

Concertation des règles V4 du mécanisme de capacité

3ème Groupe de Travail le 08/07/2021

Ordre du jour

1. **ECHANGE SUR LES RETOURS COMPLÉMENTAIRES CONCERNANT LA SÉCURISATION DE LA CAPACITÉ NÉCESSAIRE AVANT LE DÉBUT DE L'ANNÉE DE LIVRAISON**

2. **IMPACTS DU PROJET ISP 15' SUR LE MÉCANISME DE CAPACITÉ (30')**

3. **SIGNAUX PP1/PP2 (1H30 – 1H45)**

4. **PRÉSENTATION ENEDIS SUR LES GRADIENTS DE THERMOSENSIBILITÉ (30' – 45')**

5. **INFORMATIONS DIVERSES (15')**



1

Sécurisation de la capacité nécessaire avant le début de l’année de livraison



2

Introduction au projet ISP 15’

Vers une harmonisation européenne à 15 minutes du pas de règlement des écarts à horizon 2025

Rappel

Une obligation réglementaire

Règlement Européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing (EBGL) »
Les GRT doivent appliquer un pas de règlement des écarts (Imbalance Settling Period – ISP) de 15 minutes

Dérogation de la CRE dans sa délibération du 14 novembre 2018
Mise en œuvre en France au plus tard au 1er janvier 2025



Une concertation conjointe RTE-Enedis

Début de la concertation en mai 2019 suite à la délibération de la CRE

Organisation de GT ad'hoc ISP 15 min pour suivre l'avancement global
- *Démarrage de la concertation le 14 mai 2019*
- *Appel à contribution ISP15' auprès des acteurs de marché à l'été 2019*

Instruction des différents sujets au sein des GT existants

GT pilotés par RTE
- MA-RE
- Effacements
- MECAPA
- Comptage & données
- SSY

GT pilotés par ENEDIS
- CGP
- Comptage évolué
- COST
- Nouveaux services
- Recoflux

Macro planning pour la préparation du changement de pas de règlement des écarts

Rappel

2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025

Concentration

Concertation au sein des différents GT

- Ad'hoc T1 2020
- Ad'hoc T1 2020
- Ad'hoc S2 2021
- Adhoc S1 2022

Go Live ISP 15
1er janvier 2025

Mise en œuvre

Adaptation du SI

Constitution d'historique

Phase à blanc

- Transmission des données nécessaires aux RE pour caler les modèles de prévision
- Phase de tests des flux

Concertation en GT MECAPA

Sujets identifiés pour la concertation relative au mécanisme de capacité :

- **Impacts à la cible post 2025 sur les calculs prévus dans les règles Mecapa + sur les données échangées entre RTE, les GRD et les acteurs – GT3 08/07**

- **Planning de mise à jour réglementaire en 2 temps :**
  - Dans le cadre des règles V4 pour donner de la visibilité sur les impacts du projet ISP 15' sur le mécanisme de capacité
  - Révision éventuelle des propositions en cohérence avec la concertation des règles V5

- **Dans le cadre de la concertation des règles V5 – à partir de début 2022**
  - Détail des flux concernés (Atelier Technique)
  - Mise à jour des règles SI
  - Modalités transitoires et organisation de la phase à blanc
  - Mise à jour des notes pédagogiques sur le Portail Services

Impacts à la cible post 2025

L'analyse des impacts sur le mécanisme de capacité peut être segmentée en 3 briques :

Certification et contrôle

➔ Le calcul du NCC est effectué sur des paramètres annualisés (puissance disponible et contraintes de stock) - pas d'impact

➔ Le calcul du NCE est une moyenne sur les pas 30' de PP2 des puissances disponibles effectives - impact potentiel

Obligation

➔ Le calcul de la Puissance de référence est une moyenne sur les pas 30' de PP1 de la consommation corrigée extrapolée à température extrême - impact potentiel

Règlements financiers

➔ Les calculs côté Acteurs Obligés et RPC sont effectués sur la base des valeurs de NCE et d'Obligation - pas d'impact

Impacts à la cible post 2025 sur le calcul de l'Obligation et du NCE

- **Le calcul des Puissances de référence** est réalisé conformément à l'article A.3 par chaque Gestionnaire de Réseau sur chaque pas de calcul avant d'être moyenné sur tous les pas PP1. **Ainsi le passage au pas 15' impacte très peu ce calcul :**
  1. La prise en compte des données brutes de consommation, des valeurs de puissances effacées activées et certifiées, des PEB/NEC déclarées par les acteurs ne change pas en fonction du pas de calcul (si on réalise la moyenne sur des pas 15' ou 30'),
  2. Seuls les gradients peuvent être très légèrement modifiés suite à un changement du pas de calcul. Il s'agit d'un effet négligeable en considérant que ces-derniers font déjà l'objet d'approximations issues des méthodes de modélisation.

- **Le calcul du NCE** est réalisé conformément à l'article B.4 par RTE sur chaque pas de calcul avant d'être moyenné également sur tous les pas PP2. Les données utilisées en entrée du calcul sont soit remontées par les Gestionnaires de Réseau soit collectées par les acteurs. **Le passage au pas 15' peut impacter fortement la prise en compte de certaines données dans le calcul :**
  1. Les fichiers collectés de puissance activable des EDE et des sites non liés sont impactés par le pas calcul utilisé pour le contrôle d'engagement. A noter que les fichiers de prix bourse spot (actuellement à 1h) passeront au pas 15' avec la mise en place de produits 15 minutes sur les marchés,
  2. En revanche, les autres fichiers ne sont pas impactés par le pas de calcul car les données soit sont remontées annuellement, soit leur prise en compte ne dépend pas d'une moyenne au pas 15' ou 30'.

Propositions d'évolution post 2025

- Concernant les calculs du NCE et de l'Obligation, RTE envisage donc 2 possibilités :
  1. Les calculs pourraient rester au pas 30' sur la base de flux utilisés au pas 30' ou au pas 15' (auquel cas les fichiers seraient agrégés pour se ramener au pas 30'). Cela permettrait de limiter les impacts SI et réglementaires.
  2. Les calculs pourraient passer au pas 15' par souci de cohérence avec les autres mécanismes mais les impacts SI seraient plus conséquents car tous les fichiers échangés et utilisés pour les calculs devront forcément passer au pas 15'.

➔ Au vu des impacts présentés précédemment **pour le calcul du NCE, RTE propose de passer au pas de calcul 15'** pour une meilleure application des contrôles, et une meilleure lisibilité/harmonisation avec les données provenant des marchés de l'énergie.

➔ **Concernant le calcul de l'Obligation,** RTE mène une analyse coûts bénéfices associée aux 2 scénarios et souhaite connaître votre avis sur le pas de calcul à utiliser.

Partagez-vous la proposition concernant le calcul du NCE ?
Vous semble-t-il indispensable que les calculs d'Obligation et de NCE se fassent sur le même pas de calcul ?
Si le calcul de l'Obligation reste au pas 30', quel pas préférez-vous pour les fichiers échangés entre RTE, les GRD et les acteurs ? (en particulier pour le fichier PEB)



3

Signaux PP1/PP2

Rappel du 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 :
	  • La réduction de variabilité apportée pour les Acteurs Obligés.
	  • La pertinence pour le système, via l'étude d'indicateurs sur la couverture des jours de plus forte consommation et de défaillance.
	• 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. • 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 :
	  • Affiner les résultats du GT2 sur la couverture des jours de plus forte consommation.
	  • Etudier le risque de vidage des stocks induit par l'univers incertain.
	  • Déterminer le choix final du scénario de répartition des jours PP, ainsi que le nombre de jours laissés libres le cas échéant.
	• RTE profitera également de ce GT pour faire une conclusion d'ensemble en intégrant les conclusions du GT3.

Rappels des retours à l'appel à contribution + demandes lors du GT1

Partie 1 : pertinence de tirage des jours PP2 hors PP1

- Les acteurs demandent de la simplification et une meilleure lisibilité/compréhension du mécanisme de capacité qui passerait par avoir un critère de tirage unique pour les jours PP1 et PP2.
- Il est aussi demandé à ce que les jours PP2 hors PP1 puissent être tirés plus tôt, par exemple en alignant avec l'heure de notification des jours PP1.
- Il a été remonté un besoin de Transparence sur l'algorithme de tirage des jours PP2 hors PP1.

Partie 2 : définition de la plage horaire PP1/PP2

- La plage horaire serait souhaitée d'être réduite pour le développement des effacements implicites.
- Un point d'attention a été remonté pour ne pas augmenter le volume d'heures PP1 signalées par rapport à aujourd'hui (15 jours PP1 * 10h/jour soit 150h).

Partie 3 : définition du nombre de jours PP1/PP2 et possibilité de fusionner PP1/PP2

- Le nombre de jours retenu doit permettre d'assurer un bon taux de couverture des périodes de défaillance.
- Il a été demandé à ce que soit étudié la possibilité d'augmenter le nombre de jours PP2.
- Il faut veiller à assurer le principe de non-discrimination entre les effacements implicites et explicites.
- Une analyse juridique doit permettre de s'assurer qu'il est possible de proposer un même nombre de jours PP1 et PP2.

1.1 Pertinence du tirage des jours PP2 hors PP1

Principe de l'algorithme de tirage des jours PP2 hors PP1

Les principes retenus pour la sélection des jours PP2 sont décrits à l'article B.1.1 des règles :
« Tous les Jours de la période de pointe PP1 sont des jours de la période de pointe PP2 ; certains jours de la période de pointe PP2 ne sont pas des jours de la période de pointe PP1 (notés jours PP2 hors PP1). Les jours PP2 hors PP1 sont alors sélectionnés sur un critère de tension du système électrique. »

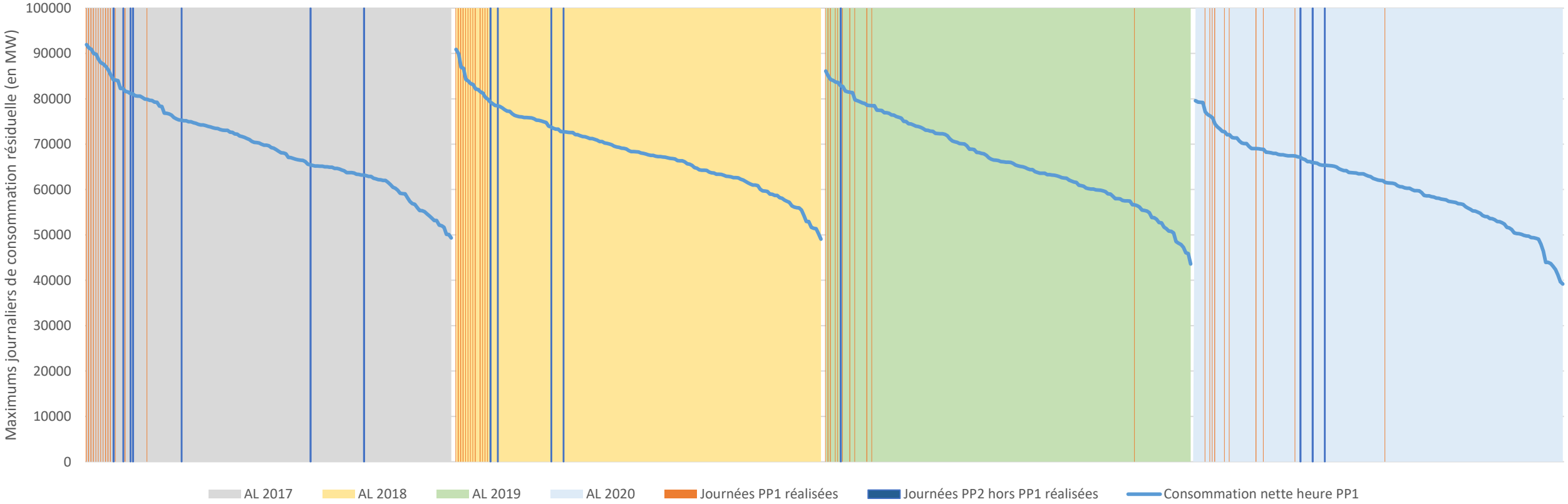
Dans l'algorithme de tirage des jours PP2 hors PP1, la tension a été approximée par 3 critères :

- **Consommation résiduelle = consommation – production EnR** : critère permettant de refléter les difficultés à maintenir le réseau en bon état de fonctionnement lorsque la consommation résiduelle est forte,
- **Prix spot** : critère de tension économique sur les marchés de l'électricité,
- **« Décision opérationnelle»** selon l'expertise et les informations à disposition des opérateurs du Dispatching sur la tension du système électrique.

