Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

12 Mai 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

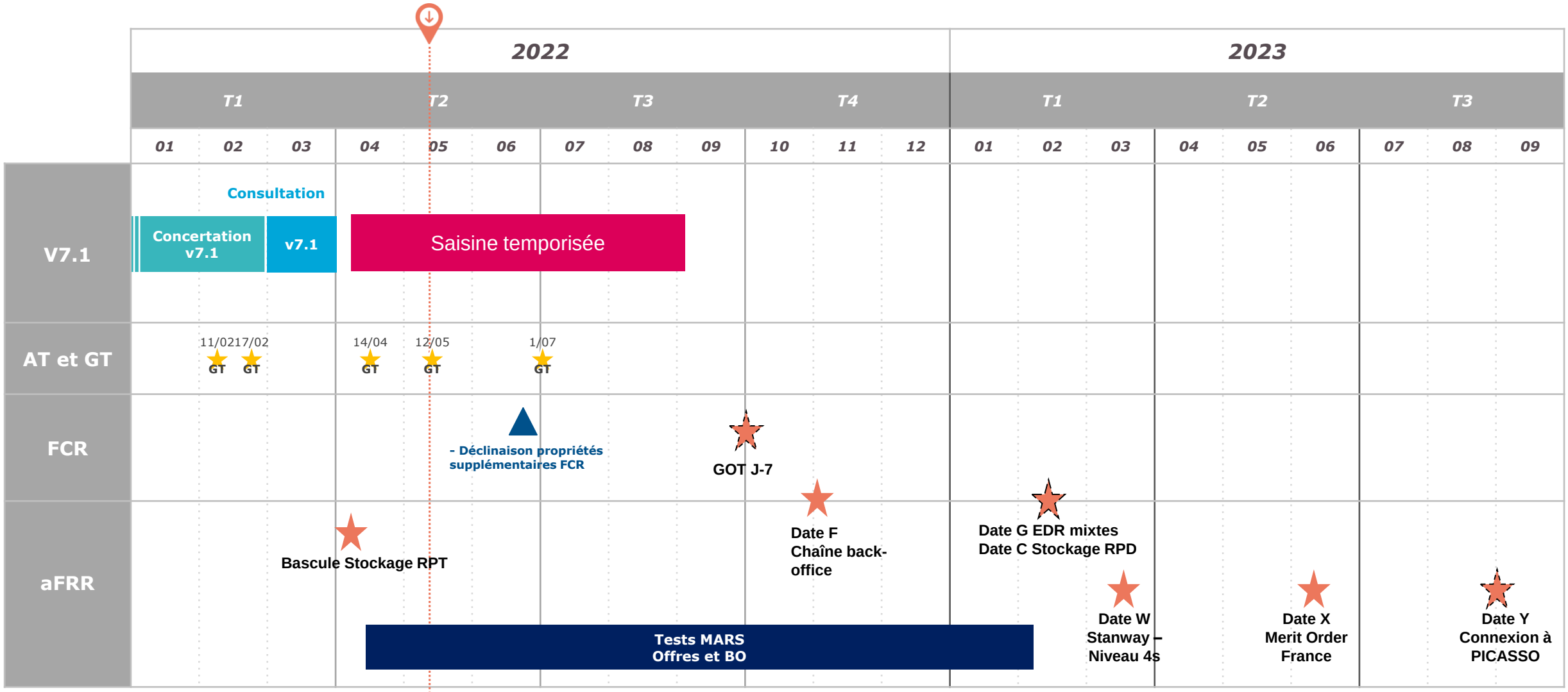
1. Actualités et planning
2. Projet MARS/ PICASSO
3. EDR mixtes
4. Règles SSY v7.1
5. Trame aFRR agrégats / stockage
6. Evolution calcul de prescription et backup FCR
7. Projet de refonte du SI back office de RTE
8. Gestion de l'aFRR en cas de crise EOD
9. Sujets à aborder aux prochains GT

1 Actualités et planning

Actualités SSYf

- Saisine règles SSYf : Saisine de la CRE des règles SSY v7.1 temporisée pour le moment
- Reprise de l'AO aFRR : pour discussion
- Tmin LER : relance des travaux entre les GRTs suite au retour des régulateurs
- AO FCR:
  - Nouveau portail JIRA pour toute demande concernant Regelleistung (hors incident opérationnel) - BSP Support regelleistung.net - Jira Service Management (atlassian.net)
    - Création d'un compte en envoyant l'adresse email des personnes concernées à marketservices@rte-france.com
  - Délibération de la CRE portant approbation de l'amendement des règles d'acquisition et d'échange de FCR (EBGL art 33 – GOT J-7 et limite interne DE-DK)
- Incident RTE du 29 Avril 2022 suite à un incident fibre optique : pas d'envoi de niveau N pendant 2 heures

Calendrier prévisionnel des règles SSY



2 Projet MARS / PICASSO

Migration du service IGCC sur la plateforme PICASSO

- **Rappel : IGCC sera migré vers la nouvelle plateforme PICASSO le 19 mai**.

- Coupure de service de 2h maximum à prévoir

- **Pas d'impact direct pour les acteurs de marché** français mais besoin supplémentaire d'aFRR possible

