

Concertation des règles V4 du mécanisme de capacité – Retour à l'appel à contribution

1er Groupe de Travail le 01/06/2021

Appel à contribution sur le cadrage des règles V4

concerte.fr
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE

- Afin de commencer la concertation des règles V4 (phase 1), RTE a lancé l'appel à contributions sur le document de cadrage décrivant le périmètre de cette concertation du 09/04 au 07/05. Comme annoncé lors de la CAM du 27/11/2020, RTE propose des évolutions réglementaires faisant suite aux constats dressés dans les chapitres du REX MECAPA et s'inscrivant dans le cadre de la Décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016.
- Comme annoncé en CAM du 13/04/2021, RTE a invité à la question Q2.4 les parties prenantes à mener un exercice argumenté de priorisation de ces propositions d'évolutions réglementaires. Les sujets qui ne pourront pas être traités dans les règles V4 seront repris pour la concertation des règles V5.

➔ 16 réponses d'acteurs publiées sur le site Concerte + 1 réponse confidentielle.
➔ 2 fédérations de GRD/ELD, 3 associations d'acteurs, 3 AO purs, 4 RPC purs, 5 acteurs AO/RPC.

ADEEF	ALPIQ	AFIEG	CNR	EDF	ENERGY POOL	ENI	ENGIE	EQINOV
KEM ONE	IBERDROLA	THE MOBILITY HOUSE	TOTAL DIRECT ENERGIE	UFE	UNELEG	UNIDEN	VOLTALIS	



1

Evolutions « sans regret »

1.1 Révision des modalités d’application du tunnel de certification

Historique de l'introduction du tunnel de certification

Rappels de la *Décision de la Commission européenne du 08/11/2016 :*

(173) L'objectif de la décision de la DG COMP était de « réduire au minimum tout risque d'abus de pouvoir de marché ».

(174) « En particulier, elles s'engagent à contraindre les exploitants de capacité à certifier à l'avance avec précision l'ensemble de leurs capacités disponibles et ont limité leurs possibilités de certification à un tunnel fixé autour des valeurs de référence historiques (voir Figure 9). Tout écart par rapport à cette plage doit être justifié auprès de RTE et du régulateur. »

Figure 9: illustration du tunnel de certification



Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 8 :

- Le tunnel de certification est générateur de complexité opérationnelle pour les exploitants de capacité et les gestionnaires de réseau qui i) peut ralentir le traitement des demandes et l'attribution des garanties de capacité, et ii) paraît illégitime pour les plus petits acteurs, qui ne disposent pas en pratique de pouvoir de marché.
- Le tunnel de certification n'est pas de nature à remplir l'objectif ayant justifié leur mise en place car la largeur de la zone d'acceptabilité du tunnel appliquée à l'ensemble du parc français s'élève à 19 GW.

1.1	Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier l'application du tunnel de certification et améliorer l'efficacité des contrôles de la certification ? Quel est votre avis s'agissant des pistes de simplification évoquées dans le paragraphe précédent **(approche portefeuille, acceptation tacite, révision de la valeur de référence et de la plage d'acceptabilité)** ?

Retours à l'appel à contribution



Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,2	6	4	3	4

- Les acteurs partagent globalement l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier l'application du tunnel de certification. Les acteurs sont néanmoins sensibles à ne pas dénaturer le dispositif initialement mis en place et inscrit dans la Décision de la DG COMP.
- La principale préoccupation du tunnel de certification étant de garantir l'absence d'exercice du pouvoir de marché, les acteurs sont plutôt en faveur des acceptations tacites pour les plus petits exploitants de capacités.
- L'approche « portefeuille » parait également pertinente pour limiter le nombre de « sorties » du tunnel et pourrait notamment être déclinée par filière. En revanche, la révision des paramètres de calcul du tunnel ne semble pas appropriée car ne permet pas de contrôle lors de la certification initiale. Ces deux propositions induisent des évolutions conséquentes des SI des GR.

RTE propose d'instruire la faisabilité et l'opportunité d'une évolution du tunnel pour les règles V4.

- Considérant les retours, RTE propose de mener une analyse juridique pour valider la conformité avec le cadre imposé par la Décision de la Commission européenne des acceptations tacites pour les exploitants ayant un portefeuille en-dessous d'un certain seuil. Si cette dernière est positive, RTE abordera en concertation : i) la définition du seuil de portefeuille (comme fait pour les rééquilibrages payants en amont de l'année de livraison) et ii) la mise à jour du processus de certification.
- Un calcul du tunnel de certification à la maille portefeuille et/ou par filière induirait de fortes évolutions SI qui pourront être étudiées dans le cadre des règles V5.

1.2 Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l’obligation (CGP)

Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l'obligation (CGP)

Le chapitre 8 du REX MECAPA a montré que les nombreux échanges de données entre RTE et les GRD sont sources de complexité et de charge opérationnelle. En particulier, pour le calcul de l'obligation, les données sont échangées en 2 temps : d'abord pour le calcul du CGP concernant le profilé, puis pour le calcul des puissances de référence.

1.2 Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier la remontée de données dans le cadre du calcul du CGP ? Le seuil de 100 000 clients vous semble-t-il être un seuil pertinent pour distinguer les GRDs soumis à cette obligation de données ?



Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,0	2	5	2	8

Simplifier la remontée de donnée pour les petits GRD est perçue comme une bonne idée. Pour la robustesse du mécanisme, l'impact doit rester limité. Certains acteurs se sont exprimés sur d'autres propositions que le seuil des 100 000 clients (p.e : seuil d'1M clients, seuil sur consommation / gradient). A ce stade, pas d'autre donnée identifiée pour faire l'objet d'échanges allégés.

RTE propose d'instruire cette évolution pour les règles V4.