	Consommation résiduelle	Prix Spot	Décision opérationnelle
AL 2017	7	1	0
AL 2018	2	3	2 (tirés pour respecter la contrainte des 25%)
AL 2019	1	0	0
AL 2020	3	0	0

Critère consommation résiduelle

Jours PP1 et PP2 hors PP1 (tirés sur critère consommation résiduelle) situés selon la monotone par année de livraison des maximums journaliers de consommation résiduelle



Les jours PP1=PP2 (orange) tirés sur critère consommation permettent également de cibler les premiers jours de plus forte consommation résiduelle. Les jours PP2 hors PP1 (bleu) ont permis de cibler certains des jours suivants de plus forte consommation résiduelle.

Sur AL 2017, 57% des jours PP2 hors PP1 ont été tirés parmi les 10 jours de plus forte consommation résiduelle suivants les jours déjà identifiés par le signal PP1 (AL 2018 : 50%, AL 2019 : 100%).

Intérêt du critère consommation résiduelle

➔ Le tirage des jours PP2 hors PP1 sur ce critère n'a pas toujours permis de cibler les jours de plus forte consommation résiduelle. Le tirage des jours PP2 hors PP1 sur critère consommation résiduelle a été moins satisfaisant que le tirage des jours PP1 sur critère consommation.

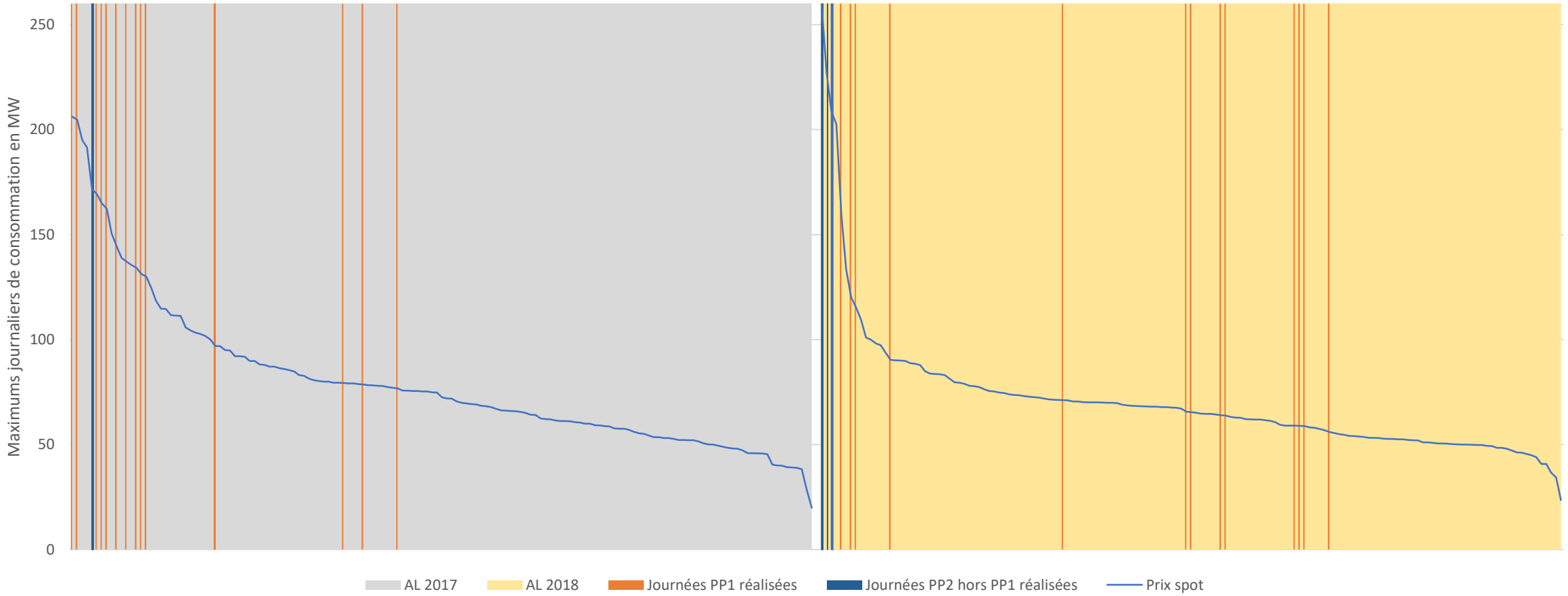
➔ Les jours de plus forte consommation résiduelle sont déjà ciblés par les jours PP1. Les 15 jours de plus forte consommation couvrent en moyenne 13 des 15 jours de plus forte consommation résiduelle. En effet, pour les années jusqu'à AL2024, la consommation résiduelle est représentée à **95,6%** par la consommation.

➔ Les jours PP2 hors PP1 sont censés cibler les « autres » jours de plus forte consommation résiduelle. N'ayant pas de nombre minimum de jours à tirer sur ce critère, la prise de décision en univers incertain peut s'avérer plus complexe que pour les jours PP1.

Proposition 1: Dans le cadre des règles V4, le critère consommation reste pertinent pour cibler les jours de plus forte consommation résiduelle. Ainsi pour répondre au besoin soulevé de simplification, et par la même occasion de transparence, le critère consommation pourrait être utilisé pour le tirage des jours PP2 hors PP1. Qu'en pensez-vous ?

Critère prix spot

Jours PP1 et PP2 hors PP1 (tirés sur critère prix spot) situés selon la monotone par année de livraison des maximums journaliers de prix spot



Les jours PP1=PP2 (orange) permettent globalement de cibler des jours où les prix spot sont élevés. Les jours PP2 hors PP1 (bleu), tirés sur critère prix spot, ont permis de cibler les jours de plus fort prix spot lorsque ceux-ci n'étaient pas des jours de plus forte consommation (non PP1). Ces jours étaient également des jours tendus au sens de l'EOD (déclaration de modes dégradés à la hausse pour 3 jours sur les 4).

Intérêt du critère prix spot

Avantages :
- Se reposer sur le marché pour identifier les périodes de tension.
- Etre sûr de tirer un jour PP en cas de situation exceptionnelle de prix très élevés.
- Permettre une rémunération plus importante des effacements implicites.

Inconvénients :
- Aujourd'hui, le seuil de tirage est déterminé à partir d'un quantile basé sur l'historique des prix spot. Cela peut poser des questions en cas d'évolutions structurelles des prix de l'électricité, influencés par les prix des combustibles, et/ou du CO2. De plus, dans les retours à l'appel à contribution, certains acteurs ont soulevé la question du rôle du mécanisme de capacité d'ajouter une incitation supplémentaire aux marchés de l'énergie.
- Le tirage sur ce critère ne pourrait pas avoir lieu avant 13h J-1. Or une des préoccupations remontées par les acteurs serait d'être informés du tirage des jours PP2 avant 12h en J-1 de manière à limiter la volumétrie des collectes.

Proposition 2 : Ce critère pourrait éventuellement être conservé uniquement pour les situations exceptionnelles de pic de prix spot (seuil de tirage à déterminer). Cela limiterait fortement le nombre de jours tirés sur ce critère et contribuerait à simplifier les collectes ad-hoc dans les cas où le prix d'engagement déclaré par les acteurs est inférieur au seuil de tirage à déterminer.

➔ Partagez-vous cette proposition ? Pensez-vous qu'il est utile/nécessaire de conserver un critère sur prix spot ?

Critère décision opérationnelle

Le **critère décision opérationnelle** n'a jamais été utilisé par le Dispatching sur critère de tension du système électrique. En revanche, il a permis d'appliquer au mieux la contrainte de 25% maximum de jours PP2 sur les mois de mars et novembre pour l'AL 2018.

Avec la mise en place de la plateforme Ecowatt | votre météo de l'électricité pour une consommation responsable (monecowatt.fr), ce critère intègre également l'information des situations de risque de délestage identifiées avant l'heure de notification des jours PP2 hors PP1.

Le principe est de s'assurer de tirer un jour PP en cas de situation de risque de délestage, non déjà identifiée par le critère consommation résiduelle ou le critère prix spot.

Synthèse des propositions sur les critères de tirage des jours PP2 hors PP1

En synthèse, les propositions de critère de tirage des jours PP2 hors PP1 (à requestionner en fonction des discussions sur la possibilité de faire converger les signaux PP1 et PP2) se répartissent en 2 options :

Quasi-totalité des jours PP2 hors PP1

Critère consommation

Critère décision opérationnelle (en cas de situation exceptionnelle, notamment délestage)

Options possibles pour le tirage d'autres jours PP2 hors PP1

Option 1:
Pas d'autre critère

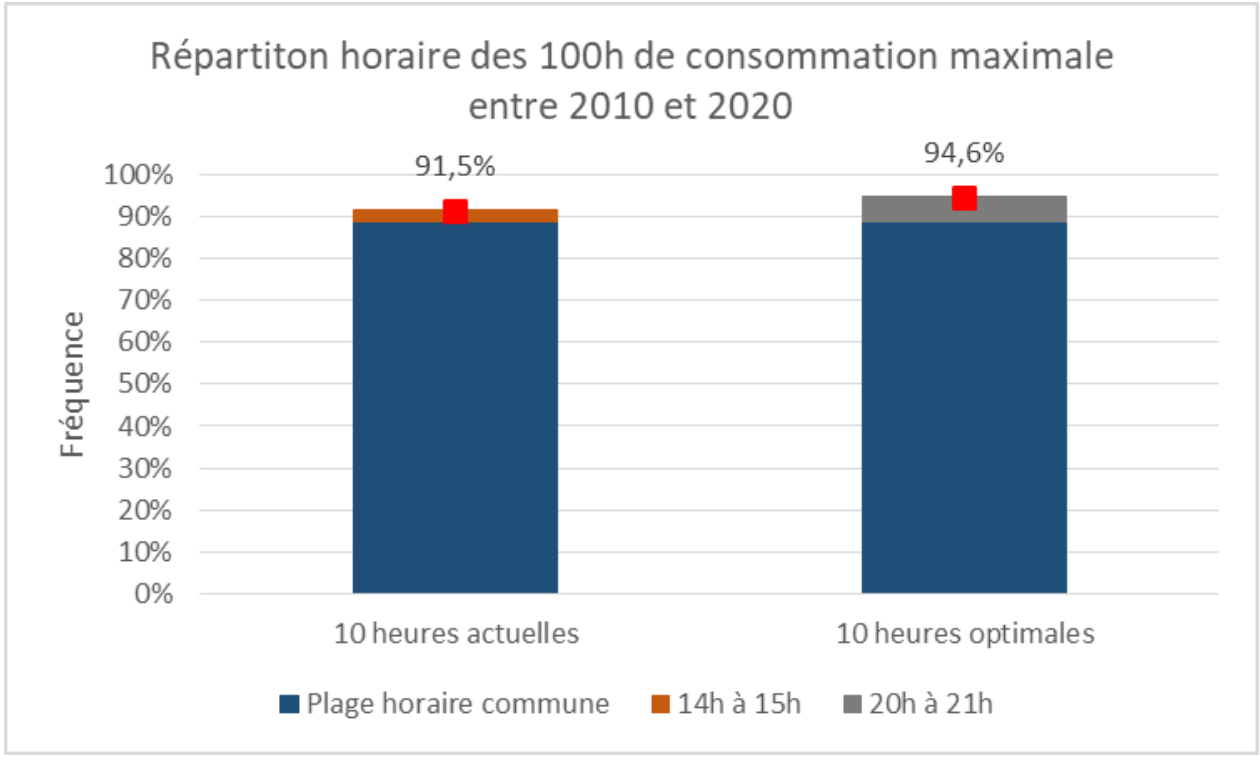
Option 2:
Critère prix spot

➔ Quelle option préféreriez-vous ?