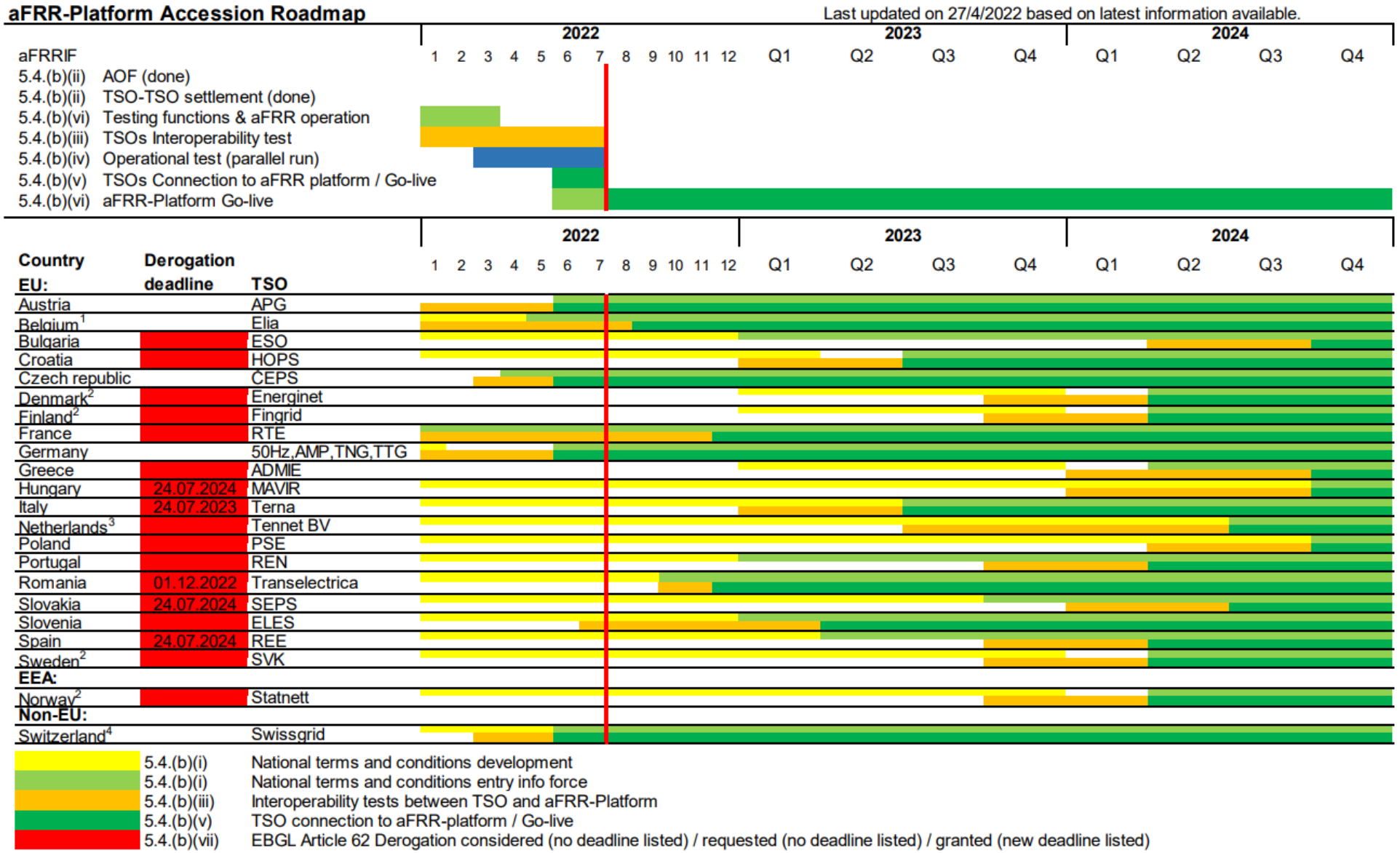
Nouveaux jalons du projet PICASSO

- **Nouveaux jalons du projet MARS/PICASSO**
  - Go-live du nouveau SCADA de RTE (StanWay) prévu en **mars 2023**
  - Merit-Order France : **mi-2023**
  - Connexion à PICASSO une fois le Merit-Order France stabilisé

- **Les sessions de tests acteurs reportées à T4 2022**
  - 1 session sur le prorata généralisé
  - 2 sessions sur le Merit-Order

- **Objectif que les tests soient finalisés fin 2022 pour sécuriser le go live début 2023**

Une nouvelle accession roadmap a été publiée sur le site de l'ENTSO-E



API BOSS disponible

- **L'API BOSS est dorénavant disponible dans l'environnement de tests interconnectés**
  - Mettre à disposition un environnement pour les acteurs puissent effectuer leurs développements
  - Pas de données métier

- **Documentation technique disponible** sur le portail service dans la documentation technique TOPNIVEAU/BOSS
  - url disponible dans le **nouveau guide d'implémentation** disponible sur notre portail services
  - Accessible avec la **même PKI que TOP NIVEAU**
  - Besoin d'une **habilitation supplémentaire au portail data** :
    - fait par RTE pour l'environnement bac à sable



Merci d'envoyer à la BAL rte-projet-mars le nom du certificat à utiliser et le code EIC associé si vous souhaitez avoir accès à l'API BOSS en bac à sable

    - A effectuer par les acteurs eux-mêmes en production lorsqu'elle sera disponible

- Si vous rencontrez des difficultés, merci d'adresser vos questions à la BAL rte-projet-mars

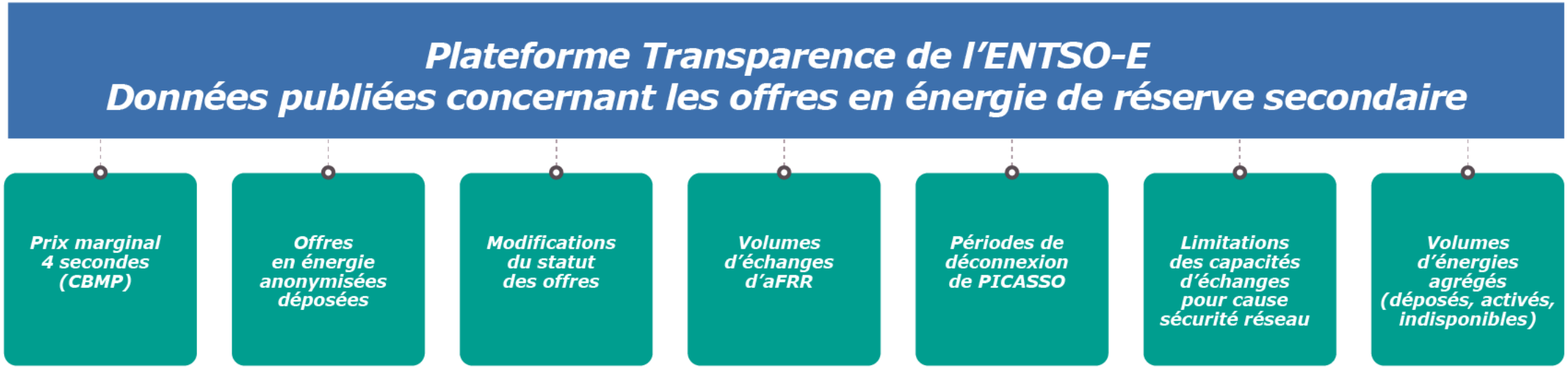
Une nouvelle page pédagogique sur notre portail services