Afin d'être source de simplification, RTE propose de garder une approche sur un seuil en nombre de clients et présenter en concertation les impacts liés au choix d'un seuil de 100 000 clients ou 1M clients. RTE précise aussi que l'introduction d'un seuil pour la remontée des données sur le CGP ne permet a priori pas de réduire la temporalité du mécanisme.

1.3 Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrages

Rappels du contexte et des règles

Les règles du mécanisme de capacité ont introduit des frais connexes **(frais de certification tardive et frais de certification non-conforme),** s'appliquant lors des règlements financiers et visant à introduire des incitations économiques pour que :

i) les sites composant une capacité d'effacement soient, autant que possible, identifiés dès le 31 octobre AL-1,
ii) veiller que le périmètre EDC concorde avec le périmètre des EDA et EDE auquel l'EDC est liée.

<u>Pour rappel, les règles du mécanisme de capacité prévoient au §C.5.2 :</u>

- Frais de certification tardive pour les sites de production

Et des frais de certification non-conforme :

$$Frais_{SitesNoncertifiés} = \sum_{Sites\ soumis\ à\ l'application\ de\ frais} k_{AL} \times PREC_{AL} \times NCE_{eq,Site}$$

- Frais de certification tardive pour les sites d'effacement :

$$PrixUnitaire_{SitesNon-Certifés}\,(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande\ ) = PREC_{AL} \times K_{SitesNon-Certifiés,Demande}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande)$$

<u>L'expérience nous a montré que :</u>

- Lors des règlements financiers AL2017, le calcul de ces frais a été source de complexité tant pour RTE que pour les acteurs de marché. Les contrôles menés en 2020, après l'application de ces frais, suggèrent qu'ils n'ont pas été incitatifs pour réduire le nombre d'erreurs identifiées (le principal vecteur d'amélioration semble être l'accompagnement individualisé des acteurs, dans un contexte où les NCE sont abattus faute de correction).
- Lors de l'hiver AL2020-2021, l'émergence de capacités en cours d'AL a eu un intérêt pour la sécurité d'approvisionnement, quand bien même les capacités ont été identifiées après l'enchère de référence.

Retour à l'appel à contribution

1.3 Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour **supprimer ces frais connexes** s'appliquant lors des règlements financiers ?



Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,4	4	4	1	8

Les acteurs sont globalement en faveur de la disparition de ces frais. Ils partagent que les erreurs commises dans le cadre de leurs certifications proviennent d'une mauvaise compréhension des règles et qu'un accompagnement de RTE permet de les éviter, sans introduire de frais supplémentaires.
Cependant, certains acteurs s'inquiètent que la suppression des frais de certification tardive dégrade l'incitation à se certifier dans les délais réglementaires.

RTE propose d'instruire cette évolution pour les règles V4.

RTE propose donc de supprimer les passages faisant référence aux frais de certification non-conforme et de poursuivre l'effort de pédagogie pour contrôler les certifications en amont des calculs de Niveau de Capacité Effectif.
Concernant les frais de certification tardive, RTE propose d'apporter des éléments d'analyse complémentaires en concertation et souligne que les acteurs ont déjà une incitation forte à se certifier dans les délais :

- Valorisation des Garanties de Capacité sur le marché, notamment lors de l'enchère de décembre AL-1.
- Contrôles des Gestionnaires de Réseau sur la bonne certification des moyens de production existants prévus dans les règles à l'article 7.4.1, qui peuvent alerter la CRE le cas échéant.

1.4 Simplification des obligations contractuelles liées à la certification pour les plus petits exploitants de capacité

Chapitre 8 du REX – Complexité du mécanisme

Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 8 :

- Les analyses issues du retour d'expérience (partie 8.2) ont mis en évidence qu'une partie importante de la complexité se concentre sur le volet « exploitants de capacité » et en particulier sur le processus de certification et les obligations contractuelles afférentes (e.g. collecte des liaisons, de la disponibilité, des contraintes de stock …). Les obligations contractuelles sont notamment perçues comme lourdes car elles s'appliquent pour la majorité indépendamment de la taille de l'entité et/ou du portefeuille concerné.
- Par ailleurs, certains paramètres participant à ajouter une couche de complexité dans le cadre de la certification, ont eu un impact limité sur le fonctionnement du mécanisme en regard de la complexité associée. C'est notamment le cas de l'application des contraintes de stocks qui concernent environ un tiers des EDC certifiées en méthode basée sur le réalisé chaque année mais qui se traduisent in fine par un abattement du NCE France très limité de l'ordre de 500 MW (environ 0,5% du NCE France).

Appel à contribution – Question 1.4

Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à simplifier des obligations contractuelles issues du processus de certification ? Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées **(Une certification plus normative pour les plus petites entités, suppression des coefficients de contrainte de stock)** ? Concernant la certification plus normative pour les plus petites entités, partagez-vous que cette mesure supposera d'adapter pour ces moyens de production la formule de calcul du NCC normatif ainsi que du TDE, actuellement inscrit dans les règles ?

Retour à l'appel à contribution

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,0	2	6	3	6

Les acteurs ne sont globalement pas opposés à une simplification de la certification.

- **Concernant la suppression des contraintes de stock**, plusieurs acteurs n'y sont pas favorables, notamment car une approche par filière ou au niveau de l'ensemble des acteurs ne renverrait pas des incitations vertueuses. Les acteurs estiment d'ailleurs qu'ils ont maintenant eu le temps d'implémenter cette collecte.
- **Concernant la certification normative**, si elle est retenue, les acteurs demandent à ce qu'elle soit facultative. Il est aussi souligné que cette mesure impliquerait un travail conséquent pour les GR ainsi que pour les acteurs pour la recertification des capacités déjà certifiées, l'assimilation des nouvelles règles et le développement des outils SI adaptés, ce qui remet en question son application pour 2 années de livraison.

Dans tous les cas, les acteurs sont défavorables à l'idée de reporter l'ouverture des AL2023 et AL2024 à cause de la mise en place de cette proposition.