1.2 Plage horaire

Choix de la plage horaire lors des jours de période de pointe

- Toutes les heures au sein d'une journée ne sont pas équivalentes en termes de consommation et de tension pour le système électrique.
- Lors de la mise en place du mécanisme de capacité, le choix s'est porté sur deux tranches horaires : **[7h ; 15h[et [18h ; 20h[soit 10 heures par jour de période de pointe** (PP).
- Du point de vue des heures de plus forte consommation, cette plage horaire reste pertinente.
- En effet, **seule la tranche de 20 à 21 h paraît plus chargée que celle actuelle de 14 à 15 h** après analyse des 10 dernières années de consommation.

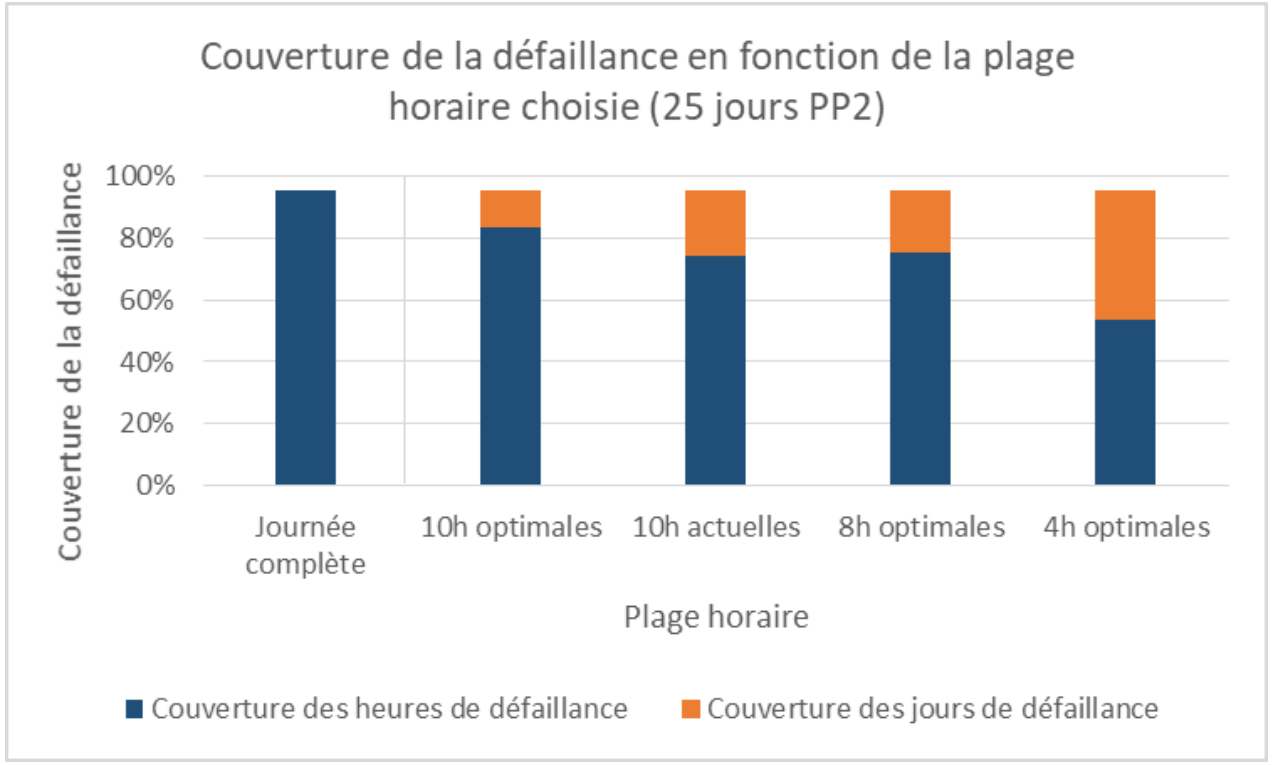


**Heures optimales pour la couverture des heures de plus fortes consommation*

Couverture des périodes de défaillance selon la plage horaire

- Au-delà des heures de plus forte consommation, les plages horaires des jours PP doivent également permettre de couvrir au mieux les heures de défaillance (vu du Bilan Prévisionnel).
- Limiter le nombre d'heure par jour PP à 4h ne permet de couvrir au mieux 53% des heures de défaillance tandis qu'actuellement jusqu'à 74% des heures de défaillance sont couvertes.
- **A niveau équivalent de couverture des heures de défaillance, il est possible de réduire au maximum de 2 heures la plage horaire soit 8 heures.**
- Il serait également possible d'augmenter légèrement, à même nombre d'heure par journée PP, le taux de couverture de la défaillance.

➔ Est-ce qu'une réduction de 2h de la plage horaire vous serait bénéfique, en particulier pour le développement des effacements implicites ? Partagez-vous l'intérêt de la plage [7h ; 13h[& [18h ; 20h[?



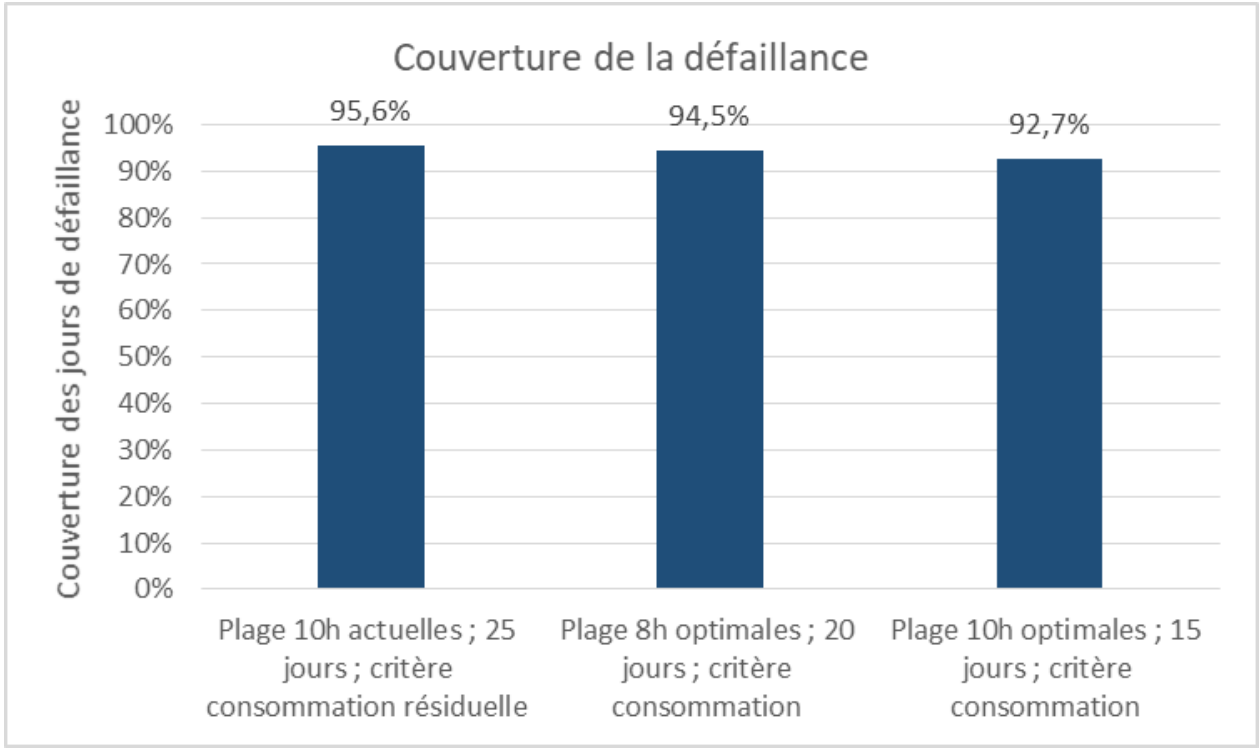
Plages horaires :

- *4 heures optimales : [7h ; 10h[& [18h ; 19h[*
- *8 heures optimales : [7h ; 13h[& [18h; 20h[*
- *10 heures optimales : [7h; 13h[& [17h ; 21h[*
- *10 heures actuelles: [7h ; 15h[& [18h ; 20h[*

**Heures optimales pour la couverture des heures/jours de défaillance*

Couverture des périodes de défaillance en cas d'alignement PP1/PP2

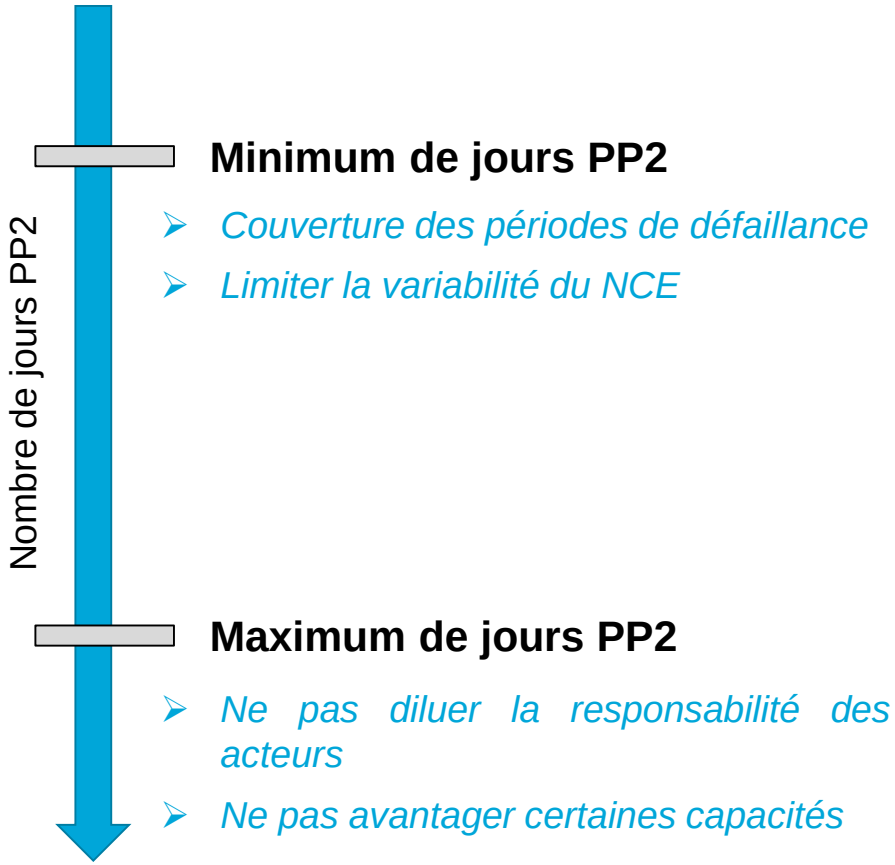
- Il est théoriquement possible d'aligner le critère de tirage et le nombre de jours PP1/PP2 en :
  - Conservant une volumétrie d'environ 150 heures/an (équivalente à celle de PP1 aujourd'hui),
  - Maintenant la couverture des périodes de défaillance assurée par les jours PP2.
- Pour atteindre ce résultat, RTE a identifié deux possibilités :
  - Réduire la plage horaire à 8 heures par jour PP et passer à 20 jours/an (soit 160 heures),
  - Améliorer la plage de 10 heures et conserver un volume de 15 jours/an (soit 150 heures).



1.3 Nombre de jours PP2

Choix du nombre de jours PP2

- Le nombre de jours PP2 résulte d'une double contrainte entre un minimum et un maximum de jours.
- Un **minimum** de jours PP2 pour :
  - Couvrir au mieux les périodes de défaillance potentielles,
  - Être représentatif de la disponibilité des exploitants de capacité : limiter la variabilité du NCE selon le placement des jours PP2.
- Un **maximum** de jours PP2 pour :
  - Etre représentatif de la disponibilité des exploitants lors des périodes de tension : ne pas diminuer leur responsabilité en les rémunérant sur des journées sans tension,
  - Assurer la bonne définition du produit « garantie de capacité » qui représente l'apport à la sécurité d'approvisionnement assuré par une capacité (capacités de base et de pointe reçoivent un même nombre de GC pour un même service rendu).
- Sur les 4 premières années de livraison, en moyenne 17 jours PP2 ont été tirés par année (22 pour AL 2017 ; 20 pour AL 2018 ; 12 pour AL 2019 ; 13 pour AL 2020).



