **-0,8** | **-2,9** | **-1,4** |

Situation marché AL 2020

*Synthèse de la situation sur l'équilibre offre-demande du marché de capacité pour AL 2020 au 14/06/2021*

# MERCI POUR VOTRE ATTENTION !

Ordre du jour prévisionnel du GT 3 – 08/07 14h :

1. Signaux PP1/PP2
2. Fiabilité des capacités valorisées
3. Echange sur les retours des acteurs obligés sur la couverture tardive
4. Intervention Enedis sur une proposition de révision des jours à retenir pour le calcul du gradient de thermosensibilité