Au vu des coûts-bénéfices, RTE propose de reporter l'instruction de cette proposition aux règles V5.

- **La suppression des contraintes de stock** pourrait se faire avec le SI actuel mais cette mesure s'appliquerait à l'ensemble des EDC certifiées avec contraintes de stock et impliquerait donc la recertification d'environ 180 EDC/AL, ce qui représenterait une forte charge opérationnelle, sans que les acteurs n'y soient complètement favorables.
- **La certification normative** pourrait être rendue facultative, mais cela demanderait de fortes adaptations des règles et du SI, sans que cette mesure n'apparaisse comme une priorité pour l'ensemble des acteurs.

1.5 Evolution de la répartition des signaux du mécanisme en cours d'année de livraison

Historique de définition des signaux PP1/PP2

Pour la définition de la période PP1, le *rapport d'accompagnement sur les règles de 2014* rappelle les 2 objectifs suivants :

- constituer la meilleure métrique permettant de traduire, dans la puissance de référence, la contribution au risque de défaillance d'un consommateur,
- inciter l'activation d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation.

Ainsi, RTE avait effectué une étude approfondie pour dimensionner le nombre d'heures PP1 dans le même rapport de 2014. Dans la *Décision de la Commission européenne du 08/11/2016*, les principaux résultats sont repris : « afin de capter les heures de plus forte consommation tout en étant capable de révéler la participation des consommateurs effaçables à la réduction du risque de défaillance, les autorités françaises ont choisi de retenir une volumétrie de 100 à 150 heures pour la période PP1. » (considérant 112).

Pour la définition de la période PP2, il a été remonté dans la *Décision de la DG COMP* quelques principes clés :

- (232) En accord avec la France, la Commission estime en particulier qu'il est cohérent que le nombre de jours sur lesquels porte l'obligation d'un effacement implicite (jours PP1) soit inférieur au nombre de jours durant lesquels un opérateur d'effacement explicite doit être disponible (jours PP2), la contrepartie exigée d'un effacement implicite étant plus forte (activation versus disponibilité).
- (113) Mais PP2 ne devrait pas non plus être trop longue pour ne pas désavantager indûment certaines filières, et notamment les effacements.
- (114) A l'intérieur de cet intervalle de 100 à 300 heures, les autorités françaises ont retenu le chiffre de 250 heures.

Historique de définition des signaux PP1/PP2

La Décision de la Commission européenne du 08/11/2016 affichait également :
(236) Pour ces raisons, la Commission estime que la France a trouvé un juste équilibre entre les différentes obligations des capacités d'effacement sans pour autant limiter leur participation au mécanisme. La Commission prend note de la proposition de la France d'évaluer dans le futur le ratio PP1/PP2, et de le revoir si cela s'avérait nécessaire.

Dans les règles du mécanisme de capacité, les contraintes s'appliquant sur le tirage des signaux PP1/PP2 sont précisées :

- Les heures retenues sont les heures des plages [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[.
- Les jours concernés sont les jours ouvrés des mois de janvier, février, mars, novembre et décembre, à l'exclusion des vacances scolaires de Noël.
- Le nombre de jours PP1 est compris entre 10 et 15. Ils sont signalés en J-1 à 9h30.
- Le nombre de jours PP2 est compris entre 10 et 25. Ils sont signalés au plus tard en J-1 à 19h.
- Tous les jours PP1 sont également PP2.
- La somme des jours PP2 du mois de novembre et du mois de mars est inférieure ou égale à 25% du nombre total de jours PP2 pour une AL donnée. Cette contrainte s'applique également indirectement sur le tirage des jours PP1.

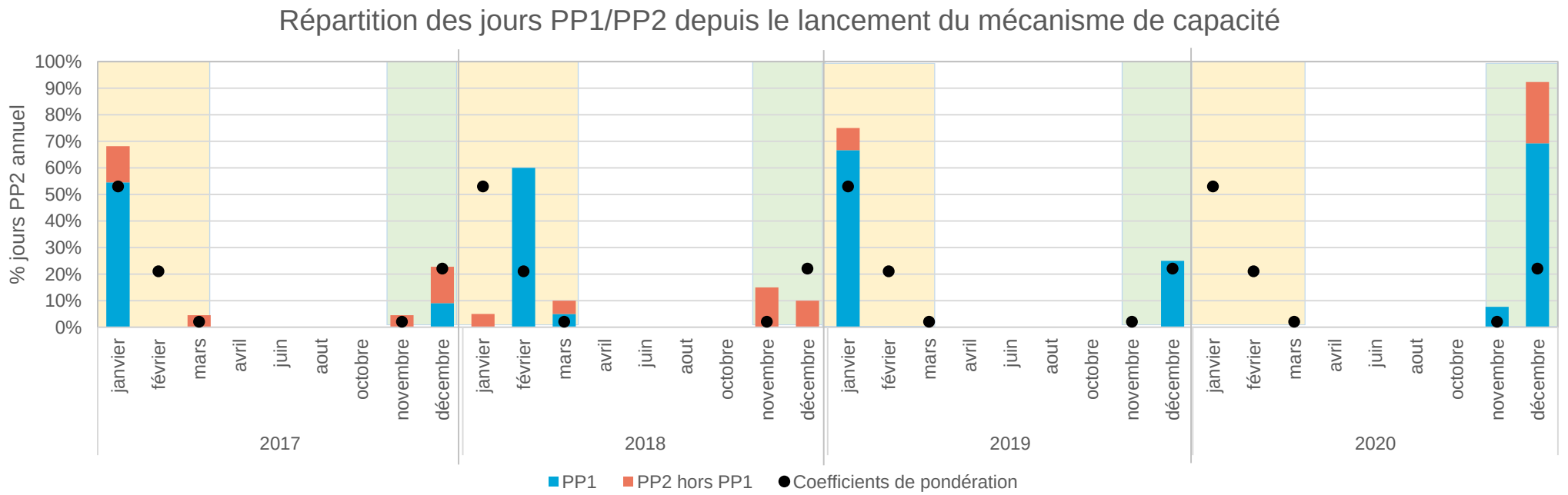
A noter sur les AL 2017 à 2020 :

- Les nombres maximum de jours PP1 et PP2 n'ont jamais été atteints.
- La contrainte des 25% n'a jamais amené à bloquer ou forcer le tirage d'un jour PP2.