Un maximum de jours PP2

- Un nombre important de jours PP2 signifie que de nombreux jours sans réelle tension peuvent être tirés (ce qui se matérialise dans les simulations équilibre offre-demande par le tirage de jours PP2 sans défaillance).
- Cela aurait pour effet de diluer la responsabilité des acteurs puisque ceux-ci pourrait acquérir un niveau élevé de capacité certifié (et *in fine* de rémunération capacitaire) sans être présent lors des périodes de défaillance. Un nombre maximum de jours PP2 permet ainsi d'assurer la cohérence entre les signaux-prix énergie et capacité.
- La définition de la période PP2 doit assurer une cohérence entre la contribution à la réduction du risque de défaillance et le volume de garanties allouées.
- Un nombre élevé de jours PP2 reviendrait à avantager les capacités de base/semi-pointe alors même que des capacités avec une disponibilité réduite et ciblée sur les périodes de tension peuvent avoir une contribution importante à la réduction du risque de défaillance.

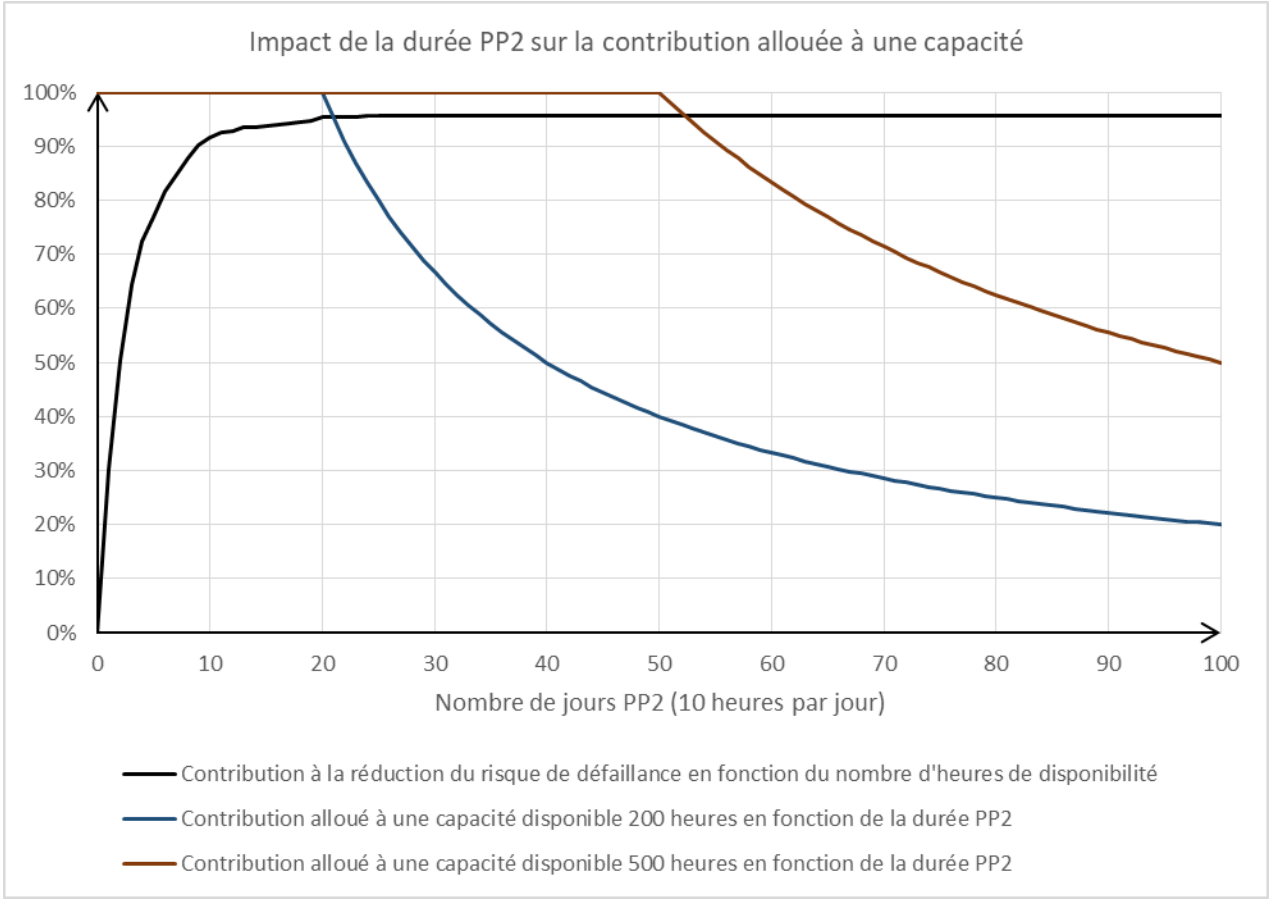
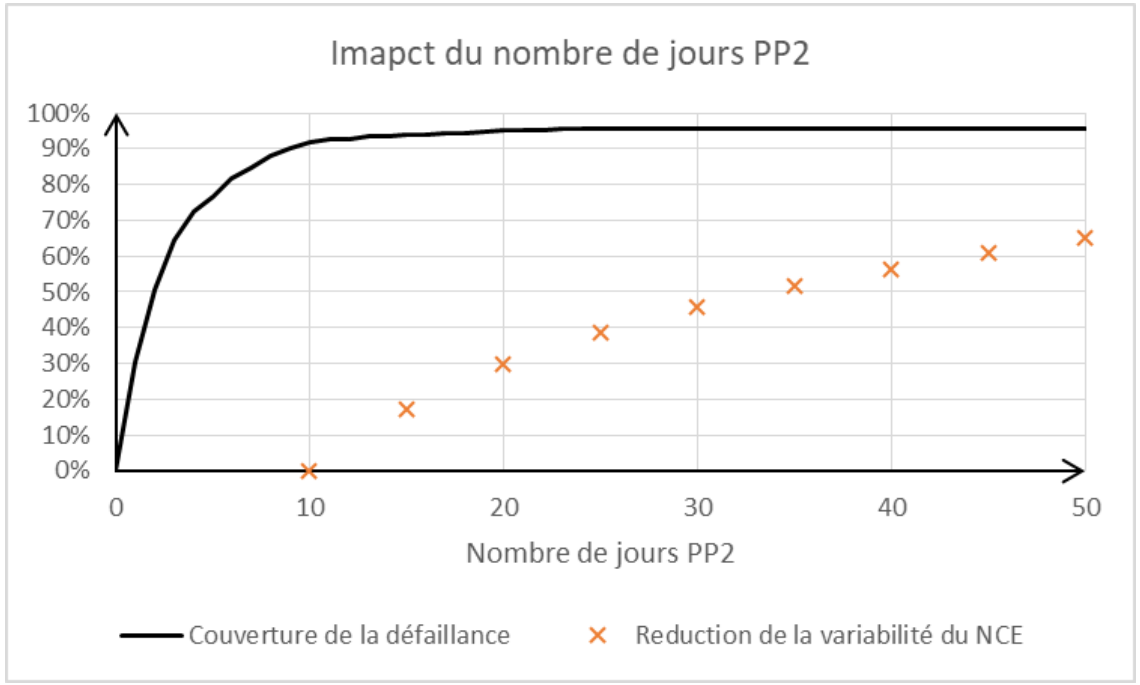


Illustration : 30 jours PP2 pourraient diminuer la rémunération capacitaire de plus de 30% pour un moyen présent 20 jours alors que sa contribution à la réduction de la défaillance pratiquement identique (moins de 1% de différence) à celle d'un moyen présent 50 jours

Un minimum de jours PP2

- Aujourd'hui, en considérant 25 jours PP2 potentiels, plus de 95% des jours présentant au moins 1 heure de défaillance sont couverts par des jours PP2.
- Au-delà **de 20 jours, la couverture des jours de défaillance progresse très peu (moins de 1%).**



- Compte tenu de la définition du NCE (moyenne de la disponibilité lors des jours PP2), un minimum de jours PP2 permet de calculer un NCE représentatif de la disponibilité des exploitants lors des périodes de tension, en limitant l'impact des indisponibilités sur le NCE, ce qui réduit l'incertitude porté par les exploitants sur leur niveau de capacité certifié.

- Après simulation de l'impact d'indisponibilité (jour/semaine/mois) sur la variabilité du NCE, il apparaît que la situation actuelle permet de réduire la variabilité de l'ordre de 30% par rapport à une situation avec 10 jours PP2.
- Passer à 30 jours PP2 permettrait de réduire la variabilité jusqu'à 50% en comparaison à une situation à 10 jours PP2

Synthèse : opportunité de faire converger le nombre de jours PP1 et PP2

- L'analyse juridique confirme qu'une évolution réglementaire est possible dans le cadre des règles V4 pour faire converger le nombre de jours PP1 et PP2, tant que celle-ci est dûment justifiée et ne vient pas affaiblir l'intérêt du mécanisme de capacité. Les justifications ont été apportées au cours de cette présentation.
- Concernant la non-discrimination des capacités d'effacement entre explicites et implicites, le REX a montré une erreur de raisonnement dans la décision de la Commission européenne : les signaux PP1 et PP2 ne permettent pas d'y répondre. Il pourrait plutôt s'agir d'une question sur les contrôles et l'observabilité des capacités (en cours, discutée sur le GT2).
- Au vu des résultats présentés, un nombre de 20j PP2 par année de livraison permet de trouver un bon compromis entre i) la couverture de la défaillance, ii) la valorisation des exploitants pour la contribution à la réduction de défaillance et iii) la possibilité de simplifier les signaux en fusionnant en ayant une convergence des tirages PP1 et PP2.
- Considérant les 2 scénarios proposés en slides 27, il serait en effet possible de maintenir la contribution des effacements implicites en réduisant la plage horaire à 8h/jour.
- Ce nombre de jours PP2 permettrait aussi de conserver une variabilité identique du calcul du NCE par rapport à aujourd'hui.

➔ Partagez-vous cette proposition ?
➔ Souhaitez-vous garder la distinction entre les jours PP1 et PP2 hors PP1 ?
➔ S'il est souhaité de garder une distinction entre les jours PP1/PP2, en conservant la situation actuelle de 15 jours PP1, jusqu'à combien de jours PP2 hors PP1 seriez-vous prêts à aller ?

4

Présentation Enedis sur les gradients de thermosensibilité

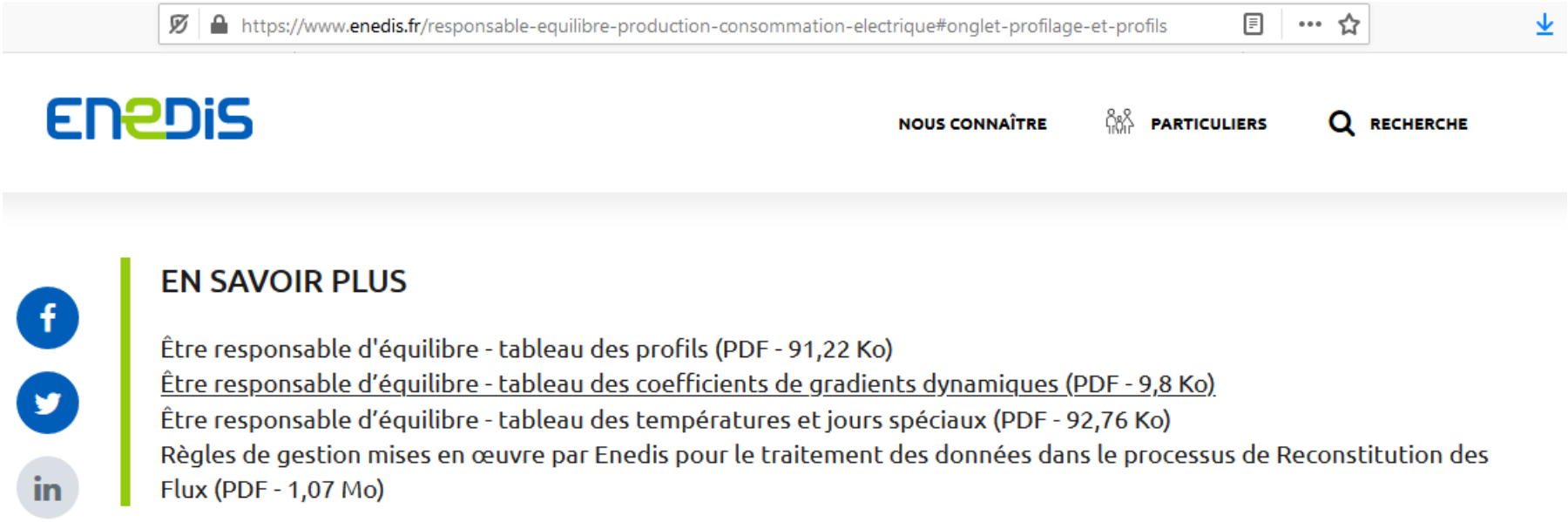
XX Gradients dynamiques utilisés dans le cadre du Mécanisme de Capacité

Gradients dynamiques AL2020 pour le mécanisme de capacité

Enedis a publié des valeurs provisoires

Conformément aux règles du mécanismes de capacité, Enedis publie sur son site Internet en janvier de l'année de livraison AL+1 les coefficients de gradients des profils dynamiques (gradients dynamiques) **applicables pour déterminer l'obligation de capacité des fournisseurs au titre de l'année AL**

La publication réalisée en janvier 2021 a été étiquetée provisoire. Elle est conforme aux règles V3 du mécanisme de capacité, mais elle peut être sensiblement améliorée pour mieux représenter la thermosensibilité réelle des sites profilés de l'année 2020 marquée par la crise sanitaire
https://www.enedis.fr/responsable-equilibre-production-consommation-electrique#onglet-profilage-et-profils



Gradients « dynamiques » 2020 pour le mécanisme de capacité

Une adaptation du périmètre des jours pris en compte dans le calcul ?

