

Concertation des Règles V4 du mécanisme de capacité

6e Groupe de travail – 09/11/2021

Ordre du jour

Le GT sera organisé en 2 parties :

1. Une 1ère partie pour finaliser la concertation des Règles V4 portant sur les évolutions réglementaires les plus aisément déclinables à court terme (« quick wins ») à architecture inchangée, avec un objectif de mise en œuvre au plus tôt;

2. Une 2ème partie pour discuter de propositions d'évolutions permettant de sécuriser la capacité avant le début de l'année de livraison, et impliquant des modifications de l'architecture actuelle du mécanisme, qui pourraient s'inscrire dans un jeu de règles spécifique.

I

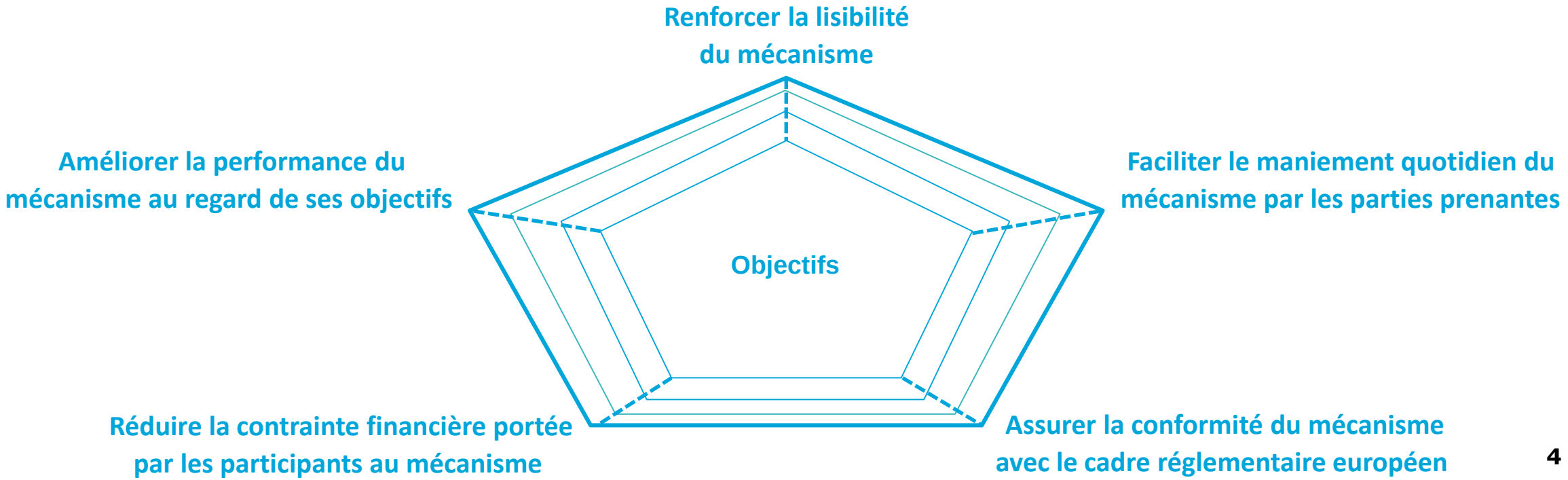
Synthèse de la concertation des Règles V4

Un jeu de Règles V4 pour simplifier et améliorer rapidement le mécanisme

Suite à la mise en consultation du Retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, RTE a lancé un **appel à contributions du 09/04 au 07/05** afin de cadrer et prioriser les propositions d'évolutions réglementaires formulées par RTE pour simplifier et améliorer le fonctionnement du mécanisme sans remettre en cause les choix d'architecture.

Le cycle de concertation qui s'est tenu du 1er juin au 9 novembre 2021 constitue le volet « simplification » de la feuille de route de la concertation présentée en CAM et rappelée dans le REX MECAPA.