- **RTE met à votre disposition une nouvelle page sur le portail service dédiée à la plateforme PICASSO**

- **Les grandes étapes préalables à la connexion à la plateforme PICASSO et les impacts pour les acteurs de marché**
  - Changement de Scada et RTE (StanWay)
  - Merit Order France
  - Connexion à PICASSO

- **Les évolutions induites par le projet PICASSO**
  - Programmation
  - Dépôt d'offres en énergie
  - Activation des offres
  - Valorisation de l'offre activée
  - Transparence
  - Données mises à disposition par RTE

Les données à votre disposition sur la plateforme Transparence



Les données publiques et privées mises à votre disposition par RTE

Des données publiques sur le Portail Services et le Portail Data

- **Un nouvel onglet PICASSO disponible dans la section équilibrage**

- **aFRR pour la zone France : aFRR française et étrangère activée par RTE pour équilibrer son périmètre**
  - Besoin en aFRR exprimé pour la zone France
  - Volume aFRR activée pour la zone France
  - Prix moyen pondéré pour la zone France

- **aFRR en France : aFRR française activée par RTE ou par un autre GRT**
  - Volume déposé d'offres d'aFRR en France
  - Volume activé d'offres d'aFRR en France
  - Volume indisponible d'offres d'aFRR en France
  - Prix moyen pondéré (PMP) des offres déposées d'aFRR en France

Des données privées disponibles via TOP NIVEAU et l'API BOSS

- **Le programme de marche** matché via l'API Matched Offers de l'application TOPNIVEAU

- **L'offre d'aFRR activée** via l'API Matched Offers de l'application TOPNIVEAU

- **Les données de valorisation par EDR** via l'API BOSS
  - énergie à la hausse/ baisse
  - prix moyen de valorisation pondéré à la hausse / baisse
  - valorisation à la hausse / baisse

3 EDR mixtes

Réserve sur le PV de certification pour les EDR mixtes

- **Des nouveaux algorithmes de contrôles** seront nécessaires pour effectuer le suivi des EDR mixtes (injection / soutirage / stockage)

- RTE a besoin de données de production pour définir ces algorithmes
  - demande aux acteurs qui souhaiteraient participer à l'expérimentation EDR mixtes **d'envoyer des données de production dès que possible**
  - Permettra **d'accélérer leur processus de certification** une fois la date G notifiée
  - Envoi de la TM de l'EDR mixte sur 8h, comme pour les essais 8h (sous format excel de l'annexe 15)

- **Le PV de certification des EDR mixtes comportera une réserve avec une date d'échéance (6 à 12 mois).** A l'issue de cette période,
  - Si RTE a pu confirmer qu'il est possible de contrôler l'EDR mixte, **la réserve est levée**
  - Sinon, **la certification de l'EDR n'est plus valide**

Nouveaux jalons pour les EDR mixtes

- **Go live de la nouvelle chaine back office SSY : 2 novembre 2022**
  - **Rémunération de l'énergie** RP et RS pour les sites de soutirage au modèle « sans »
  - Disponibilité de **l'API BOSS**
  - Envoi des **clés de répartition** à la maille EDR
  - Notification de la date F dans les règles SSY v7.1

- **EDR mixtes 1e étape :**
  - Agrégation **d'EDP RPT** injection / soutirage / stockage
  - Création d'une EDR mixte RPT à partir du **2 novembre 2022**

- **EDR mixtes – modèle simplifié :**
  - Agrégation **d'EDP RPT et d'une EDP RPD** injection / soutirage / stockage
  - Prévu au **T1 2023**

Tests acteurs pour les EDR mixtes

- **RTE propose d'organiser des tests acteurs sur les EDR mixtes**
  - **Création des EDR mixtes** dans GIPSE
  - Envoi de **clés de répartition**
  - Confirmation de RTE de la **cohérence** des clés

- **Des sessions seront organisées sur septembre - octobre**

Merci de nous confirmer par mail que vous souhaitez participer à ces tests et les interlocuteurs privilégiés chez vous

4 Règles SSYf v7.1

Abattements et pénalités

- **Abattements et pénalités (article 14.6):**
  - Appliqués suite à une défaillance de réglage constatée et pérenne
  - Suite au retour des acteurs RTE propose de modifier la formule d'abattement en appliquant une majoration du prix marginal de l'AO plutôt qu'une indexation au SPOT -> révision possible de la formule si les bilans défaillants ne diminuent pas et/ou si le merit order introduit un biais supplémentaire
  - En revanche, contrairement à ce qui a été proposé en GT, nous conservons le doublement des abattements au bout d'un an pour inciter les acteurs à se mettre plus rapidement en conformité ou à ne plus programmer en cas de défaillance de longue durée
    - Pour les sites avec capacités constructives, les pénalités s'appliquent au-delà de 3 ans
    - Pour les autres EDR, les abattements s'appliquent jusqu'au retrait du certificat

Correction des programmes, abattements et pénalités

- **Abattements et pénalités (article 14.6):**
  - Formule en vigueur (avec V_a le volume abattu) :

$$Abattement = PFC * [a * VH_a + (1 - a) * VB_a]$$

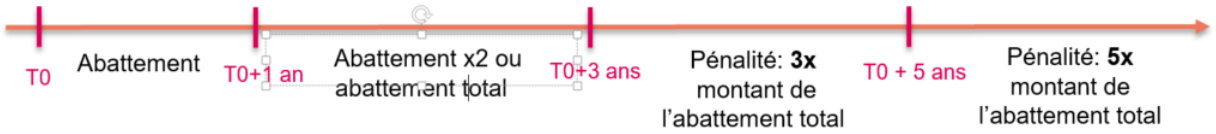
  - Proposition initiale (avec p le prix marginal de l'AO en €/MW/h):

$$Abattement_{RP} = [a * VH_a + (1 - a) * VB_a] * max(\frac{p}{2}; \frac{|Spot|}{2})$$