Version V3 des règles du mécanisme de capacité

- Règles générales = Tous les jours de l'année AL à l'exclusion des vacances de noël et des jours fériés en J et J-7 pour tous les profils dynamiques thermosensibles (RES1, RES11, RES2, RES3, RES4, PRO1, PRO2, PRO3, PRO4). Gradient PRO5 (EP) fixé à 0.

L'année 2020 présente un défaut de couverture dans la méthode d'estimation de la thermosensibilité des profils à période mobile de type « Tempo » et « EJP ».

- Profils à période mobile de type « Tempo » = exclusion des jours rouges (période = D 06:00 -> D+1 05:30) des profils **RES3** et **PRO3** : Exclusion de D et D+1 (en J et J-7);
- Profils à période mobile de type « EJP » = exclusion des jours EJP (période = D 07:00 à D+1 00:30) des profils **RES4** et **PRO4** : Exclusion de D et D+1 (en J et J-7);

L'année 2020 est marquée par un évènement conjoncturel inédit, le confinement.

- Confinement = exclusion de la période comparant avant et après le début du confinement (16 mars 2020) c'est-à-dire la période allant du 14/03/2020 inclus au 23/03/2020 inclus pour les profils **PRO1/2/3/4** (en J uniquement, pas en J-7).

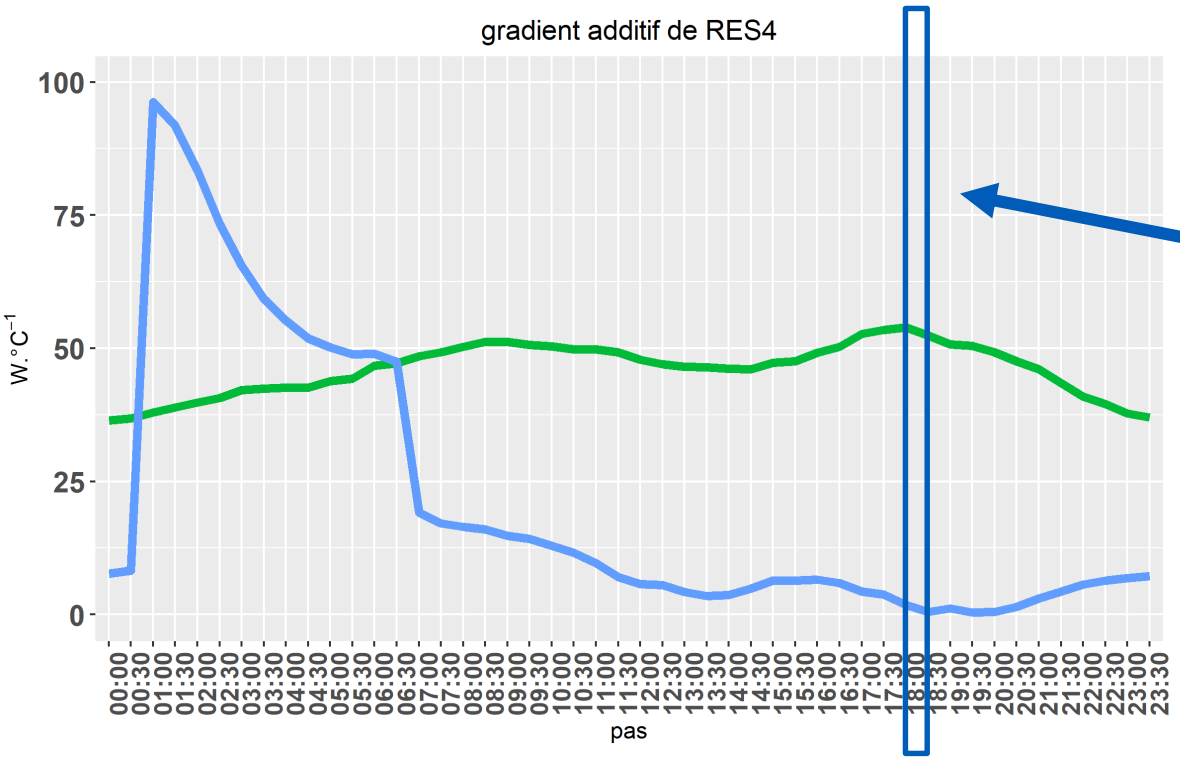
Impact gradients EJP Tempo

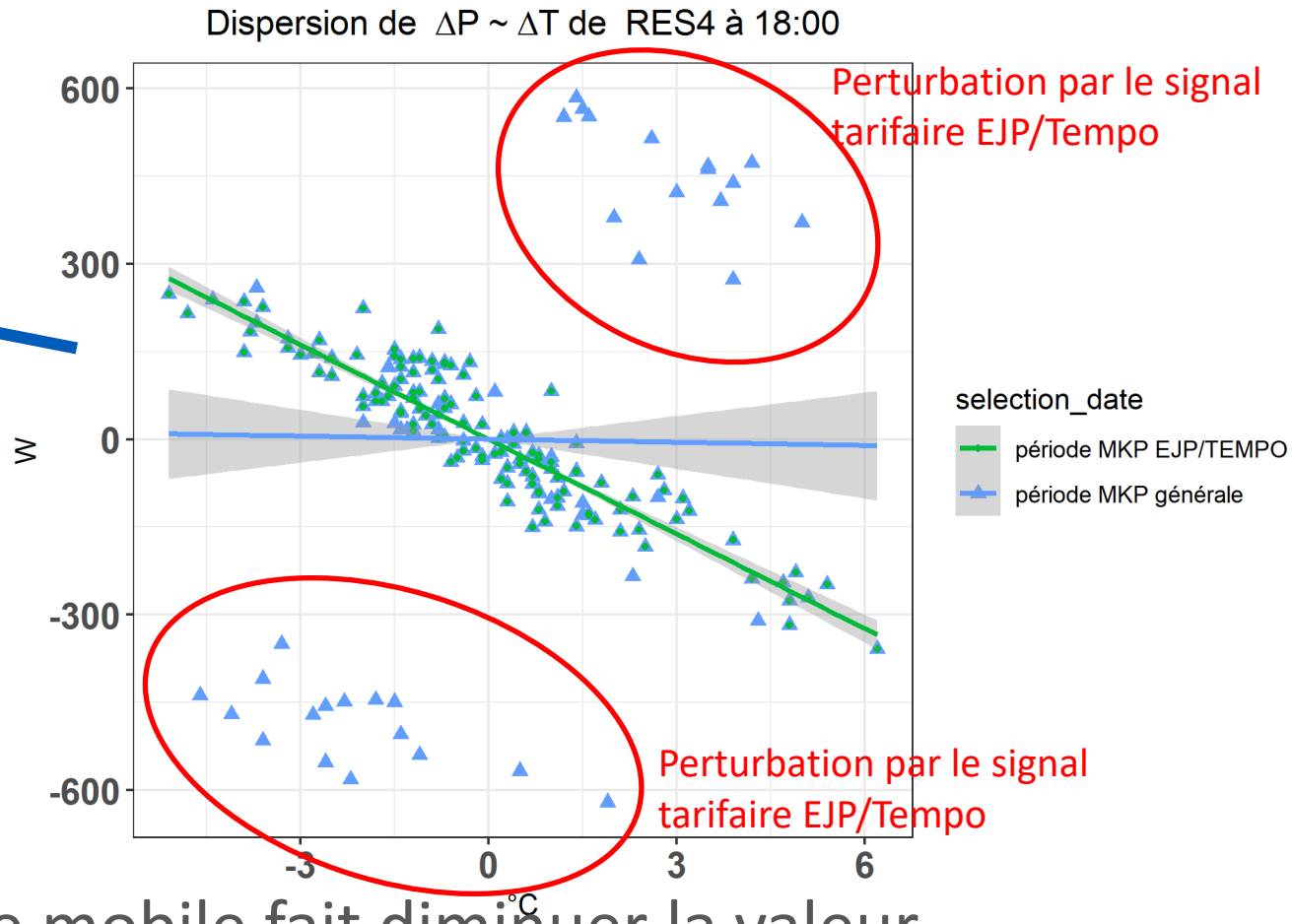
Historique de la méthode de calcul du gradients pour les profils à périodes mobiles

- Profils statiques
- Thermosensibilité des jours de période mobile de type EJP/Tempo et leurs lendemains supposée identique à celle des jours normaux
- Jours de période mobile exclus des calculs de gradients statiques par la méthode des delta.
- Règles MECAPA V3
- A ce jour, les règles ne prévoient pas l'exclusion des jours de période mobile.
- Les calculs de gradients sont sensibles à l'effet « signal tarifaire » EJP/TEMPO
- Proposition
- Préciser dans les règles les jours à exclure pour les profils à périodes mobiles afin d'aligner la méthode dynamique avec ce qui était déjà fait sur la méthode statique .

Gradients « dynamiques » 2020 pour le mécanisme de capacité

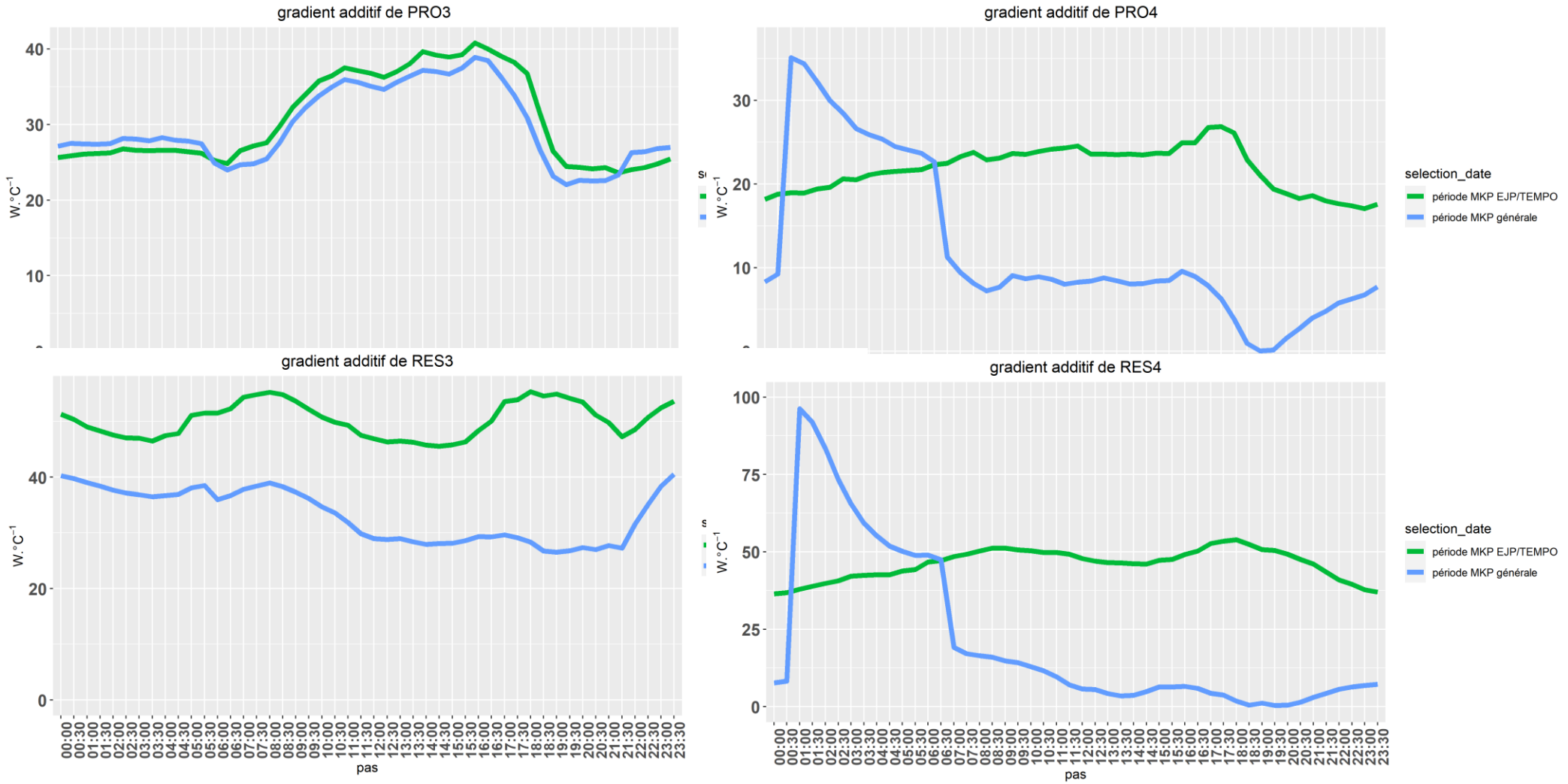
Le périmètre des journées prises en compte dans le calcul a un effet sur les résultats