RTE propose un projet de Règles V4 pour répondre à 5 objectifs :



Des mesures pour répondre rapidement aux attentes

1 **Renforcer la lisibilité du mécanisme**	Simplifier les signaux du mécanisme, en réduisant l'incertitude liée à leur tirage sans compromettre leur pertinence pour la sécurité d'approvisionnement
2 **Améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs**	Permettre une meilleure observabilité et une meilleure prise en compte de la fiabilité de l'ensemble des capacités certifiées Renforcer la cohérence entre le mécanisme et le Bilan prévisionnel
3 **Faciliter le maniement quotidien du mécanisme par les parties prenantes**	Réduire la lourdeur administrative liée au tunnel de certification Limiter le nombre de GRD concernés par le calcul de l'obligation Aménager certains éléments calendaires
4 **Réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme**	Supprimer les multiples « frais incitatifs » de second ordre
5 **Assurer la conformité du mécanisme avec le cadre réglementaire européen**	Organiser l'application des limites d'émissions de CO_2 pour la participation au mécanisme Préciser les modalités de suspension du mécanisme



01

Renforcer la lisibilité du mécanisme

Simplifier les signaux du mécanisme

Lors des derniers GT MECAPA, les acteurs se sont exprimés sur de derniers points à trancher :

- L'heure de notification des jours PP2 non PP1 : les jours tirés sur critère consommation devraient pouvoir être publiés en même temps que la publication prévue pour les jours PP1 (9h30 en J-1) même si des jours PP2 non PP1 pourraient être tirés jusque 19h en J-1 sur décision opérationnelle.
- La proposition RTE d'utiliser un critère Ecowatt : le besoin est remonté de disposer de données d'historique pour évaluer l'ordre de grandeur du nombre de jours pouvant être tirés sur ce critère.
- Le nombre de jours PP2 : des acteurs ont rappelé être en faveur d'un nombre de jours PP2 supérieur à 25 jours/an, ou à défaut d'un tirage systématique de 25 jours PP2/an.

1. L'heure de notification des jours PP2 non PP1 : RTE est favorable à mettre en place cette notification en 2 étapes. L'analyse de la faisabilité SI est en cours pour définir une date de mise en œuvre.

2. La proposition RTE d'utiliser un critère Ecowatt : au vu des retours des acteurs lors du dernier GT5, RTE propose finalement de garder un critère décision opérationnelle, sans alignement systématique sur le signal Ecowatt, en précisant qu'il est issu d'une étude d'équilibre offre-demande et de l'identification d'un déficit de marges.
   - Pour donner plus de transparence et de visibilité aux acteurs, RTE estime qu'entre 0 et 4 jours/AL pourraient être tirés sur ce critère (données issues des historiques de calcul des marges – ces calculs étant désormais publiés sur le Portail Services). Cette estimation est indicative et peut varier en fonction des années et de la tension sur le système électrique.

Simplifier les signaux du mécanisme

3. Le nombre de jours PP2 :

- Comme indiqué en GT3, RTE rappelle que l'augmentation au-delà de 25 du nombre maximum de jours PP2 ne permettrait plus de rémunérer les capacités à hauteur de leur vraie contribution à la réduction du risque de défaillance. En effet, au-delà de 25 jours PP2, les jours supplémentaires ne permettraient pas de cibler plus de jours de défaillance. Les capacités seraient moins incitées à être disponibles lors des journées les plus tendues que le mécanisme cherche à cibler.
- Comme le mentionnait le rapport de 2014, les capacités de pointe pourraient être désavantagées en cas d'un plus grand nombre de jours PP2 quand bien même elles apportent la même contribution à la sécurité d'approvisionnement que des capacités de base / semi-pointe. Par exemple, les effacements perdraient en disponibilité et donc en rémunération en cas d'augmentation significative et systématique du nombre de jours PP2.
- C'est d'ailleurs pour ces raisons que le dimensionnement des périodes PP2 a fait l'objet d'un compromis dont la fourchette retenue est inscrite aux considérants 18, 233 et 234 de la Décision de la DG COMP. Ainsi, RTE considère que le jeu de règles V5 serait le bon véhicule réglementaire pour proposer une révision du nombre de jours PP2 et ainsi s'orienter vers une certification plus normative.