  - Proposition révisée :

$$Abattement_{RP} = 1{,}2 * \frac{p}{2} * [a * VH_a + (1 - a) * VB_a]$$

  - Echelonnement:



Retours sur l’observabilité statistique

Sujet	Retours des acteurs	Proposition de réponse de RTE	Proposition post GT
Observabilité statistique	• Un acteur juge la proposition d’une sortie de l’applicabilité de la disposition transitoire dès que l’envoi de l’observabilité complète en J+1 n’a pas été respectée plus de trois fois trop pénalisante et propose que l'acteur fournisse un plan d'action pour résoudre les problèmes de transmission rencontrés et garantir que la situation ne se reproduise pas.	La transmission à J+1 des données ne servira pas qu'a valider les données de l'OS mais aussi au contrôle ex post de l'entité. RTE propose de se rapprocher de la **logique utilisée pour les défaillances sur les TM et d’abattre la réserve lorsque les données en J+1 ne sont pas transmises** et de **retirer l’acteur de la disposition transitoire au bout de 5 manquements**.	**Modification : proposition d’abattre la réserve en cas de non envoi des données complètes et de suspendre l’éligibilité à cette disposition transitoire pendant 6 mois au bout de 5 manquements**

Traitement des capacités constructives pour les sites historiques

- Deux acteurs ont demandé à RTE de **clarifier le traitement des installations historiques vis-à-vis des engagements liés aux capacités constructives**. En particulier, un acteur a demandé à RTE de ne plus faire référence au terme « capacité constructive » pour les installations raccordées avant 2000, ce terme ayant une définition propre dans la DTR, et faisant référence aux installations raccordées après 2000. Ces deux acteurs ont également demandé à ce que soient précisées les modalités de « traduction » des capacités certifiées pour les installations historiques en « capacité constructive » au sens des règles SSYf.

- **RTE considère qu'il est utile de bien distinguer la notion « DTR » de capacité constructive et celle des engagements de performances définies pour les capacités « historiques »**

- **Pour des questions de lisibilité et de compréhension, RTE ne souhaite pas sortir explicitement les installations historiques de la notion de capacité constructive (de réglage de la fréquence), entre autre pour les raisons suivantes :**
  - **Lisibilité vis-à-vis des règles SSYf pour le futur :** dans sa démarche d'harmonisation et de facilitation de la lecture de ses règles de marché, RTE souhaite minimiser le plus possible l'impact de la rédaction liée aux cas de traitements « historiques » qui sont utilisés par un nombre très réduit d'acteur et n'ont pas vocation à définir le cadre « pérenne » des règles. Autrement dit, **les règles SSYf se doivent d'être compatibles et englobantes avec les cas particuliers historiques, sans que ces cas particuliers ne deviennent prépondérants dans leur rédaction sur le cadre « général » utilisable au jour le jour.**

➔ **Ces raisons justifient pour RTE l'intérêt de « factoriser » au mieux la rédaction liée aux cas particuliers historiques. Dans ce cas, RTE a choisi d'utiliser le cadre des définitions pour les traiter**

Nouvelle proposition de définitions relatives aux CC

Capacité(s) Constructive(s) ou Capacités Constructives de Réglage Automatique de la Fréquence	A le sens qui lui est attribué dans la Documentation Technique de Référence (DTR).
Capacité Constructive Certifiée	Volume Certifié minimal de Réserve Primaire et/ou Réserve Secondaire applicables à des Unités de Production et de Stockage. La valeur de Capacité Constructive Certifiée est issue i. soit, pour les Unités soumises à un arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement, des Capacités Constructives de Réglage Automatique de la Fréquence définies par le procès-verbal de raccordement étape 3 ii. Soit, pour les autres Unités, des conventions de raccordement ou des engagements de performance préalables, ou des performances établies au travers du Cahier des charges « référentiel et maintien des performances » de la DTR. La valeur de Capacité Constructive Certifiée résulte de l'application des Critères d'Aptitude décrits à l'Article 5.2 à partir des exigences déterminées selon les deux points ci-dessus. La valeur de Capacité Constructive Certifiée est indiquée dans l'Annexe 4. La valeur de Capacité Constructive Certifiée d'une Entité de Réserve correspond à la somme des valeurs de Capacité Constructive Certifiée des Unités qui la composent.
Capacité Marché Certifiée	Valeurs de Réserve Primaire et/ou Réserve Secondaire indiquées dans l'Annexe 4, certifiées pour une EDR et validées dans le Certificat d'Aptitude de l'EDR.

Capacités Constructives

Sujet	Retour des acteurs	Proposition de réponse de RTE
EDR minimale	Un acteur a demandé à ce que RTE explicite dans les règles SSYf les modalités opérationnelles (timing, conditions, etc.) pouvant conduire aux différents traitements suite à une notification de défaillance notamment pour la réduction des valeurs de capacité marché, le retour à l'EDR « minimale » ou le retrait du certificat de l'EDR.	RTE considère l'ouverture de l'agrégation aux capacités disposant de capacité constructives afin de permettre plus de flexibilité aux acteurs ne doit pas, d'un point de vue opérationnel, se traduire par un risque de ne plus pouvoir disposer des capacités ayant des obligations de capacités constructives dans des conditions similaires à aujourd'hui. **En conséquence, RTE n'envisage pas de détailler les modalités opérationnelles liées à la possibilité de revenir à "l'EDR minimale" : cela laisse plus de flexibilité entre l'acteur et RTE pour "évaluer" le problème et décider s'il est nécessaire de revenir à l'EDR minimale ou si une correction des problèmes est envisageable. RTE considère que cette proposition est plus favorable que de revenir systématiquement à l'EDR minimale (seule autre option possible pour RTE comme alternative à la proposition initiale émise en consultation).**

Guichet de secours AO aFRR

- RTE a reçu un retour d'acteur, suite à l'organisation de la période de tests acteurs sur la mise en place d'un guichet de secours pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire.