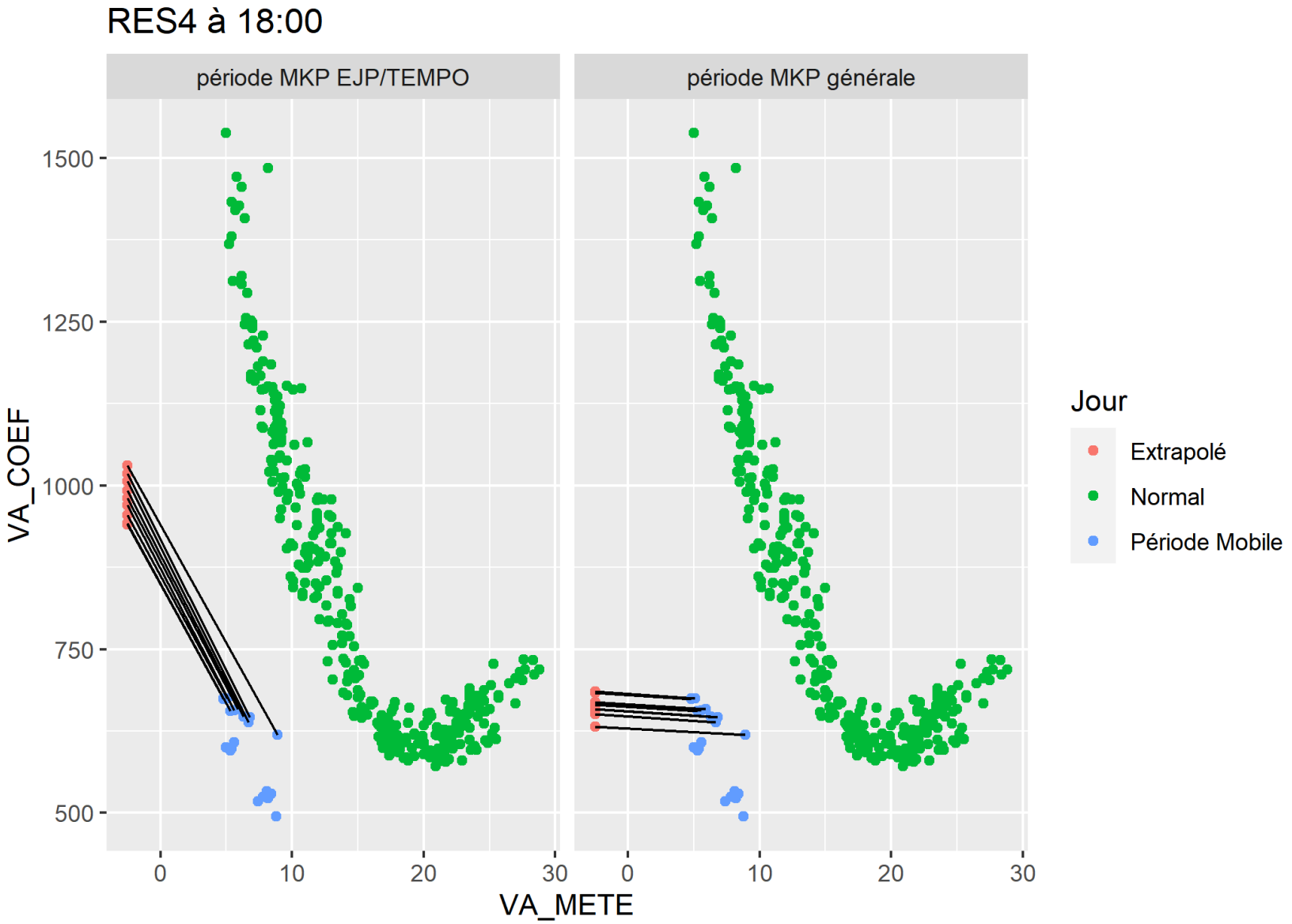
L'inclusion des jours de période mobile fait diminuer la valeur du gradient, sans lien avec une variation de température

Comparaisons gradients dynamiques officiels vs proposés



Le gradient proposé est toujours plus élevé que le gradient officiel, dans des proportions spécifiques à chaque profil.

Impact sur la Puissance de Référence des gradients dynamiques officiels vs proposés

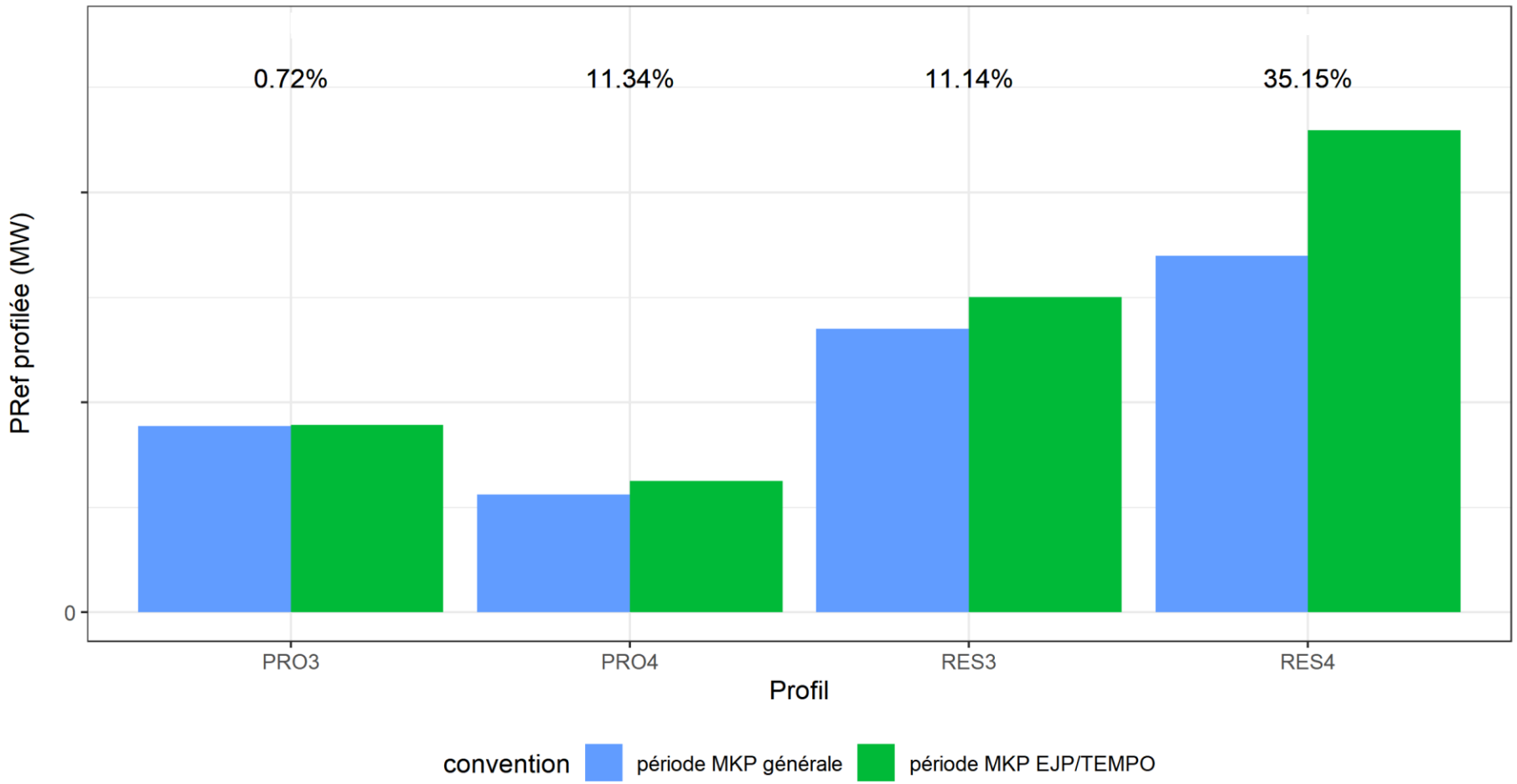


Les points rouges représentent les coefficients de profil (convertis en Watt) des jours PP1 extrapolés à température extrême pour le profil RES4 à 18:00.

Ils sont reliés aux coefficients de profils à température réalisée correspondants par un trait noir.

Cet exemple illustre un cas extrême sur l'écart généré par les deux méthodes.

Impact de la correction des gradients EJP/Tempo



Avec la méthode proposée, la Puissance de référence pour les profils à période mobile sur le périmètre Enedis est plus élevée de 18%.

Comme cette évolution représente une faible part de la Puissance de Référence maille Enedis (moins de 1%) à date, il n'apparait pas nécessaire d'adapter la méthode de calcul du CGP.