Chapitre 6 du REX - Signaux PP1/PP2

Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 6 :

- Les contraintes de placement des signaux PP1/PP2 décrites dans les règles peuvent amener à des tirages réalisés très différents entre les années de livraison, qui peuvent donc s'éloigner fortement de la répartition théorique basée sur les coefficients de pondération de l'article B.4.2, et ainsi générer de fortes incertitudes chez les acteurs sur :
  - La certification des actifs de production et d'effacement par les RPC : certification initiale, le coût des rééquilibrages, le niveau de NCC évolué, le calcul du Niveau de Capacité Effectif.
  - L'estimation de l'obligation par les Acteurs Obligés.



Chapitre 6 du REX - Signaux PP1/PP2

Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 6 :

- Les hypothèses considérées lors de la Décision de la Commission européenne d'avoir plus de jours PP2 que de jours PP1 pour permettre aux deux types d'effacement de participer au mécanisme sur un pied d'égalité ne sont finalement pas avérées. En effet :
  - Les activations effectives des effacements représentent moins de 5 % de la disponibilité valorisée pour la filière des effacements explicites. En dehors des tests d'activation, rien n'oblige les effacements explicites à s'activer en-dessous de leurs coûts.
  - Par conséquent, tirer plus de jours PP2 non-PP1 ne se traduirait pas nécessairement par une augmentation des activations des effacements explicites qui s'activent uniquement dès que les prix de l'énergie excèdent leur coût marginal d'activation. Or plus le nombre de jours de pointe est important, plus le prix énergie sur les plages horaires PP2 est faible.

  ➔ Ainsi il n'est pas possible de viser une équivalence entre effacements implicites et explicites. Le même constat se fait pour les moyens de production car les moyens les moins chers, « de base » s'activent souvent, alors que les moyens les plus chers, « de pointe » ne s'activent que si les prix de l'énergie dépassent leur coût marginal.

- La distinction PP1 vs PP2 est complexe :
  - Les périodes de contrôles des Acteurs Obligés et des exploitants sont distinctes,
  - Les heures de notification entre les jours PP1 et les jours PP2 non-PP1 sont distinctes ; de plus, l'heure de notification pour les jours PP2 non-PP1 est tardive.
  - Les contraintes sur le placement des jours PP2 s'appliquent indirectement sur les jours PP1.

Retours à l'appel à contribution

Appel à contribution – Question 1.5

Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour simplifier les signaux du mécanisme de capacité ? Partagez-vous les incertitudes entraînées par la répartition des signaux, et notamment sur la variabilité du niveau d'obligation des Acteurs Obligés ? Avez-vous des éléments permettant de chiffrer l'incertitude liée au tirage des jours PP au cours de l'année de livraison ? (p.e : sur le niveau d'obligation, les volumes liés aux changements de portefeuille en cours d'AL) Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (**meilleure répartition des jours PP au cours de l'année, faire correspondre les jours PP1 et PP2, critère de sélection des jours PP1/PP2**) ?



Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,7	13	2	0	2

- Les acteurs partagent qu'il est essentiel d'avoir de la visibilité sur le tirage des jours PP1/PP2 pour réduire le niveau d'incertitudes. Un nombre minimum de jours à tirer sur T1 (janvier, février, mars) et sur T4 (novembre, décembre) fait consensus. En particulier, dans les choix qui seront faits, certains Acteurs obligés ont alerté sur les obligations contractuelles déjà prises envers leurs clients pour les AL 2023 et 2024 si les signaux PP1 devaient être modifiés.
- Une simplification des signaux faisant correspondre PP1 et PP2 semble appréciée mais fait émerger des questions notamment sur le critère, les modalités de tirage, le nombre de jours, qui devront être instruites en concertation.
- Un nombre de jours PP1 limité (entre 10 et 15) est un élément primordial pour les Acteurs Obligés, qui souhaitent qu'il ne soit pas revu à la hausse.

Retours à l'appel à contribution

- En particulier, les acteurs remontent les points suivants :
  - Les acteurs sont plutôt partagés entre l'utilisation d'un critère unique basé sur la consommation ou la consommation résiduelle, ou l'utilisation d'un critère hybride consommation + tension.
  - La plage horaire des jours PP pourrait être réduite pour favoriser le développement des effacements implicites.
  - L'algorithme de tirage des jours PP2 pourrait être rendu public et l'heure de notification pourrait être avancée.
  - Le nombre de jours PP1/PP2 pourrait être rendu fixe et connu à l'avance.
  - Aussi, les avis sont partagés entre avoir le même nombre de jours PP1 et PP2, ou revoir le ratio PP2/PP1.

RTE a bien noté l'importance du sujet et propose d'instruire de possibles évolutions des signaux pour les règles V4 – RTE propose de l'instruire dès le GT2.

- Sur le GT2, RTE prévoit de présenter différents scénarios de répartition des jours PP1/PP2 sur l'année de livraison : par mois, par période (janvier/février - mars/novembre - décembre), par trimestre, ainsi que des variantes permettant une libre répartition pour une partie des jours, en faisant apparaitre :
  - La réduction de variabilité apportée pour les Acteurs Obligés, et exploitants.
  - La pertinence pour le système, via l'étude d'indicateurs comme : tension, valorisation des effacements implicites et part extrapolée de la puissance de référence.