- Les règles actuelles prévoient à l'article 6.4.6.1 que dans le cas où il les résultats du guichet nominal du matin ne peuvent pas être communiqués avant 10h30, RTE organisera, dans la mesure du possible, un nouveau guichet de dépôt des offres. Il est actuellement indiqué que **le dépôt des offres s'ouvre à 13h45** et que le guichet se clôt à 14h45. **Un acteur a regretté qu'il ne soit pas possible d'ouvrir le dépôt des offres pour le guichet de secours plus tôt sans attendre 13h45 afin de sécuriser la période de dépôt des offres pour ce second guichet.**

- Le processus opérationnel de RTE est pour le moment prévu comme cela mais il apparaît possible de le faire évoluer afin d'ouvrir le dépôt des offres le plus tôt possible. Afin de ne pas devoir attendre une version ultérieure des règles SSYf, RTE propose donc d'amender la rédaction actuelle de l'article 6.4.6.1 et de donner plus de souplesse sur l'heure d'ouverture du dépôt des offres : **« RTE organisera, dans la mesure du possible, un nouveau Guichet. Le dépôt des offres s'ouvre dès que possible et au plus tard à 13h45 et le Guichet se clôt à 14h45 en journée J-1 ».**

Cette évolution sera mise en service avant la reprise de l'AO aFRR.

PV de recettes SI pour les nouveaux RR

- Nouvelle mention dans les règles SSY v7.1 à l'article 3.2.5.2 : Tests relatifs au Système d'Information du Participant

« Pour pouvoir signer l'Accord de participation, le Participant doit avoir pris part aux tests relatifs au Système d'Information mis en place par RTE. La réussite de ces tests est formalisée par un procès-verbal. »

- Mise en place d'une **convention de tests SI et d'un PV de tests SI** nécessaire pour toute nouvelle signature d'accord de participation

- Tests proposés :

Profil	Etat		
Configuration d'une EDR dans GIPSE : création et modification	Conformité ☐	Non-conformité ☐	Non-applicable ☐
Processus NER (RMC)	Conformité ☐	Non-conformité ☐	Non-applicable ☐
Transmission fichiers PAP et PAP2 Réception des fichiers de prescriptions indicatives et définitives Servsys (RMC)	Conformité ☐	Non-conformité ☐	Non-applicable ☐
Transmission des clefs de répartition (RMC)	Conformité ☐	Non-conformité ☐	Non-applicable ☐
Déposer une offre d'énergie d'aFRR sur TOPNIVEAU	Conformité ☐	Non-conformité ☐	Non-applicable ☐
Déposer une offre de capacité d'aFRR sur RACOON	Conformité ☐	Non-conformité ☐	Non-applicable ☐

5 Trame aFRR agrégats / stockage

Echanges sur le projet de trame de certification

- Premières versions de la trame de certification pour la participation des batteries et agrégats à l'aFRR partagées en Mars, Avril puis Juin 2021

- **Seconde version publiée en Février 2022** sur concerte pour prendre en compte les adaptations suivantes suite aux retours des acteurs (que RTE remercie) :

  - **Passage d'un critère d'équivalent en énergie de 2h à 4h de fourniture de RS** symétrique ou asymétrique pour être considéré comme limité en stock et devoir démontrer la stratégie de gestion de la charge via la réalisation de simulations

  - Précisions sur la gestion simultanée primaire et secondaire :
    - **Articulation entre la fourniture de RS et le critère Tmin LER** : prise en compte de la puissance de consigne programmée sur les 15 minutes et l'activation du réglage secondaire. Cette durée est comptabilisée à partir du moment de l'entrée en Etat d'Alerte ou de l'entrée en Etat d'Urgence lorsqu'il n'est pas directement précédé d'un Etat d'Alerte
    - **Adaptation des tests 2 des simulations** en cas de RP et RS simultanées afin de mener à l'épuisement

  - Précision sur la **priorisation des services** :
    - L'entité de Réserve doit continuer à fournir le service de réglage primaire de fréquence tant que le stock d'énergie n'est pas épuisé ou saturé.
    - Lorsque l'état de charge atteint les seuils d'épuisement ou de la saturation du stock, le mode réserve devra être mis en œuvre conformément à la trame FCR. La participation au réglage secondaire doit être suspendue à partir de l'entrée en mode réserve

Questions reçues

- **Demande de clarification des critères de stock :**
  - **Critère de stock minimal requis** = équivalent en énergie de 1h de fourniture de RS ie :
    - Si 1 h de RS symétrique = pouvoir dégager 1h de RS hausse **et** 1h de RS baisse ie avoir un ration E/RS = 2 correspond à 1 MW / 2MWh
    - Si 1 h de RS dissymétrique== pourvoir dégager 1h de RS hausse ou 1h de RS baisse ie avoir un ratio E/RS = 1 correspond à 1 MW / 1MWh

  - **Critère de stock que RTE considère limitant** (ie applicabilité des simulations à passer) :
    - Equivalent en énergie de 4h de fourniture de RS symétrique = pouvoir dégager 4h de RS hausse **et** 4h de RS baisse ie avoir un ration E/RS = 8 correspond à 1 MW / 8MWh
    - Equivalent énergie de 4h de fourniture de RS asymétrique = pourvoir dégager 4h de RS hausse ou 4h de RS baisse ie avoir un ratio E/RS = 4 correspond à 1 MW / 4 MWh

- **Simulation et gestion de la charge** :
  - L'ensemble des simulations doit respecter **les critères de décision de la gestion de la charge**
  - **La simulation doit être faite selon le fonctionnement prévu en exploitation :**
    - Fonctionnement continu sur la période simulée si un fonctionnement continu est prévu
    - Fonctionnement discontinu sur la période simulée si un fonctionnement discontinu est prévu
  - **Dans tous les cas la stratégie simulée doit correspondre à la stratégie décrite dans le dossier de certification et à la stratégie mise en œuvre en exploitation.** Le but de cette simulation est de vérifier la bonne réalisation des critères de gestion de la recharge décrits dans le dossier de certification.