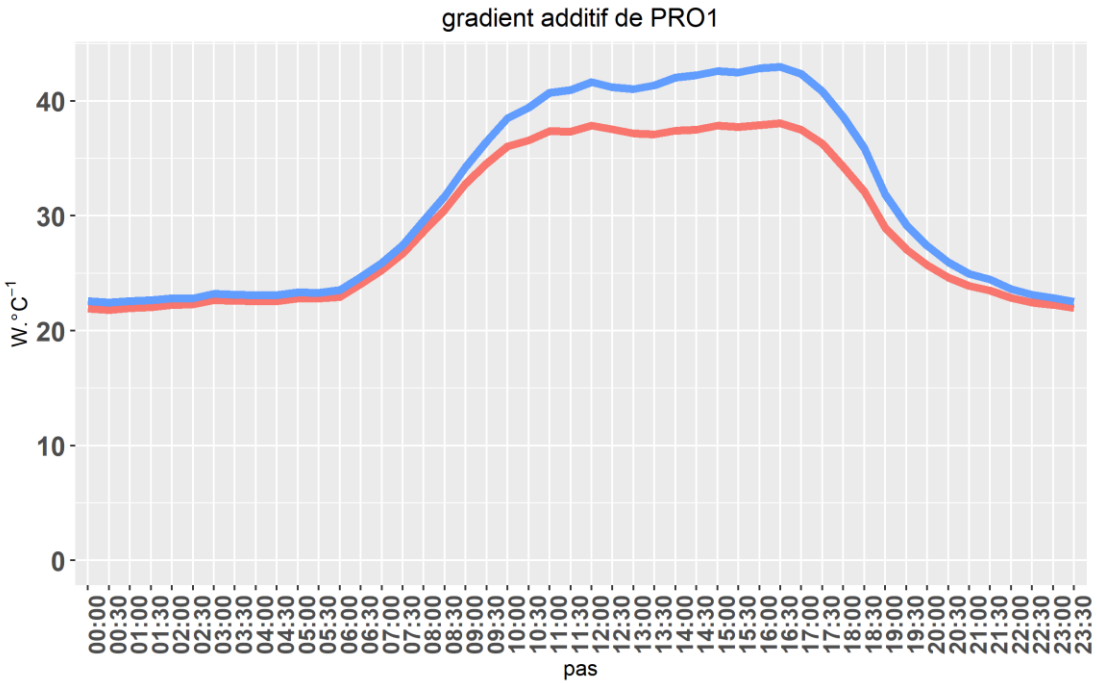
Rendre le calcul de gradient robuste aux situations exceptionnelles

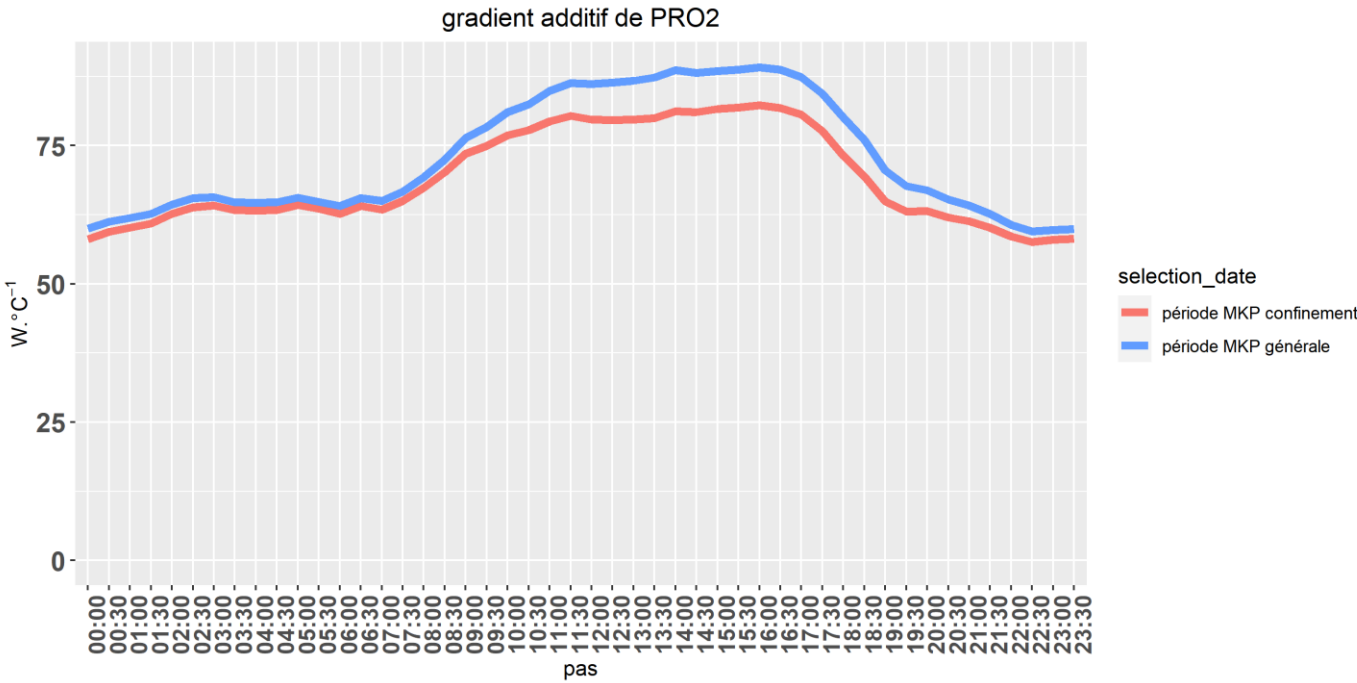
2020 - Impact du confinement

Prise en compte d'effets conjoncturels majeurs dans les calculs de gradient

- Constat
- La Pref des PRO est sur-estimée de 1,5% (+ de 100MW) à la maille Enedis à cause de la transition de la situation normale vers la situation de crise le 16 mars. La consommation des PRO a baissé sans lien avec la température.
- Les règles V3 ne permettent pas d'adapter les calculs de gradients à des phénomènes conjoncturels majeurs.
- Proposition (En cours de maturation)
- Donner la possibilité sur proposition d'Enedis d'adapter la liste des jours de référence à des situations particulières, dans des conditions à définir (GT Mecapa Adhoc)
- Ajouter à la publication de janvier, les jours supplémentaires à exclure pour les calculs de gradient par delta, appliqué de la même manière à toutes les catégories de site (gradient total profilé, profils dynamiques, sites télé-relevés, gradient des pertes, dispositions simplifiées)

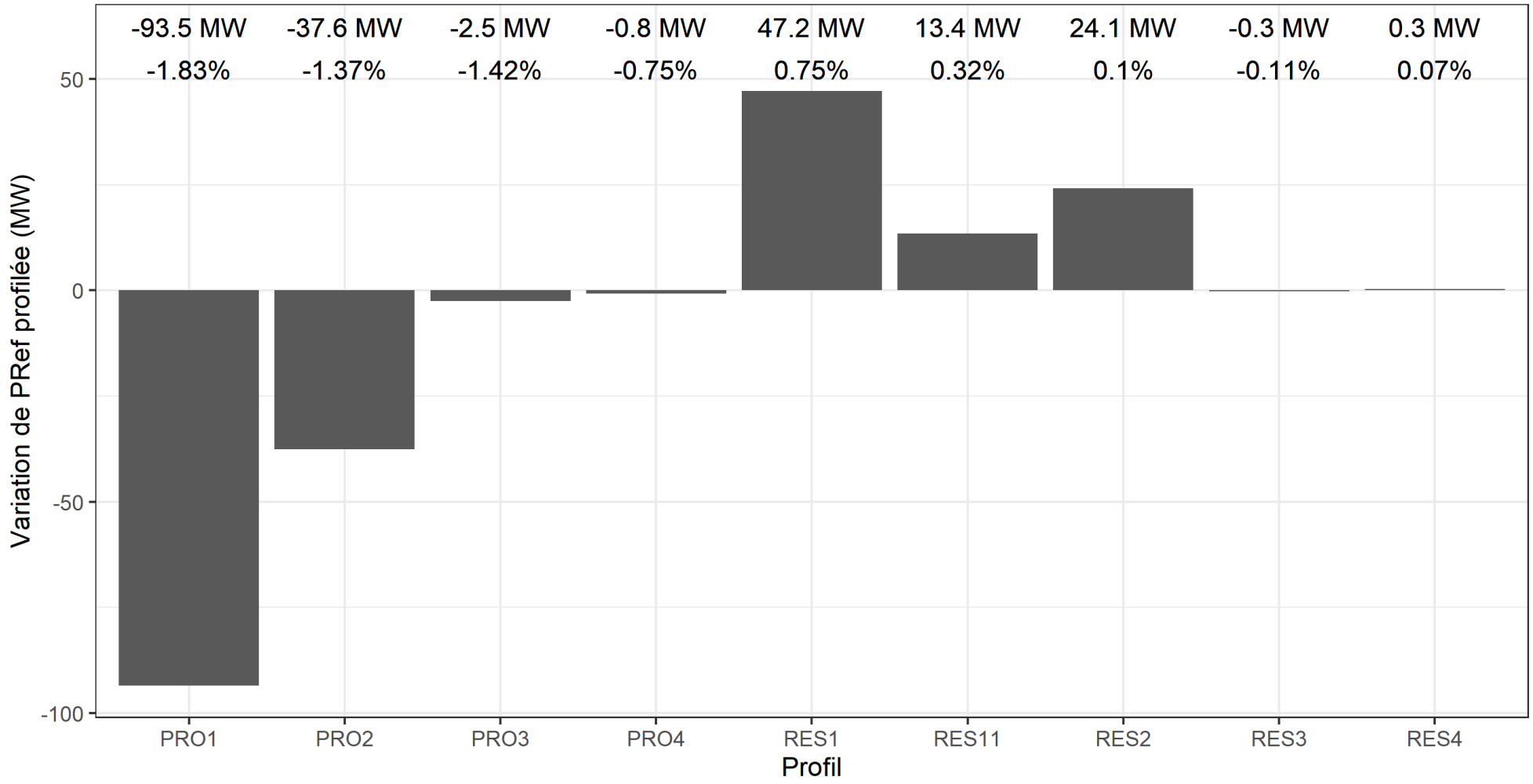
Impact de l'exclusion de la période de transition de confinement sur les gradients PRO1 et PRO2





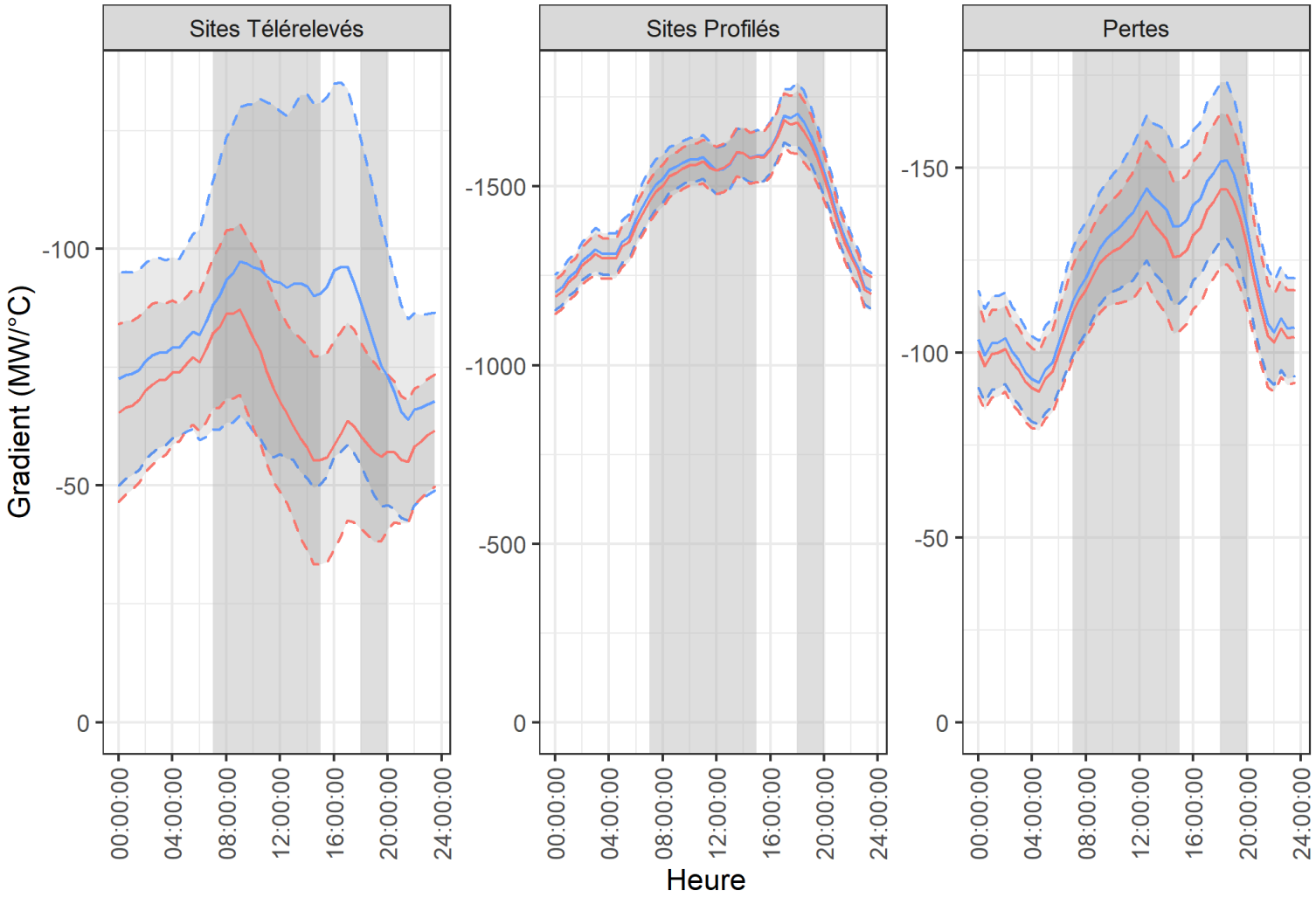
Le gradient proposé est plus faible de quelques pourcents pour les profils PRO.