- RTE propose également 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 d'instruire aussi la possibilité de trouver un compromis permettant de converger vers un signal PP*.

1.6 Amélioration de la cohérence entre la vision des marges vues de MECAPA et du BP

Chapitre 4 du REX – Ecarts BP/MECAPA

Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 4 :

Le retour d'expérience a rappelé que depuis le lancement du mécanisme de capacité, plusieurs parties prenantes ont interrogé RTE sur les écarts entre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement publié dans les Bilans prévisionnel et les études de passage de l'hiver, et l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité.
En particulier, il a été souligné que le biais sur l'équilibre du mécanisme de capacité a pu être significatif durant les premières années de livraison notamment parce que le paramétrage du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2017 et 2018 a été réalisé à partir de l'édition 2014 du Bilan Prévisionnel.
Un tel écart est susceptible de questionner la bonne adaptation du mécanisme de capacité à l'objectif de sécurité d'approvisionnement visé. En effet, un tel écart pourrait par exemple conduire à ce que des capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement ne trouvent pas de débouchés pour la vente de leurs certificats.

Avec le fonctionnement actuel du mécanisme, le choix a été fait de fixer les paramètres concernant une année de livraison lors de l'ouverture des échanges sur cette année de livraison et de maintenir ces paramètres figés, quelles que soient les évolutions du système électrique qui pourraient requestionner la justesse technique de ces paramètres. Ce choix permet d'apporter de la visibilité aux acteurs du mécanisme (acteurs obligés et exploitants de capacité), et d'éviter aux acteurs un risque sur l'équilibrage de leur portefeuille qui serait dû aux incertitudes sur les paramètres.

1.6	Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à **améliorer la cohérence entre le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité** ? Selon vous, quelles révisions des hypothèses du Bilan prévisionnel nécessiteraient une mise à jour de certains paramètres du mécanisme ? Quels paramètres pourraient être ajustés jusqu'à AL-1 et selon quelle fréquence ?

Retours à l'appel à contribution

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
1,6	1	6	5	5

- Les acteurs partagent qu'il est important pour le mécanisme de capacité de refléter les bonnes indications sur la sécurité d'approvisionnement et d'assurer la cohérence avec le bilan prévisionnel.
- En revanche, les acteurs obligés ne semblent pas favorables à une mise à jour après l'ouverture des échanges du coefficient de sécurité car cela ajouterait des incertitudes et impacterait les obligations contractuelles prises auprès des clients en amont. Ils seraient néanmoins ouverts à revoir ce processus dans le cadre des règles V5.
- La révision des paramètres sur le côté offre est présentée plus abordable, il s'agirait notamment des paramètres de certification et des contributions XB qui pourraient être mises à jour, en prévoyant un délai suffisant avant l'enchère de décembre AL-1.

Au vu de l'importance du sujet, RTE, la CRE et la DGEC proposent d'instruire les mesures possibles pour les règles V4.

- RTE rappelle que, dans le cadre des règles actuelles, le paramétrage des AL 2023 et 2024 sera mis à jour avant l'ouverture des échanges (prévue fin 2021).
- Dans le cadre des règles V4, RTE propose :
  - d'étudier la piste de la mise à jour des contributions XB après l'ouverture des échanges.
  - de demander aux acteurs de chiffrer l'impact sur la stratégie de couverture d'une mise à jour du coefficient de sécurité.
  - ces mesures pourraient s'appliquer fin 2022 pour les AL 2023 et 2024, et fin 2023 pour l'AL 2024.
- RTE propose également de clarifier les éléments publiés sur le Portail Services afin d'améliorer la lisibilité du mécanisme, notamment sur la lecture des marges de capacité. En particulier, RTE proposera lors du prochain GT une note expliquant comment calculer les marges du point de vue MECAPA.

1.7 Mise en œuvre des limites d’émission CO2

Rappel des textes réglementaires

Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité :

"Capacity mechanisms shall incorporate the following requirements regarding CO2 emission limits:

(a) ***from 4 July 2019 at the latest****, generation capacity that started commercial production on or after that date and that emits more than 550 g of CO2 of fossil fuel origin per kWh of electricity shall not be committed or to receive payments or commitments for future payments under a capacity mechanism;*
*(b****) from 1 July 2025 at the latest,*** *generation capacity that started commercial production before 4 July 2019 and that emits more than 550 g of CO2 of fossil fuel origin per kWh of electricity and more than 350 kg CO2 of fossil fuel origin on average per year per installed kWe shall not be committed or receive payments or commitments for future payments under a capacity mechanism.*

The emission limit of 550 g CO2 of fossil fuel origin per kWh of electricity *and* ***the limit of 350 kg CO2 of fossil fuel origin on average per year per installed kWe*** *referred to in points (a) and (b) of the first subparagraph shall be calculated on the basis of the design efficiency of the generation unit meaning the net efficiency at nominal capacity under the relevant standards provided for by the International Organization for Standardization.*

By 5 January 2020, ACER shall publish an opinion providing technical guidance related to the calculation of the values referred in the first subparagraph."

Appel à contribution – Question 1.7

Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement les nouvelles obligations introduites par le règlement européen ? Selon vous, la proposition détaillée ci-dessus permet-elle de répondre aux exigences du règlement européen tout en limitant la complexité introduite par cette nouvelle disposition ?

Retours à l'appel à contribution

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,2	4	6	1	6

Les acteurs partagent la nécessité d'une telle évolution réglementaire. Le processus proposé permet d'y répondre en évitant d'ajouter une lourdeur opérationnelle dans le traitement des certifications.
Certains acteurs souhaiteraient avoir de la visibilité sur l'impact de cette mesure sur la valorisation des moyens de production.

Les limites d'émission de CO2 devront être déclinées dans les règles V4.