- **Perspectives d'évolution de la trame post merit order** ? **RTE attend d'avoir un REX sur le fonctionnement de l'activation en merit order** pour faire évoluer la trame, il est trop complexe de se projeter pour le moment.

- L'EDR doit continuer à suivre la dernière valeur du signal N reçu en cas d'arrêt de la réception. La puissance de consigne peut-elle être modifiée durant cette période ? Oui, suivant les même conditions qu'en état nominal.

Autres remarques

- Forme : est-il préférable de na rappeler aucune définition déjà présente dans les règles SSYf ou de les rajouter dans les trames afin de rendre les trames autoportantes ?

6 Evolution calcul de prescription et backup FCR

Backup AO FCR – proposition d'évolutions SSY v8

Incident	Parades	Situation de repli 1	Situation de repli 2
Les acteurs ne peuvent pas soumettre leurs offres	Envoi et réception des résultats par email	Organisation d'un guichet de secours si le premier guichet est annulé*	Contractualisation par obligations – prescriptions
Problème informatique lors de l'optimisation	Parades techniques ou retard dans la publication des résultats	Organisation d'un guichet de secours si le premier guichet est annulé*	Contractualisation par obligations – prescriptions
Insuffisance d'offres pour couvrir la Core share ou la demande de RTE	N/A	Découplage de la France et passage en prescriptions	

*L'annulation du premier guichet implique le découplage des 4 front office (GRT RL, APG, ELES et Swissgrid) et l'organisation d'un guichet de secours uniquement pour les GRT RL (FR, DE, DK, BE et NL)

- Guichet de secours:
  - Tout se déroule **via Regelleistung** comme pour le guichet nominal
  - Un second guichet s'ouvre pour la France **uniquement si le premier guichet a été annulé** et avec les mêmes paramètres (besoin, limite d'import et d'export)
  - Les acteurs devront **redéposer des offres**
  - Horaires par défaut: **GOT à 11h et GCT à 15h** (modifiable, à définir entre GRT)
- Contractualisation par obligation (**backup du backup**) dans les cas suivants:
  - Besoin FR non couvert par le premier guichet -> découplage
  - Besoin FR non couvert par le second guichet -> découplage
  - Annulation du premier et du second guichet

Reprise des prescriptions dans RACOON

Modifications proposées pour le calcul et l'envoi des prescriptions:

- **Fin de l'utilisation des fichiers PAP/PAP2** : RTE récupère la production apte (puissance active P0) via les PA déclarés dans TOPASE des EDP injection RPT avec capacités constructives (respectivement pour la RP et pour la RS)
  - Le volume de besoin est réparti au prorata de la production apte programmée
  - L'obligation du responsable de réserve ne peut pas dépasser la somme de ses capacités certifiées
  - Modalités en cours d'étude pour les inaptitudes temporaires (art 6.5.2 – période de crue ou acteur avec moins de 5 EDR)

- **Fin de l'envoi des prescriptions par email**:
  - Mise à disposition des fichiers de prescriptions par API depuis RACOON (indicatives avant 13h30 et définitives avant 18h)
  - Format de fichier identique avec suppression de l'envoi du ratio besoin RTE/prod apte totale
  - Arrêt de la mise à dispo des prescriptions (nulles) de FCR en mode nominal AO après la reprise de l'AO aFRR
  - Arrêt de l'envoi des prescriptions indicatives suite à l'implémentation du guichet de secours de FCR

- Planning prévisionnel:
  - Reprise de l'AO FCR et des prescriptions dans RACOON: **T1 2023**
  - Guichet de secours pour l'AO FCR: **S1 2024**

7 Projet de refonte du SI back office de RTE

Présentation du projet de refonte

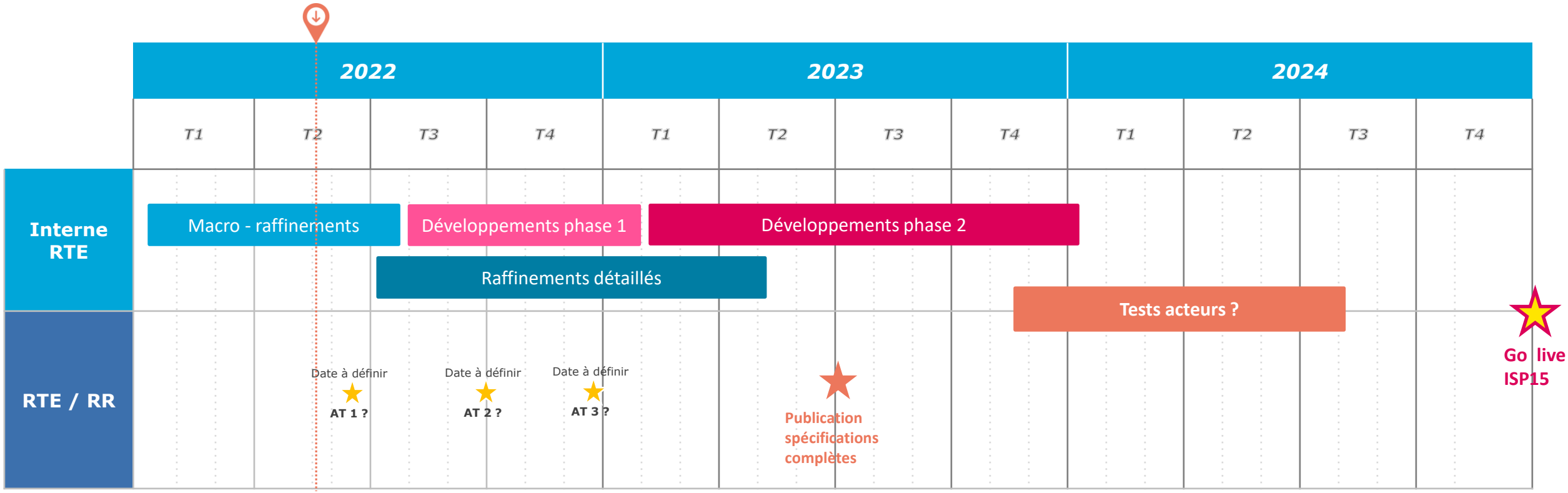
- Dans le cadre du passage à l'ISP15 **RTE doit refondre son outil de gestion du back office SSYf (RECIF)** afin de pouvoir l'adapter à une granularité 15 min (partie du projet ISP15). L'application va être entièrement refondue dans l'application BOSS (application de calcul des énergies et prix de RS).