Impact de la correction confinement sur les Puissances de Référence des sites en profilage dynamique à la maille Enedis



Variation de PRef de -134MW pour les PRO
Variation de PRef de 85MW pour les RES

Impact de la correction confinement sur le gradient total par catégorie de site (maille Enedis)



Hypothèse simplificatrice pour cette étude : tous les sites télérelevés sont considérés thermosensibles.

Heures PP1

convention

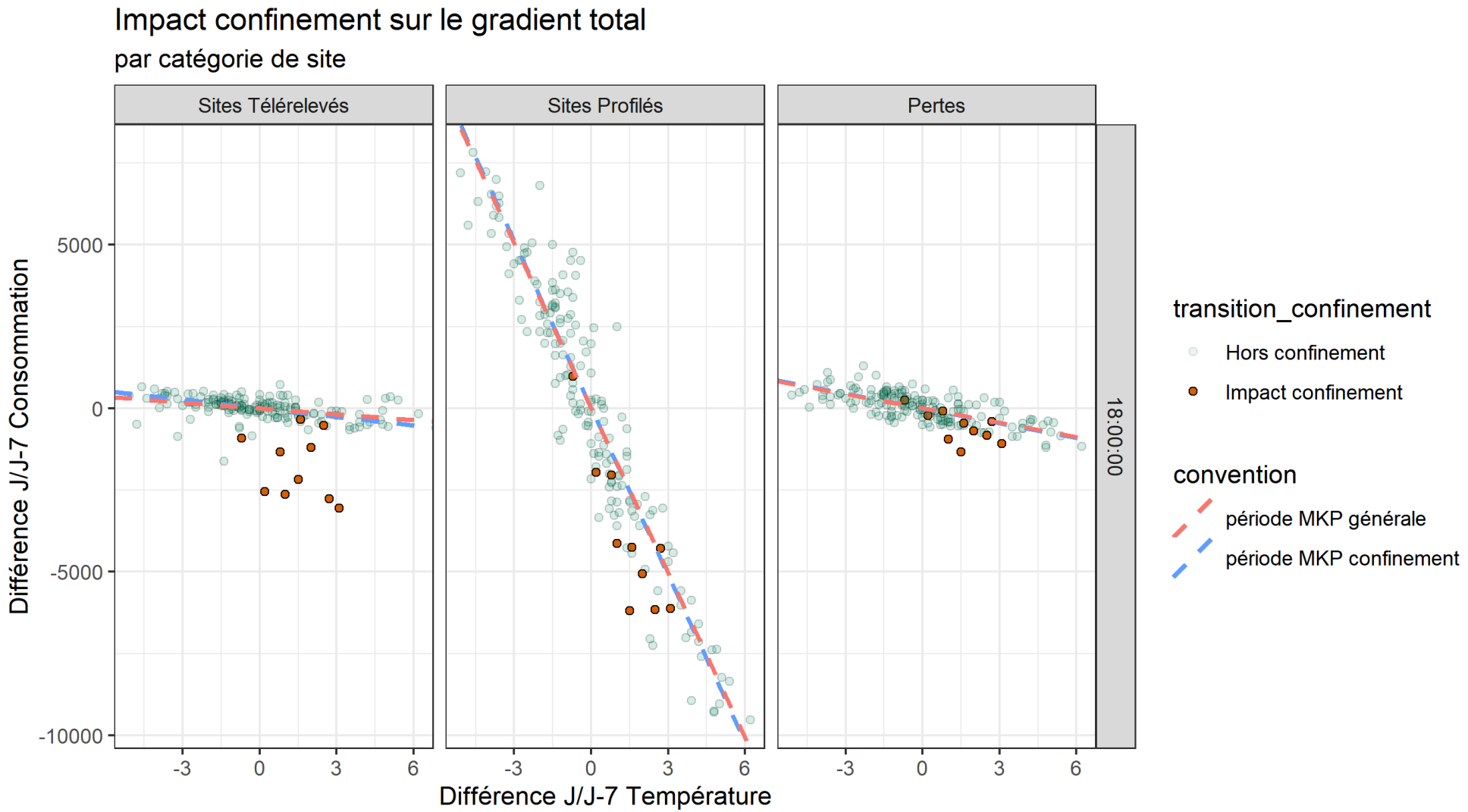
période MKP générale

période MKP confinement

Les pointillés représentent un intervalle de confiance à 95%

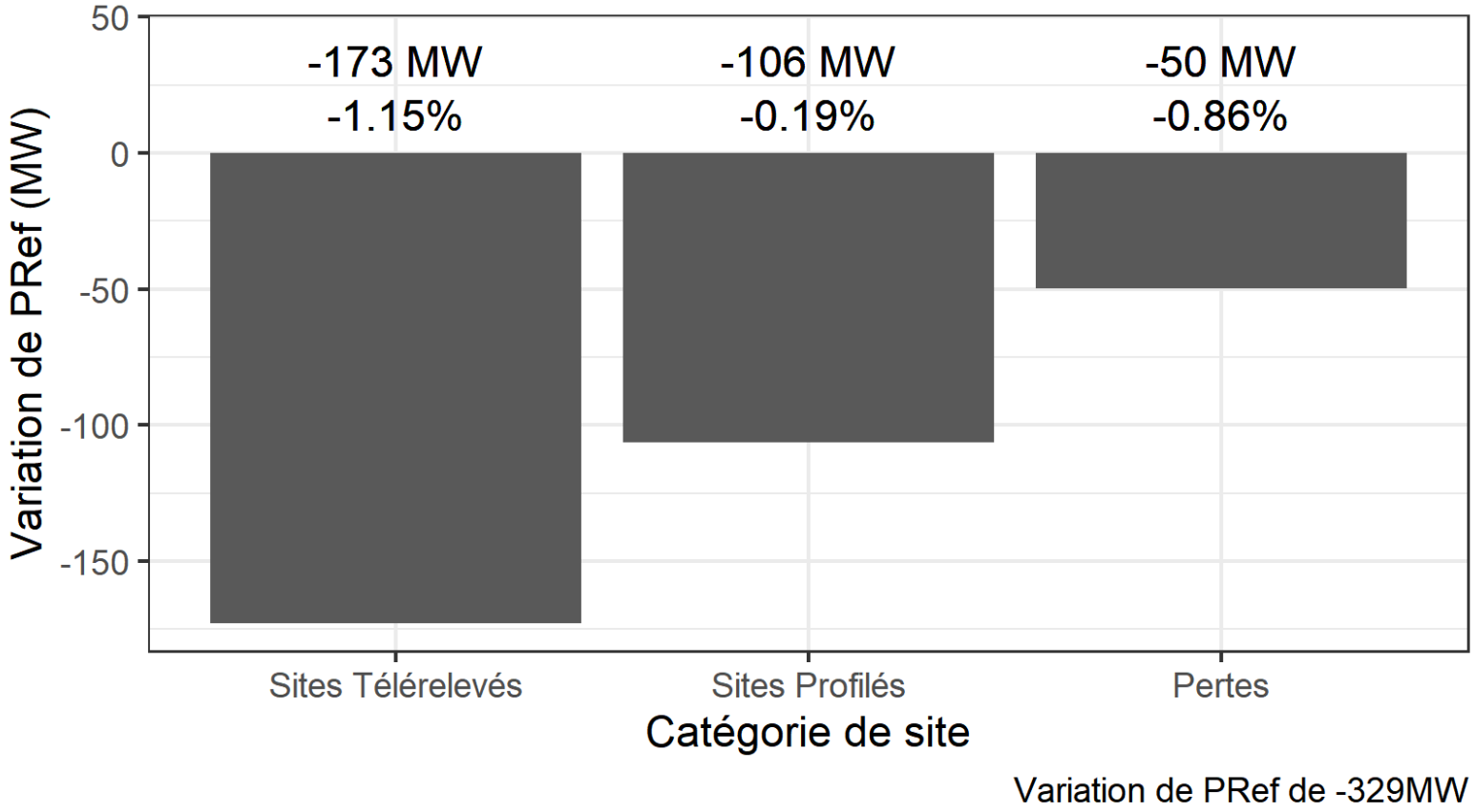
Le gradient avec exclusion de la période de transition au confinement est plus faible de quelques pourcents pour les sites profilés et les pertes. Il est sensiblement plus faible pour les sites télérelevés.

Impact de la correction confinement sur le gradient total (maille Enedis)



- Sur la période du 14 au 23 mars 2020, la forte diminution de consommation était corrélée à une augmentation des températures. Par conséquent, le gradient est plus élevé (en valeur absolue) de quelques pourcents.
- En excluant ces jours du calcul, la Puissance de Référence maille Enedis diminuerait

Impact de la correction confinement sur la Puissance de Référence Enedis (à partir du gradient total)



- Avec une prise en compte de l'effet confinement (baisse de consommation non liée à la température), la Puissance de Référence maille Enedis aurait été plus faible de 330 MW, c'est-à-dire 0,4% (avec hypothèse simplificatrice sur les sites télérelevés)
- De précédentes études suggèrent que l'impact sur les sites télérelevés thermosensibles est dans l'ordre de grandeur de la moitié de l'impact sur l'ensemble des télérelevés.

Concertation

1. Faire évoluer les règles de sélection des jours à prendre pour le calcul des gradients à travers deux dispositions :

a) **Pour le calcul des gradients dynamiques des profils à périodes mobiles** :

- Exclure des jours (calendaires) affectés ou précédant de 7 jours une activation de période mobile (à date RES3/4 et PRO3/4)

b) **Pour le calcul de l'ensemble des gradients MECAPA** :

- Introduire une liste de jours supplémentaires d'exclusion permettant de neutraliser l'effet des évènements exceptionnels, faussant l'évaluation des gradients.
- Cette liste serait définie par Enedis en concertation avec les acteurs en GT MECAPA, publiée sur le site Enedis

2. Echéances de mise en œuvre. Règles Mécapa V4 ?



5

Informations diverses

Informations sur AL 2020

- **CONCERNANT LA NOTIFICATION DU NCE ESTIMÉ, RTE A ENVOYÉ UNE DÉPÊCHE INDIQUANT :**

« Par ailleurs, RTE a notifié au 30 juin le résultat des calculs de niveau de capacité effectif (NCE) estimé de l'année de livraison 2020. Il apparait, à ce stade, qu'un volume de capacité significatif a été considéré comme non conforme et doit faire l'objet de nouveaux échanges à la demande des acteurs concernés. Compte tenu des prévisions d'obligation réalisées par RTE et des pré-estimations remontées par les acteurs, et comme déjà communiqué en juin et en septembre 2020, un déficit global de plus de 2 GW pour cette année de livraison est possible. »

- **CÔTÉ OBLIGATION, RTE RAPPELLE QU'IL EXISTE DES ÉCARTS MÉTHODOLOGIQUES ENTRE UNE ESTIMATION CENTRALISÉE ET DÉCENTRALISÉE NÉCESSITANT D'ATTENDRE…**

Comme montré dans le REX, un calcul centralisé (p.e. prévisions d'obligation) emporte des biais en comparaison du calcul décentralisé (p.e. l'obligation estimée) du fait (i) de la méthode utilisée (France vue comme un unique site thermosensible) et (ii) des données à disposition (consommation brute France).

- **… LA NOTIFICATION DE L'OBLIGATION ESTIMÉE QUI AURA LIEU AVANT LE 31/12/21.**

Prochaines étapes

- **POUR RAPPEL, LA CERTIFICATION DE L'AL 2025** (DONT LA DATE LIMITE THÉORIQUE EST LE 31/10/2021) **EST REPORTÉE EN COHÉRENCE AVEC LE CALENDRIER DE CONCERTATION DES RÈGLES V5**

- **GT DE SYNTHÈSE DU REX – JEUDI 29 JUILLET 13H30 – 15H**

- **A PARTIR DE LA RENTRÉE, 2 À 3 GT SERONT PRÉVUS :**

1. Poursuite et fin d'instruction des sujets priorisés lors du GT1
2. Paramétrage des AL 2023 et 2024
3. Synthèse des évolutions réglementaires apportées dans les règles V4