- En ce qui concerne la demande de tirer systématiquement 25 jours PP2/an, RTE considère qu'il est préférable de garder de la flexibilité sur le tirage des jours PP2 non PP1, pour compléter la stricte répartition des jours PP1 et valoriser la disponibilité des capacités à hauteur de leur contribution sur les journées de tension, dont le nombre et le placement varient en fonction des années climatiques.

Simplifier les signaux du mécanisme

Proposition RTE

➔ RTE propose d'imposer la répartition des jours PP1/PP2 entre le début et la fin de l'année : 11 jours PP1/PP2 sont tirés sur le 1er trimestre (janvier à mars) et 4 jours PP1/PP2 sont tirés sur le 4ème trimestre (novembre, décembre).

➔ RTE propose de garder une liberté de placement des 0 à 10 jours PP2 non PP1. Néanmoins, le tirage des jours PP2 devra continuer à respecter la contrainte de 25% maximum de jours PP2 tirés sur les mois de mars et novembre.

➔ RTE propose de rendre plus transparents les critères de tirage des jours PP2 non PP1 :

- consommation (critère identique aux jours PP1),
- décision opérationnelle en cas de risque de déséquilibre offre-demande dû à un déficit de marges.

➔ L'ensemble des évolutions portant sur les signaux est proposé pour une mise en œuvre dès AL 2022.

02

Améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs

Permettre une meilleure observabilité et une meilleure prise en compte de la fiabilité de l'ensemble des capacités certifiées

Proposition RTE

➔ Afin de s'assurer de la sollicitation de toutes les capacités, RTE propose de pouvoir tester 3 fois maximum chaque Entité (EDA, EDE ou EDC de production non liée) par année de livraison.

➔ Afin de mieux refléter les enjeux de fiabilité et d'observabilité des capacités dans le calcul du NCE, RTE propose de faire converger les modalités qui s'appliquent pour la prise en compte des défauts d'activation lors des tests d'activation et ceux lors des activations naturelles en définissant un coefficient d'ajustement dédié.

➔ RTE propose d'appliquer ces mesures à partir d'AL 2023. A noter qu'à partir de cette date, le contrôle du réalisé spécifique des tests d'activation n'existe plus et n'a plus besoin de faire l'objet d'une notification dédiée.



Après une 1ère proposition en GT2, RTE a présenté la nouvelle proposition ci-dessus en GT4.
Les acteurs ont remonté que cette nouvelle proposition va dans le bon sens, en permettant d'uniformiser les abattements prévus aujourd'hui liés à des défauts d'activation sur des tests d'activation ou des activations sur les marchés de l'énergie.

Renforcer la cohérence entre le mécanisme et le Bilan prévisionnel

Proposition RTE

- ➔ Afin de traduire une vision cohérente des marges sur le marché de capacité avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement, RTE propose la possibilité de mettre à jour les contributions transfrontalières, après l'ouverture des échanges, et avant le 31/10/AL-1 (en amont de l'enchère de référence). Pour rappel, ces contributions transfrontalières constituent la valeur maximale de certification ou de rééquilibrage à la hausse des interconnexions.

- ➔ Cette mise à jour s'effectuerait à chaque publication d'une nouvelle étude de sécurité d'approvisionnement figurant dans un rapport public de RTE (e.g Bilan Prévisionnel, Passage de l'Hiver) qui identifierait des niveaux de contributions transfrontalières différents de ceux inscrits dans les Règles, et ce pour toutes les années de livraison ouvertes aux échanges de garanties de capacité.

- ➔ Cette proposition pourrait s'appliquer à partir de l'AL 2023.