- L'application actuelle, RECIF, calcule et met à disposition les données nécessaires pour la facturation des responsables de réserve :
  - Rémunération des capacités de réserves (RP/RS)
  - Rémunération des énergies de réglage (RP/RS)
  - Indemnités déclaratives au bilan de réserve au PA
  - Indemnités déclaratives au bilan de réserve au PM
  - Abattements suite à une défaillance de réglage détectée lors du contrôle de performance
  - Pénalisation suite à une non mise en conformité pour les EDR avec capacité constructive de réglage de fréquence

- Les interactions suivantes sont impactées pour les responsables de réserve :
  - **Fichier participation** : récapitule les données de programmation des réserves par EDP qui servent de base aux calculs
  - **Fichier valorisation** : récapitule l'ensemble des données et calcul de rémunération et d'indemnité du RR
  - **Fichier indispo** : utilisé pour la réduction d'indemnités
  - **Fichier abattements** : résultats du calcul des abattements financiers
  - **Fichier défaillances EDP** : impact sur les réserves des défaillances de réglage détectées dans le cadre du contrôle de performances.
  - **Fichier défaillances RP**: récapitule les défaillances de réglage, détectées dans le cadre du contrôle de performance, qui ont été prises en compte dans le calcul des abattements financiers.

Toutes ces interfaces sont à réinterroger et à redéfinir en termes de :
- **Données échangées**
- **Temporalité**
- **Modalités techniques d'échange**

Planning prévisionnel et déroulé du projet



Fonctionnement de la suspension d'indemnités

Guichet de programmation



20h | Fortuit 20h28 | 21h | 22h

RR

PA : (100, 10, 10, 0, 0)

Déclaration du fortuit à RTE

NEW

Redéclaration du PA suite au fortuit à partir de 22h (DN=1h)

PA : (100, 10, 10, 0, 0)

PA : (100, **0**, **0**, 0, 0)

RTE

PA : (100, 10, 10, 0, 0)

PAHF : (100, 10, 10, 0, 0)

NEW

Saisie du fortuit

PA : (100, **0**, **0**, 0, 0)

PAHF : (100, **10**, **10**, 0, 0)

PA : (100, **0**, **0**, 0, 0)

PAHF : (100, **10**, **10**, 0, 0)

PA : (100, 0, 0, 0, 0)

PAHF : (100, 0, 0, 0, 0)

Sous l'hypothèse d'un engagement de RP de 10 MW

Bilan de réserve au PA = 0
Bilan de réserve au PAHF = 0

Bilan de réserve au PA = - 10
Bilan de réserve au PAHF = **0**

Bilan de réserve au PA = -10
Bilan de réserve au PAHF = **0**

Bilan de réserve au PA = **-10**
Bilan de réserve au PAHF = **-10**

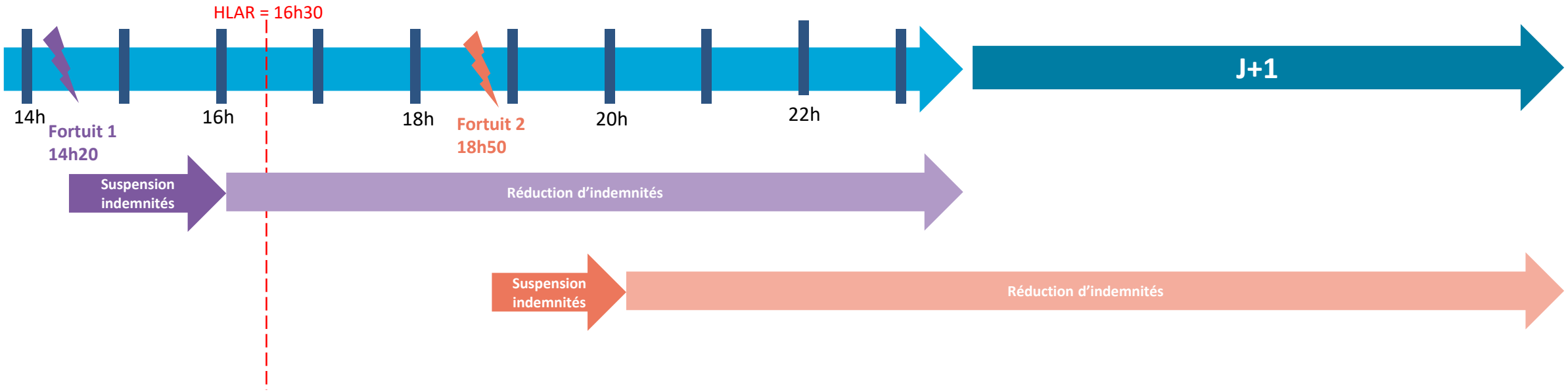
Période de suspension de l'indemnité

Fonctionnement de la réduction d'indemnités

- Extrait de l'article 11.2.2. des règles SSYf :

« De plus, **en cas de contractualisation par obligations ou par recours à un jour similaire en situation de repli,** et **lorsque le Responsable de Réserve ne dispose pas de capacité de Réglage disponible sur les Entité de Réserve de son Périmètre de Réserve lui permettant de reconstituer ses Réserves défaillantes** à l'issue de la période pendant laquelle l'Indemnité a été suspendue selon le mécanisme précédent, l'Indemnité due est réduite, de la fin de la période de suspension précédente à la fin de l'indisponibilité de l'Entité de Réserve concernée. Cette réduction est effectuée au travers de la formule de l'Indemnité décrite à l'Article 11.2.3.