RTE présentera sur un prochain GT des propositions pour les modalités de calcul des émissions CO2, à la fois sur le facteur d'émission et sur le niveau d'émission annuel, qui seront définies par décret.
RTE présentera également les adaptations du processus de certification, avec la proposition d'ajouter une déclaration sur l'honneur dans le contrat de certification ainsi que des modalités de contrôle et de pénalisation le cas échéant.
RTE clarifiera aussi les impacts sur les demandes de certification, en distinguant les cas des capacités déjà en service (application à partir du 01/07/2025) et des nouvelles capacités (application à partir du 04/07/2019).

1.8 Transposition des modalités d’un « phase out » dans le cadre réglementaire

Rappel des textes réglementaires

Le règlement européen du 5 juin 2019 sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité prévoit que l'initiation d'un nouvel exercice du mécanisme de capacité soit justifiée au préalable par un besoin pour la sécurité d'approvisionnement.

L'ordonnance n°2021-237 du 3 mars 2021 décline cette directive à l'article L.335-2 du Code de l'Energie mais ne définit pas la notion de « difficulté d'adéquation des ressources » :

*« **Lorsque ni le bilan prévisionnel pluriannuel, ni les études d'adéquations européennes** mentionnées à l'article 23 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité **n'identifient de difficultés d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité**, pour des années pour lesquelles il n'a pas encore été procédé à la certification des capacités de production ou d'effacement, **le ministre chargé de l'énergie suspend par arrêté l'application du mécanisme d'obligation de capacité** pour ces mêmes années aussi longtemps qu'aucune difficulté d'adéquation n'est identifiée.*
***Pour les années 2023 et 2024**, pour lesquelles il a déjà été procédé à la certification de certaines capacités, le ministre chargé de l'énergie suspend par arrêté l'application du mécanisme d'obligation de capacité pour l'une ou l'autre de ces années lorsque, dans les conditions précisées à l'alinéa précédent, il n'a pas été identifié, avant le 31 décembre de l'année qui précède, de difficulté d'adéquation des ressources pour l'année considérée.»*

1.8 Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour **décliner règlementairement le « phase out » prévu par le règlement européen** sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ? Selon vous, **comment définir une « difficulté d'adéquation des ressources »** comme condition nécessaire pour l'ouverture d'un exercice dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Retours à l'appel à contribution

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
1,8	2	7	3	5

Les acteurs partagent la nécessité de réfléchir aux modalités de « phase out », afin de donner de la visibilité sur le maintien, la suspension ou l'extinction du mécanisme de capacité. Un délai d'information sera notamment à préciser.
Une justification dans le cadre du Bilan Prévisionnel comme pour l'ouverture des AL 2023 et 2024 serait à poursuivre.
En revanche, les acteurs remontent le risque d'un effet « stop and go » qui impacterait les decisions d'investissement. Pour certains acteurs, l'adéquation devrait être définie sur des périodes pluriannuelles, sans qu'il y ait la possibilité d'avoir un trou d'un an au milieu d'une telle période.

RTE propose de réfléchir aux modalités de mise en œuvre du phase out à l'occasion des règles V4.

Au vu du besoin de visibilité, et même si cette mesure ne sera mise en place qu'à partir de l'AL 2025, RTE propose de discuter dès à présent les grandes lignes du cadre réglementaire : i) méthodologie pour définir les difficultés d'adéquation, ii) adhérence avec les études européennes ERAA, et iii) processus entrainant l'ouverture/la suspension d'une année de livraison.
Cela pourra également soulever des questions sur les impacts sur les autres mécanismes en cas de suspension.



2

Evolutions à instruire

2.1 Amélioration de l'observabilité des capacités valorisées et de la prise en compte de la fiabilité

Contextualisation de la problématique

Dans la *Décision de la Commission européenne du 08/11/2016 :*
(116) Par ailleurs, les autorités françaises rappellent que le mécanisme de capacité prévoit un contrôle de la disponibilité des capacités (en l'absence d'activation spontanée), qui permet bien de garantir qu'il n'y a pas d'effet d'aubaine entre un engagement de disponibilité et un engagement d'activation.

Ceci a été décliné dans *les règles du mécanisme de capacité* de la façon suivante :
(§ 7.9.4.1) A l'issue de la Période de Livraison, toutes les Puissances Activables des EDC auront été activées au moins une fois par le dispositif de contrôle par test d'activation, ou par un autre dispositif.

Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 7 :
- Le §7.1 montre que 2,5 à 3,5 GW de capacités valorisées sur au moins un pas demi-horaire n'ont pas été observés sur les plages horaires PP2.
- Le §7.1 montre également que les modalités en vigueur pour valoriser la disponibilité reflètent mal le niveau de fiabilité, en particulier pour les capacités de pointe, ce qui conduit à surestimer le NCE de près d'1 GW.

2.1

RTE propose d'aménager la formule de calcul du NCE **pour i) ne plus valoriser la disponibilité au-delà de ce qui a pu être observé au moins une fois sur l'année de livraison et ii) mieux refléter la fiabilité des capacités lorsque celles-ci sont activées.**
Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant du contrôle de disponibilité sont-elles pertinentes ?

Retours à l'appel à contribution

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
2,1	5	3	2	7

Les acteurs sont d'accord sur l'importance des modalités de contrôle des capacités pour assurer la fiabilité et la confiance des acteurs dans le dispositif notamment dans un contexte de ré-interrogation du mécanisme de capacité par la Commission européenne.
En revanche, les avis sont partagés sur les remèdes : si certains acteurs jugent les propositions pertinentes, d'autres acteurs pensent plutôt que l'effort des tests devrait être poursuivi par RTE et les GRD afin de s'assurer de l'existence de toutes les capacités. Quelques réponses remontent le besoin de plus de visibilité sur les impacts qu'aurait une modification du calcul du NCE et soulignent également l'importance d'aligner l'impact d'une activation ratée sur le calcul du NCE qu'il s'agisse d'une activation naturelle ou d'un test d'activation.

Etant donné l'importance du sujet, RTE propose de poursuivre l'instruction dans le cadre des règles V4 dès le GT2.

- RTE propose d'expliciter en concertation les contraintes techniques qui pèsent sur l'utilisation des tests d'activation pour assurer l'observabilité des capacités, ainsi que l'impact de la proposition présentée sur le calcul du NCE.
- RTE propose également d'ouvrir les réflexions sur la question de la meilleure prise en compte de la fiabilité en laissant la possibilité aux acteurs de proposer des solutions lors du prochain GT. Par exemple, dans le cadre du REX, RTE a calculé un coefficient de fiabilité reflétant i) le rapport entre le niveau moyen d'activation lorsque la capacité est sollicitée et le niveau moyen des sollicitations et ii) la probabilité que l'ordre d'activation soit accepté sur le mécanisme d'ajustement.
- RTE considère que l'instruction de ces 2 sujets sera aussi l'opportunité de revoir éventuellement la prise en compte des résultats des tests d'activation dans le calcul du NCE.

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

Rappels des analyses du REX

Ce qui ressort des analyses du REX et des retours à la consultation du chapitre 6 :

- 5 GW ne sont pas couverts avant le début de l'année de livraison. Ces 5 GW d'obligations sont, pour la majorité, couverts au cours de l'année suivant l'année de livraison (AL+1).

Problématiques :

- Le cadre théorique du mécanisme de capacité devrait prévoir que l'ensemble des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement perçoivent une rémunération avant le début de l'année de livraison de risque qu'elles ferment autrement.
- Les modalités actuelles de couverture de l'obligation ne permettent pas de répondre aux enjeux de compréhension sur la formation du prix de la capacité, notamment lors de l'enchère de décembre AL-1.

Appel à contribution – Question 2.2.1

Selon vous, les pistes de réflexions identifiées sont-elles pertinentes pour assurer la couverture de la capacité nécessaire pour le système électrique avant le début de l'année de livraison ?

➔ instaurer une **date limite pour les échanges entre les exploitants de capacité et les acteurs obligés au 31/12/AL-1**, laissant ensuite la possibilité de faire des échanges entre AO en cas de transfert de portefeuille.

➔ **figer le niveau d'obligation à la maille France avant le début d'année de livraison de façon à s'assurer que ce niveau global préétabli soit couvert ex ante.**

Retours à l'appel à contribution

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
1,2	0	0	7	10

Les acteurs identifient une potentielle incompatibilité des mesures proposées avec l'architecture décentralisée du mécanisme de capacité et une majorité d'entre eux rejettent ces évolutions.

Parmi les difficultés identifiées : i) les Acteurs Obligés considèrent que les incertitudes pesant sur l'estimation de leur obligation ne leur permettent pas de se couvrir à 100% avant le début de l'année de livraison, ii) ils témoignent d'un sentiment d'inéquité vis-à-vis des exploitants pouvant se rééquilibrer pendant et post année de livraison.

Au vu de l'importance du sujet, DGEC, CRE et RTE proposent de rediscuter des alternatives possibles pour les règles V4 lors du GT 3.

DGEC, CRE et RTE estiment que la sécurisation de la capacité en amont de l'année de livraison est un enjeu de premier ordre pour un dispositif visant à assurer la sécurité d'approvisionnement et, à ce titre, partagent le constat que l'amélioration du taux de couverture de l'obligation avant le début de l'année de livraison, aujourd'hui de 95%, permettrait de mieux répondre aux enjeux cités en slide précédente. Ce sujet est central pour le bon fonctionnement du mécanisme, et pour la justification de la robustesse et de l'intérêt du dispositif notamment dans un contexte de renégociation avec la DG COMP pour les règles V5.
Afin de rechercher des solutions plus consensuelles que celles proposées à date, il est demandé aux acteurs de partager des contre-propositions sur Concerte avant le 25/06 permettant de répondre au mieux à ces enjeux. Elles seront ensuite rediscutées en GT de façon à effectuer un premier pas dans le cadre des règles V4.

2.3 Réduction de la temporalité du mécanisme

Chapitre 8 du REX – Complexité du mécanisme

Les acteurs de la concertation ont, lors du cadrage du retour d'expérience, exprimé leur souhait de réduire la temporalité ex-post du mécanisme de capacité, à savoir d'anticiper la date du calcul définitif de l'obligation et du NCE, et consécutivement des règlements financiers.

Les analyses partagées par l'ADEEF dans le cadre du retour d'expérience (Chapitre 8.3) ont permis d'indiquer que 2 pistes étaient envisageables :

- *Option 1* : Profiter de la fusion des processus de RECOFLUX et RECOTEMP pour anticiper d'un an les règlements financiers, à horizon 2025 (à introduire dans les règles dites V5) ;
- *Option 2* : S'appuyer sur des données provisoires pour calculer un NCE et une Obligation définitive, comme c'est le cas pour l'ARENH afin d'anticiper les règlements financiers d'1 à 2 ans.

2.2.2 Pensez-vous que **les calculs estimés notifiés par RTE en AL + 1 sont suffisamment robustes pour procéder à un Règlement financier** sur la base de ces résultats ? Verriez-vous des solutions pour réduire les risques et l'ampleur de ces écarts par rapport aux calculs définitifs utilisés aujourd'hui ?

Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
1,9	6	2	6	3

Retours à l'appel à contribution

Les acteurs confirment leur attachement à ce sujet et le fait que la notification des règlements financiers arrive trop tard.
L'option 2 d'avancer les règlements financiers en se basant sur les calculs estimés ne parait cependant pas convenir car :

- Même si les niveaux de NCE pourraient être considérés robustes dès le calcul estimé en AL+1, ils font l'objet d'échanges, de correction de périmètres et de contestations avec les acteurs après la notification.
- Quant au calcul d'obligation, d'après les analyses du chapitre 8.3 du REX, le calcul estimé en AL+1 n'est pas satisfaisant et ferait porter du risque aux Acteurs Obligés.
- Pour rappel, cette option entrainerait une surcharge opérationnelle pendant une phase transitoire pendant laquelle plusieurs règlements financiers auraient lieu.

Les acteurs ont donc indiqué vouloir procéder à des règlements financiers en 2 temps : provisoires sur la base des éléments connus en AL+1, puis définitifs avec l'utilisation des dernières données connues en AL+3.

RTE propose de décliner cette proposition dans le cadre des règles V5.

RTE ne souhaite pas ouvrir l'option des règlements financiers en 2 temps car cela multiplierait le nombre de règlements financiers et ainsi la charge opérationnelle associée, sans que cela ne raccourcisse la temporalité globale du mécanisme.
RTE considère donc qu'il est préférable de retenir **l'option 1** avec un raccourcissement du planning rendu possible à partir de l'AL 2025 grâce à la Recoflux Cible. En effet, les données définitives seront disponibles 12 mois après la fin de l'AL, ce qui permettra un calcul de l'obligation définitive quelques mois après (et donc un an plus tôt qu'avec le mécanisme actuel).
Si les acteurs ont besoin de visibilité sur le montant de leur règlement financier, RTE peut prévoir une note pédagogique expliquant les modalités de calcul.

2.4 Mise en place d’un dispositif allégé de participation transfrontalière directe

Mise en place d'un dispositif de participation transfrontalière directe

Le modèle de participation transfrontalière directe (procédure approfondie), nécessite la mise en place d'accords transfrontaliers dont les négociations sont chronophages et soulève des points d'achoppement.

2.3 RTE propose donc d'ouvrir une réflexion sur les possibilités d'intégrer, dans le cadre règlementaire, des **dispositions de participation transfrontalière allégées** compatibles avec une mise en œuvre sans accord bilatéral avec les GRT du pays voisin.



Moyenne acteurs (note /3)	Nombre P1	Nombre P2	Nombre P3	Nombre sans priorité attribuée
1,8	2	1	4	10

Même si les acteurs sont globalement intéressés par la mise en place de la contribution transfrontalière directe, il ne paraît pas opportun d'ajouter de la complexité au mécanisme en faisant porter un stress au marché dans le cadre des règles V4.
La situation actuelle de contribution simplifiée semble convenir, d'autant que cela permet de respecter le cadre règlementaire.

RTE propose de reporter l'instruction de cette proposition aux règles V5.

RTE et ENTSOE soutiennent une interprétation d'une mise en place au plus tard de la participation transfrontalière directe sur toutes les frontières pour l'AL 2025 pour respecter le cadre réglementaire européen. RTE ne voit donc pas d'inconvénient à reporter ces réflexions au cadre réglementaire V5.
Néanmoins une présentation pourra être proposée en GT en fin d'année pour donner des éléments d'explication sur la stratégie et l'avancement de RTE dans la concertation avec les GRT voisins.



3

Synthèse

Synthèse des retours sur l'appel à contribution sur le cadrage des règles V4

concerte.fr
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE

Objet de l'évolution réglementaire	Moyenne acteurs (note /3)	A instruire pour les règles V4	Planning d'instruction
Evolution de la répartition des signaux du mécanisme en cours d'année de livraison	2,7	✔	GT 2 – 16/06 Puis GT 3 et 4
Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrages	2,4	✔	GT 2 – 16/06
Mise en œuvre des limites d'émission CO2	2,2	✔	GT 4 – septembre
Révision des modalités d'application du tunnel de certification	2,2	✔	GT 4 – septembre
Amélioration de l'observabilité des capacités valorisées	2,1	✔	GT 2 – 16/06
Meilleure prise en compte de la fiabilité des capacités	2,1	✔	GT 2 – 16/06
Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l'obligation (CGP)	2,0	✔	GT 4 – septembre
Simplification des obligations contractuelles liées à la certification pour les plus petits exploitants de capacité	2,0		
Transposition des modalités d'un « phase-out » dans le cadre règlementaire	1,9	✔	GT 4 – septembre
Réduction de la temporalité du mécanisme	1,9		
Mise en place d'un dispositif allégé de participation transfrontalière directe	1,8		
Amélioration de la cohérence entre la vision des marges vues de MECAPA et du BP	1,6	✔ **Besoin Transparence**	GT 4 – septembre
Fixation avant le début de l'année de livraison du niveau d'obligation France à couvrir par les Acteurs Obligés	1,2		
Sécurisation de la capacité nécessaire avant le début de l'année de livraison	1,2	✔ **Besoin Transparence**	GT 3 – 08/07

Planning d'instruction prévisionnel de S1 2021

GT 1 – 01/06

1. Cadrage de la concertation :
   i. Restitution
   ii. Priorisation
   iii. Planning
2. Retours dans le cadre de la question ouverte

GT 2 – 16/06

1. Signaux PP1/PP2
2. Observabilité des capacités et prise en compte de la fiabilité
3. Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrages
4. Note de calcul des marges à partir des éléments sur le Portail Services

GT 3 – 08/07

1. Signaux PP1/PP2
2. Retours sur la question de la couverture des AO
3. Intervention Enedis sur la révision du gradient de thermosensibilité
4. Intervention RTE sur les projets ISP 15' et fusion Recotemp/Recoflux

Autres propositions – question 2.5

Ce qui pourra être instruit

- Eléments de Transparence sur le Portail Services / mises à jour des prévisions d'obligation
- Décalage de la date limite de rééquilibrage des RPC
- Révision du gradient de thermosensibilité pour les sites profilés

Ce qui pourra être discuté dans le cadre des règles V5

➔ Evolutions structurelles

➔ Non compatibles avec la decision DG COMP

- Fongibilité des périmètres AO et RPC
- Frais de rééquilibrage
- Calendrier des enchères