Comme indiqué en GT5, cette évolution réglementaire nécessite une modification de l'article R.335-9 du code de l'énergie. L'approbation des Règles V4 étant prévue pour la fin de l'année 2021, les délais nécessaires à l'adoption d'un décret modificatif dépassent cette échéance. Cette évolution devra donc être portée par un autre véhicule réglementaire courant 2022.

03

Faciliter le maniement quotidien du mécanisme par RTE et les parties prenantes

Réduire la lourdeur administrative liée au tunnel de certification

Proposition RTE

Afin d'alléger les obligations contractuelles liées à l'application du tunnel de certification, RTE propose :

- D'alléger le processus de dérogation pour les plus petits acteurs, ne disposant en pratique d'aucun pouvoir de marché, en acceptant implicitement les demandes de dérogation qu'ils déposent. Ces acteurs sont ceux rattachés au portefeuille d'un RPC dont le dernier calcul de NCE estimé est inférieur au *Seuil des Dérogations,* que RTE propose d'introduire et qui serait fixé à 1 GW.

- De conserver le processus existant de traitement des demandes de dérogation pour les autres acteurs.

Un schéma récapitulatif du processus de certification a été présenté en GT4.
Cette évolution pourra s'appliquer dès approbation des Règles V4, et donc pour les demandes de certification/rééquilibrage portant sur les années de livraison 2021 et suivantes.

Limiter le nombre de GRD concernés par le calcul de l'obligation (CGP)

Proposition RTE

Au vu des analyses d'impact présentées lors du GT5, RTE propose de réduire l'obligation de remonter les données pour le calcul du CGP aux GRD de plus de 100 000 clients.

Elle sera déclinée réglementairement dans la Convention GRD-RTE.
Cette évolution pourra s'appliquer pour le traitement des années de livraison à partir de l'AL 2020.
RTE et Enedis proposent de mettre à jour régulièrement leurs analyses de façon à proposer la suppression du CGP dès que cela sera possible.

Aménager certains éléments calendaires

1. Détendre le calendrier des règlements financiers AOLT

Suite aux difficultés opérationnelles liées au calendrier de certains règlements financiers de l'AOLT, détaillées en GT5, RTE propose de :

- Décaler la date de notification des contributions des AO au 10 janvier AL (au lieu de 10 jours ouvrés après l'enchère de référence)
- Notifier le versement du solde positif du fonds AOLT aux AO au 31 mars AL et de l'effectuer au 10 juillet AL.

2. Repousser la date limite de rééquilibrage

Les acteurs ont remonté, dans le cadre de l'appel à contribution, le besoin de reporter la date limite de rééquilibrage fixée aujourd'hui au 15/01/AL+1. En effet :

- Les délais opérationnels pour déposer les demandes de rééquilibrage après la période PP2 et avant le 15/01/AL+1 sont trop courts.
- Le timing ne permet pas, en outre, aux acteurs d'estimer précisément leur calcul de NCE et ainsi de se rééquilibrer au plus juste. En effet, RTE calcule et notifie le NCE estimé au 30/06/AL+1, certaines données n'étant pas disponibles dès le 15/01/AL+1 comme le contrôle du réalisé des effacements, ou les résultats des derniers tests d'activation.

RTE propose donc de décaler la date limite de rééquilibrage au 30/09/AL+1.



04

Réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme

Supprimer les multiples « frais incitatifs » de second ordre

Proposition RTE

L'introduction des frais connexes (frais de certification tardive et frais de certification non-conforme) avait pour objectif de réduire les erreurs de certification.

L'expérience des règlements financiers 2017 a montré que le calcul de ces frais a été source de complexité tant pour RTE que pour les acteurs sans qu'ils ne délivrent plus d'incitations que d'autres modalités de traitement de ces erreurs, telles que la pédagogie développée auprès des acteurs, le module de contrôle de cohérence des périmètres des EDA, EDE et EDC mis en place , et d'autres incitations déjà prévues sur le calcul du NCE.

Ainsi, RTE considère que ces frais n'ont pas un impact suffisamment important sur la réalisation de ces erreurs au regard de la complexité qu'ils introduisent.
RTE propose donc de supprimer les $Frais_{SitesNonConformes}$ et les $Frais_{SitesNoncertifiés}$ dès l'approbation des Règles V4.

Cette évolution pourra s'appliquer dès approbation des Règles V4, et donc pour les règlements financiers portant sur les années de livraison 2019 et suivantes.



05

Assurer la conformité avec le cadre réglementaire européen

Décliner les limites d'émissions de CO_2 pour la participation au mécanisme

Proposition RTE

Comme évoqué durant le GT5, RTE propose d'appliquer une présomption de respect des seuils d'émissions de CO_2 prévus par le code de l'énergie aux capacités n'utilisant pas de combustibles fossiles. Celles qui en utilisent devraient justifier lors de leur demande de certification de leur respect du seuil qui leur est applicable (calculé à la maille de chaque site/unité selon la méthodologie idoine définie par l'ACER). Celles qui les dépasseraient ne pourront être certifiées.

Jusqu'à 2025, ce régime déclaratif ne conditionne la certification que des seules capacités ayant débuté leur production commerciale à compter du 4 juillet 2019. Des dispositions sont prévues pour l'appliquer rétroactivement jusqu'à l'AL2020.

Le GR auquel la demande de certification est adressée peut mener un audit en cas de doute sur les informations fournies.



Certains acteurs se sont interrogés sur les modalités de calcul applicables aux cogénérations et sur la prise en compte des émissions issues des gaz de récupération pour les capacités les utilisant.

En accord avec la DGEC, RTE indique que le calcul des émissions doit être effectué selon la méthodologie de l'ACER, sous réserve des dispositions du code de l'énergie visant i) à ne pas prendre en compte les émissions issues des gaz de récupération cités et (ii) dans le cas des cogénérations, à prendre en compte les productions d'électricité et d'énergie thermique.

Un décret *ad hoc* reprenant ces principes fondera cette déclinaison.

Déclinaison des modalités de suspension du mécanisme

Proposition RTE

Pour donner une meilleure visibilité aux acteurs, RTE propose de préciser les modalités de suspension du mécanisme dans les Règles et ses implications pratiques sur les processus et obligations pour les acteurs qu'elles prévoient ainsi que d'expliciter la notion de difficulté d'adéquation des ressources. Les conséquences de certains cas spécifiques, comme le cas où une différence de diagnostic quant à l'existence d'une telle difficulté d'adéquation en France apparaîtrait entre le Bilan prévisionnel et l'étude d'adéquation européenne pour une AL donnée, ont été encadrées.

Les conséquences d'une éventuelle suspension sur le fonctionnement de l'AOLT ont également été précisées.

Dans l'éventualité où cette suspension interviendrait, RTE mettra à disposition des acteurs une liste exhaustive des dispositions des Règles restant applicables durant l'AL suspendue.

Anticiper le passage du pas de règlement des écarts à 15’ (code Balancing)

Proposition RTE

Etant donné les nombreux impacts sur les marchés de l’énergie liés au passage du pas de règlement des écarts à 15’ présentés dans le cadre des GT dédiés, RTE propose de passer le pas de temps de calcul du Niveau de Capacité Effectif à 15’ à partir d’AL 2025 pour une meilleure application des contrôles, et une meilleure lisibilité/harmonisation avec les données provenant des marchés de l’énergie.

Par souci de cohérence d’ensemble, RTE considère qu’il serait également préférable d’utiliser ce pas de temps pour tous les calculs de Certification et d’Obligation ainsi que les données collectées dans le cadre du mécanisme de capacité.

Par cohérence avec les autres mécanismes de marché, RTE propose de remplacer dans les Règles V4 la mention de Pas Demi Horaire par la notion de Pas de Temps qui serait défini en cohérence avec le Pas de Règlement des Ecarts tel que défini dans les Règles MA-RE. Ce pas de Temps est:

- Le Pas Demi Horaire pour les années de livraison 2017 à 2024,
- Le Pas Quart d’Heure pour les années de livraison 2025 et suivantes.

Cette déclinaison est prévue pour : i) les calculs relatifs à la Certification, ii) la collecte de la Puissance Activable et iii) le calcul de l’Obligation.
RTE rappelle aussi que les modalités plus précises d’échange des données seront abordées dans le cadre de la concertation des Règles V5, à la lumière des discussions sur la refonte du mécanisme.

06

Paramétrage des AL 23/24

Paramétrer le mécanisme de capacité pour les AL 23/24

Proposition RTE

RTE propose de procéder à la mise à jour de certains paramètres :

- **La contribution transfrontalière** pour un volume global (dont ElecLink) de 8,4 et 8,3 GW en 2023 et 2024 respectivement,
- **Le vecteur de température extrême** pour le mettre en conformité avec le nouveau référentiel climatique utilisé dans le Bilan Prévisionnel, qui serait revu très légèrement à la baisse de l'ordre 0,1°C,
- **Le coefficient de sécurité** qui s'élèverait pour AL 2023 et 2024 à 0,99.

RTE propose de saisir la CRE d'un prix administré à 60 k€/MW pour les AL 2023 et 2024.

RTE va mettre en consultation 2 rapports sur :

- La proposition de modification du paramétrage pour les AL 2023 et 2024
- La proposition de fixation de la valeur plafond du prix administré pour les AL 2023 et 2024

Synthèse des évolutions des Règles V4

Evolution	Texte modifié	AL19	AL20	AL21	AL22	AL23	AL24
Signaux PP1/PP2	• Règles : A.1.1, B.1.1, 8.4.2.2 • Note relative au fonctionnement de l'algorithme PP1				X	X	X
Observabilité et fiabilité des capacités valorisées	• Règles : articles 7.9.4, 7.9.5 et dispositions transitoires • Note de calcul du NCE					X	X
Tunnel de certification	• Règles : articles 7.3.2.3, 7.6.3.9.3 et 7.6.3.9.4			X	X	X	X
Remontée des données pour le calcul du CGP	• Convention GRD-RTE		X	X	X	X	X
Suppression des frais	• Règles 4.4.8, 4.5.8, 7.4.2.1.1, 7.8.2 et C.5.2	X	X	X	X	X	X
Emissions CO2	• Décret : ajout de l'article D. 335-24-1 du code de l'énergie • Règles : 7.4.1, 7.4.3.1 et dispositions transitoires • Fichier de calcul et mandat pour les sites d'effacement		X	X	X	X	X
Phase out	• Règles : Définitions, 2.2 et 5.3.1					X	X
Paramétrage AL 23/24	• Règles : A.1.1.1, A.1.4.3 et B.1.5.4					X	X
Réduction des écarts BP-MECAPA	• **Révision de l'article R.335-9 du code de l'énergie** • Règles B.1.5.5					X	X

+ modifications à la marge de cohérence des Règles (dont aménagements calendaires, ISP15…)

Prochaines étapes : mise en consultation et approbation des Règles V4 pour application dès AL 2022



Proposition d'un projet de Règles V4 et des documents d'accompagnement	Mise en consultation de ces documents sur Concerte pendant 10 jours ouvrés	Proposition d'un projet de Règles modifié sur la base des retours des acteurs	Avis de la Commission de régulation de l'énergie	Passage en CSE du projet de Règles V4*	Publication par le ministre d'un arrêté modificatif des Règles au JO de la République française
09/11	Jusqu'au 25/11	29/11		16/12	Avant le 31/12 pour application dès 2022

**Le décret relatif aux dispositions sur les émissions CO_2 est prévu pour être examiné lors du même CSE*