Si le début de l'Indisponibilité Fortuite ou l'Apport Hydraulique Non Maîtrisé, survenant un Jour J, a lieu avant l'Heure Limite d'Accès au Réseau pour le Jour J+1, la réduction de l'Indemnité est limitée au maximum à la fin du Jour J. Si le début de l'Indisponibilité Fortuite a lieu après l'Heure Limite d'Accès au Réseau pour le Jour J+1, la réduction de l'Indemnité est limitée au maximum à la fin du Jour J+1. »



Proposition de simplification

- RTE considère le mécanisme de réduction d'indemnité obsolète :
  - Ses cas d'application vont tendre à disparaitre avec le passage en contractualisation par appel d'offres pour la RP et la RS
  - Il n'est quasiment pas utilisé
  - Il renvoie la mauvaise incitation car il peut inciter les acteurs à ne pas déclarer un fortuit avant 16h30 et le critère de HLAR n'est pas adapté au cas du jour similaire où les résultats sont définis à 9h en J-1 et ne se basent pas sur les programmes prévisionnels envoyés en J-1
  - Le fonctionnement opérationnel est lourd :
    - La déclaration pour obtenir la réduction d'indemnité se fait par le renvoi des fichiers indispos du RR vers RTE
    - Le processus nécessite deux calculs d'indemnités (avant et après intégration du fichier indispo)
    - Le fichier indispo est difficilement contrôlable par RTE, vérifier chaque cas serait très chronophage

RTE propose de supprimer la mécanisme de réduction d'indemnités et de ne conserver que les termes d'indemnité pleine et le système de suspension d'indemnités

8 Gestion de l’aFRR en cas de crise EOD

Contexte

- Lors d'une crise EOD extrême, l'équilibre du système peut nécessiter de recourir au délestage
- Un plan de délestage est préparé, il s'appuie sur des blocs de délestage dont le volume unitaire reste approximatif, à activer au dernier moment en fonction du besoin d'équilibrage
- Afin d'éviter de mettre en danger le système électrique, et pour faciliter la gestion de l'EOD en temps réel, **il est nécessaire dans ces cas là de disposer d'un volume d'aFRR important pour stabiliser la fréquence quand des blocs de délestage sont activés**

Ce qui était historiquement prévu (avant novembre 2021)

- En cas de risque de délestage confirmé en J-1, il était prévu d'augmenter la prescription d'aFRR au maximum possible sur les plages de pointe (matin et soir), tout en respectant les deux critères suivants pour le dimensionnement en SSY :
    - Maximum FCR + aFRR = 1750 MW
    - Ecart maximum de 400 MW entre la valeur min et max d'aFRR

Ce fonctionnement est remis en cause par le passage à la nouvelle méthode de dimensionnement de l'aFRR ainsi que par la contractualisation des capacités de réserve secondaire par appel d'offres en J-1 à 9h .

Déclinaison opérationnelle

RTE propose d'adapter le mode opératoire pour faire face à ces situations exceptionnelles :

- Dérouler en mode nominal l'AO aFRR, ou le calcul de prescription, sans augmenter le volume d'aFRR en J-1
- **En temps réel, augmenter le volume d'aFRR pour viser le besoin d'aFRR réhaussé sur les plages prévues en ajustant des moyens à la baisse.**

Ce mode opératoire a l'avantage d'être appliqué en temps réel ce qui le limite aux cas de délestages avérés.

Impact RE/RR

RTE propose, dans cette situation particulière, d'appliquer un tag P=C pour **les volumes d'ajustements réalisés à la baisse visant à augmenter le volume de SSY disponible** pour faire face à la situation de délestage, avec publication de ces volumes sur le portail services .

Il est proposé que ces ajustements soient apparentés à motif P=C car:

- Les ajustements à la baisse pour reconstituer les SSY, en cas de délestage, représente un produit pour le CAE (si prix d'offre positif)
- Il n'y aura pas de surcoût d'ajustement (i.e. produit du CAE)
    - Ceci est en cohérence avec l'absence de dépense supplémentaire à couvrir: en effet, il n'y aura pas d'offre supplémentaire disponible à la hausse pour compenser ces ajustements à la baisse (prise en compte dans le plan de délestage)
- Il n'y aura pas d'impact sur le PMP (en cas de délestage, la tendance est nécessairement à la hausse – *Règles MA-RE § 4.10.1.3* – donc seules les activations à la hausse déterminent le PMP)

En outre, RTE considère qu'il ne serait pas pertinent d'appliquer un tag SSY car cela impliquerait une pénalisation des responsables de réserve à travers le coefficient S (augmentation des surcoûts SSY pour l'année A+1) injustifiée car les responsables de réserve ne sont pas défaillants sur leurs obligations de réserve.

Ces ajustements pourront être réalisés seulement :

- Si un délestage est avéré
- Dans la limite de 1750 MW – contractualisation FCR – contractualisation d'aFRR
- Sur les plages [6h ;14h] et [18h ;21h]

9 Sujets à aborder aux prochains GTs

Calendrier des GT SSYf

- **Jeudi 12 Mai : 14h – 17h**
- **Vendredi 1er Juillet : 9h30 – 12h30**

Sujets à traiter en 2022

GT

- EnR variables et capacités constructives de réglage de fréquence
- Revue des évolutions liées au passage à l'ISP15
- REX sur l'observabilité statistique
- Présentation pédagogique sur la rémunération de la fourniture de RS au merit order
- EDR avec plusieurs modes de fonctionnement
- Impact dissymétrique : CT/CUO et surcoût S
- LER : traitement de l'hydraulique et impact sur le mécanisme de capacité
- Clarification mise en place de la téléconduite lors d'une certification et avenir avec Stanway

AT

- Bascule du stockage
- Ateliers définition du besoin pour la refonte du back office facturation SSY

Avez-vous des sujets à proposer pour la concertation 2022 ?

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation