Concertation RR/RC
Modifications à venir des produits de RR/RC
Mai 2024

Sondage ouvert du 17 mai au 14 juin 2024

Sondage

Sommaire

1 Glossaire 3

2 Introduction 5

3 Caractéristiques de l'AOLT (appel d'offres long terme) 6

3.1 Période de validité des offres pour un AOLT 6

3.2 Contenu des offres de l' AOLT 6

3.3 Modalités d'attribution 8

3.4 Format des résultats de l'AOLT 8

4 Contractualisation de mFRR à la baisse 10

4.1 Description 10

4.1.1 Contexte 10

4.1.2 Caractéristiques du produit 10

4.2 Sondage 10

4.2.1 Guide de réponse 10

4.2.2 Scénario A : DOmin = 5', DNA = 0' 12

*4.2.3 Scénario B : DOmin = 15', DNA = 0' ..... **Erreur ! Signet non défini.***

*4.2.4 Scénario C : DOmin = 30', DNA = 0' ..... **Erreur ! Signet non défini.***

4.2.5 Scénario D : DOmin = 5', DNA = 15' 13

4.2.6 Scénario E : DOmin = 15', DNA = 15' 15

4.2.7 Scénario F : DOmin = 30', DNA = 15' 16

4.2.8 Scénario G : DOmin = 5', DNA = 30' 16

4.2.9 Scénario H : DOmin = 15', DNA = 30' 18

4.2.10 Scénario I : DOmin = 30', DNA = 30' 19

1 GLOSSAIRE

Acronyme	Signification
aFRR	*automatic Frequency Restoration Reserve* (réserve secondaire)
AO	Appel d'offres
DMO	Délai de mobilisation ou délai de mise en œuvre
DN	Délai de neutralisation
Délai de Neutralisation entre Activations ou DNA	Délai déclaré par l'Acteur d'Ajustement pour une Offre Spécifique et correspondant à la durée minimale entre l'Instant de Désactivation d'un ajustement et l'Instant d'Activation de l'ajustement suivant.
Durée Minimale d'Utilisation ou Domin	Durée, exprimée en minutes et à une résolution de 5 minutes, pendant laquelle une Offre d'Ajustement Activée ne peut être Désactivée.
EDA	Entité d'ajustement
EDP	Entité de programmation
EOD	Equilibre offre-demande
FCR	*Frequency Containment Reserve* (réserve primaire)
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
MA	Mécanisme d'Ajustement
mFRR	*manual Frequency Restoration Reserve* (réserve tertiaire rapide)
P=C	Production = Consommation
Période contractuelle	Période de livraison couverte par l'appel d'offres.
Période de validité	La période au cours de laquelle l'offre d'énergie d'équilibrage déposée par le fournisseur de services d'équilibrage peut être activée, toutes les caractéristiques du produit étant respectées. La période de validité est définie par une heure de début et une heure de fin.
Pmin	Puissance minimale d'une offre
Pmax	Puissance maximale d'une offre
P seuil	Puissance minimale indivisible d'une offre. Elle est fixée par RTE à dix (10) MW.
RPD	Réseau public de distribution d'électricité
RPT	Réseau public de transport d'électricité

RR	*Replacement Reserve* (réserve tertiaire complémentaire)
RR-RC	Réserves rapides et réserves complémentaires

2 INTRODUCTION

RTE adapte le mécanisme de la RR-RC aux évolutions règlementaires et aux besoins de RTE. A ce titre, RTE a présenté lors du GT RR/RC du 30/04/2024 :

- Les orientations pour le futur appel d'offres long terme qui va remplacer pour l'année de livraison 2026 l'appel d'offres annuel.
- Les caractéristiques d'un produit baisse dont la mise en œuvre serait attendue pour T4 2025.

Dans le cadre de la concertation, RTE souhaite sonder les Acteurs d'Ajustement sur les deux points ci-dessus. Sur la base des résultats du sondage, RTE présentera des propositions lors du GT RR-RC du 20/06/2024.

3 CARACTERISTIQUES DE L'AOLT (APPEL D'OFFRES LONG TERME)

L'AOLT ne concerne que les offres à la hausse.

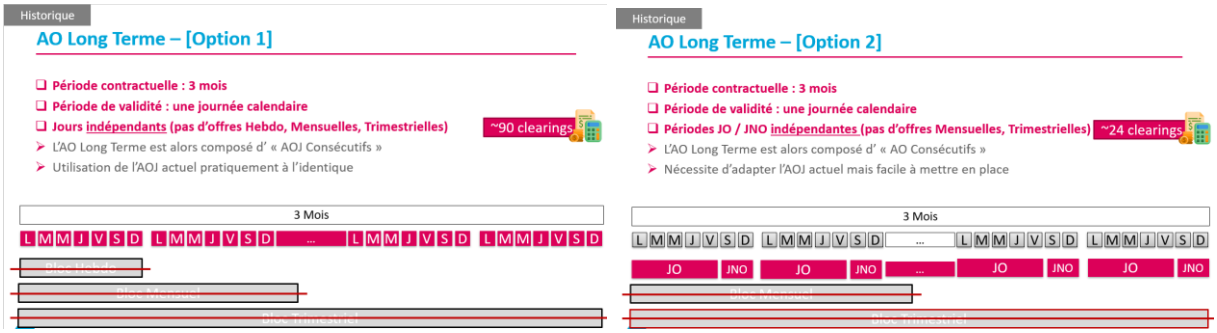
RTE souhaite s'appuyer sur l'application RACOON déjà utilisée pour l'AOJ pour la contractualisation des produits de RR-RC via l'AO LT à la fois pour le dépôt des offres et la publication des résultats.

Un guichet de clôture de l'AOLT concernera un ensemble d'offres couvrant une période contractuelle constituée de mois consécutifs. Pour 2026, s'agissant de périodes contractuelles trimestrielles, un guichet aura pour objectif de recueillir les offres pour les 3 mois suivants.

3.1 Temporalité des offres pour un AOLT

Pour la période de livraison débutant au 1er janvier 2026, un appel d'offres long terme dont les périodes contractuelles seront de 3 mois, remplacera l'actuel AOA.

Lors du GT RR-RC du 30 avril, 2 options ont été présentées demandant aux acteurs de se prononcer en faveur de l'un ou l'autre des options concernant la formulation des offres.



Quelle option préférez-vous ?

○ L'option 1 ○ L'option 2 ○ Les 2 options me conviennent
Réponse : Les 2 options nous conviennent, il est cependant à noter que les hypothèses de forme sur des prix plus long termes à la maille journalière porte plus d'incertitude qu'une répartition à l'échelle de la semaine. Dans tous les cas, pour des contraintes d'organisation et de développement SI, il est nécessaire que les acteurs aient a minima 12 mois avant le lancement de l'AO toutes les spécifications SI et le support d'offre exact qui sera applicable.

3.2 Nombre de fichiers d'offres par AOLT

RTE a indiqué en GT souhaiter calquer le fonctionnement de l'AOLT sur la base de l'appel d'offres journalier orchestré par la plateforme Racoon. Il en découle que le format des fichiers d'offres devraient être très proches du format des fichiers capB_mFRR_ «AAAAMMJJ » _« ACTEUR ».

RTE identifie 2 possibilités :

Option 1 : l'acteur dépose autant de fichiers que de clearings attendus ;

Option 2 : l'acteur dépose un seul fichier par AOLT, c'est-à-dire avec l'ensemble des offres de la période contractuelle (3 mois).

Quelle option préférez-vous ?

○ L'option 1 ○ L'option 2 ○ Les 2 options me conviennent
Réponse : L'option 2. Nous souhaiterions envoyer un fichier distinct pour les offres de RR et un fichier pour les offres de RC. Cela facilite le traitement, l'analyse a posteriori et cette proposition est analogue avec le processus de l'AO journalier.

3.3 Contenu des offres de l' AOLT

RTE propose de reconduire les caractéristiques des offres de **l'appel d'offres journalier** :

1. Une offre porte sur un seul produit : soit la RR soit la RC
2. Période de validité d'une offre
3. Plage de puissance et prix de l'offre :

   Une plage de puissance a un seul prix. Les plages de puissance (entiers positifs, en MW) sont continues. Le prix (en €/MW ou €/MW/période de validité) est croissant avec la puissance (non strictement), c'est-à-dire que le prix proposé pour le nième MW est supérieur ou égal au prix proposé pour le pième MW lorsque n > p.

   Le prix proposé sur toute la plage de puissance comprise entre 0 MW et la Pmin doit être constant.

   RTE fixe la puissance seuil de soumission à 10 MW.

   La puissance seuil d'une offre soumise par un acteur est supérieure ou égale à la puissance seuil fixée par RTE. Au-delà de la puissance seuil de l'offre, celle-ci est sécable au MW près.
4. Nombre de plage de prix par guichet et par acteur

   Un acteur, candidat à l'AOLT, peut soumettre, toutes offres confondues, au plus cinquante (50) prix pour une période de validité.

Ce plafond vous convient-il ? Si ce plafond est trop contraignant, justifiez une nouvelle valeur.

Nous n'avons pas réalisé d'estimation du nombre d'offre.

Avez-vous des commentaires sur la formation des prix des offres ?

EDF a déjà fait remonter à plusieurs reprises les problèmes inhérents à la divisibilité des offres (que cela soit concernant la RR/RC mais aussi l'AO RS). En effet, l'impossibilité de faire des offres indivisibles dans les conditions des AO actuels n'est pas idéale car ne reflète pas au mieux les contraintes techniques des moyens de production proposés en réserve. En effet, un groupe hydraulique n'est pas sécable physiquement, il doit ainsi être réservé en totalité ou non. Si le groupe n'est pas réservé en totalité, une partie de la perte d'opportunité du producteur n'est pas rémunérée. Cette limitation ne sera pas prise en compte dans le prix des offres proposées à RTE au lancement de l'AO car il n'y a pas d'historique, mais pourrait être prise en compte en cas de répétition systématique du phénomène.

3.4 Modalités d'attribution

Les modalités d'attribution sont identiques à celles utilisées dans l'actuel appel d'offres journalier (cf règles RR/RC en vigueur).

Voyez-vous des limites à cette proposition ?

3.5 Format des résultats de l'AOLT

Le format utilisé sera sur le modèle de l'AOJ actuellement en place. Une vision trimestrielle sera ajoutée.

Voyez-vous des limites à cette proposition ?

Il est préférable que les résultats soient communiqués journée par journée, indépendamment de la temporalité des offres retenues en question 3.1. Cela facilite l'intégration des données dans nos processus. Nous souhaiterions deux fichiers de résultat, l'un pour la RR et le second pour la RC.

3.6 1.1 Publication des résultats

RTE s'interroge sur les timings associés à l'appel d'offres trimestriel, en effet ce dernier se déroulera en 4 phases :

1. Dépôt des offres
2. Clearing
3. Contrôle de cohérence des résultats par RTE
4. Publication des résultats aux acteurs

Dans ce cadre RTE souhaite sonder les acteurs sur la date limite de publication des résultats.

Cette limite doit être exprimée par rapport au **1er jour de la période de livraison**.

Par exemple : 28 jours avant le 1er jour de livraison.

Pour des raisons de planification de maintenance ou d'indisponibilité de courte durée sur nos

moyens, nous aurions besoin des résultats de l'AO 4 à 5 semaines avant le premier jour de livraison.

4 CONTRACTUALISATION DE MFRR A LA BAISSE

4.1 Description

4.1.1 Contexte

RTE identifie depuis plusieurs années le besoin de mettre en place un produit rapide à la baisse.

Dans le cadre d'une étude menée avec ENTSO-E (RGCE) sur les LLFD (Long Lasting Frequency Deviation), sur 20 situations passées, RTE a identifié que la contribution de RTE à ces évènements était due dans 50% des cas à un manque de moyens rapides à la baisse.

RTE envisage donc de contractualiser une réserve rapide à la baisse.

Comme présenté lors du GT RRRC du 30/04, le dimensionnement pressenti reposerait sur la notion d'aléa dimensionnant à la baisse. Le besoin exprimé par RTE pour ce nouveau produit est ainsi estimé entre 700 et 1000 MW.

4.1.2 Caractéristiques du produit

RTE, dans le cadre du design de ce produit, cherche à conjuguer 3 enjeux :

- Disposer d'un produit permettant de faire face aux contraintes à la baisse, y compris ceux à dynamiques rapides (DfD notamment) ;
- Choisir un produit qui pourra être proposé **à la cible** sur la plateforme d'équilibrage MARI ;
- … et disposant d'un gisement suffisant pour couvrir le besoin de RTE.

Aussi, RTE et la CRE souhaitent évaluer le gisement de mFRR baisse qui pourrait être proposé par les acteurs. Ce gisement étant dépendant des caractéristiques du produit, il est présenté ci-dessous plusieurs scénarii, faisant varier le couple (DOmin, DNA). La notion de DNA s'applique pour les offres implicites et explicites.

Dans tous les scénarii :

- Le besoin RTE est réputé constant sur la journée ;
- La période contractuelle est d'1 journée.
- Le période de validité est **1h,** débutant à l'heure ronde. Le DOmax doit être compatible avec la période de validité.
- Le DMO est de 13' ;
- La gestion des stocks et du nombre d'activation sont gérés par les acteurs via la formulation de leurs offres et LE.

4.2 Sondage

4.2.1 Guide de réponse

Pour chaque scénario, RTE souhaite disposer des informations suivantes :

- La répartition par filière des MW que l'acteur pourrait proposer à l'AO à l'horizon T4 2025 ;

- Pour chaque filière, un ordre de grandeur des pas de temps pour lesquels l'acteur pourrait proposer les MW pendant une journée de livraison donnée.
- Dans le cas où les volumes seraient convertis depuis des moyens existants/prévus en aFRR, le préciser.

4.2.1.1 Exemple

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire				
Hydraulique				
Thermique				
Eolien				
Photovoltaïque	1400 MW	600 MW	0	0
Stockage	0	0	200 MW	300 MW
Soutirage (hors stockage)				
Autre				

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

300 MW

Expression libre :

Chiffres max pour le PV, dépend de l'ensoleillement. Arbitrage de certaines batteries prévues pour l'aFRR, suivant les conditions des A.O.

4.2.1.2 Analyse de RTE

L'acteur de l'exemple ci-dessus indique qu'il pourra proposer :

- 2000 MW via la filière photovoltaïque dont :
  - 1400 MW entre 1h et 3h par jour ;
  - 600 MW entre 4h et 11h par jour.
- 500 MW via la filière stockage dont :
  - 200 MW entre 12h et 23h par jour ;

- 300 MW toute la journée.

Il a par ailleurs précisé que 300 des 2500 MW seraient proposés en mFRR en lieu et place d'aFRR (arbitrage).

4.2.1.3 Synthèse des scénarii

Scénario	DOmin	DNA
A	5	0
B	15	0
C	30	0
D	5	15
E	15	15
F	30	15
G	5	30
H	15	30
I	30	30

Si la réponse de l'acteur ne change pas suivant le DNA, il n'est pas nécessaire de remplir tous les scénarii.

Début réponse EDF :
En préambule de la réponse par scénario, EDF souhaite informer RTE sur certains aspects communs à tous les scénarios :

- La participation d'EDF à cet AO est encore en cours d'instruction
- Les centrales nucléaires sont exclues de ce produit car ont un Délai de Prévenance de 20 min.
- EDF a pris le parti de répondre en incluant les TACs et les CCG qui, une fois couplée, pourraient avoir des caractéristiques compatibles avec des scénarios proposés par RTE. En revanche, il est très peu probable (et questionnable économiquement parlant) que ces moyens soient réservés car ils seront à prix très élevés dans le cadre de la RR Baisse.
- Concernant les CCG :
  - Il pourra être nécessaire pour des raisons organisationnelles de limiter le nombre d'occurrence d'activation dans une même journée
  - Un seul CCG a un DOmin de 5 min et DNA de 15 min. Les 3 autres ont des DOmin de 15 min et des DNA de 30 min.
  - Certaines problématiques concernant le sourcing du gaz restent encore à résoudre. Les volumes proposés en estimation ne sont pas garantis.
  - D'un point de vue économique, ces moyens étant en fin de merit order, avant les TACs et généralement après l'hydraulique, ils seraient ainsi parmi les plus chers à réserver à la baisse.
- Concernant les TACS :
  - Il pourra être nécessaire pour des raisons organisationnelles de limiter le nombre d'occurrence d'activation dans une même journée

- Les TACS sont très rarement démarrées pour le besoin d'équilibrage du portefeuille d'EDF, il est fort probable qu'elles ne soient jamais retenues en RR ou à des coûts prenant en compte la désoptimisation de les coupler alors qu'elles ne sont pas économiques. Quand bien même un couplage serait vu économique par EDF, ces moyens, étant en fin de merit order, seraient ainsi les plus chers à réserver à la baisse.

- Concernant l'hydraulique :
  - Après la mise en œuvre d'un projet de grande ampleur sur une partie de notre parc de production hydraulique après 2026 certains de nos ouvrages pourraient gagner en flexibilité à la baisse. Nous devrions ainsi avoir la capacité de proposer, à cet horizon uniquement :
    - Des arrêts de turbines hydrauliques (démarrées au programme d'appel) pour 15min (pour passer en mode compensateur synchrone) avec un DNA de 15min
    - Des démarrages de pompe hydraulique pour 15min avec un DNA de 45min (15min de compensateur synchrone+30min d'arrêt avant un nouveau démarrage). Il est prévu que seules les pompes de Revin (4*175MW) puissent avoir un DNA de 15min.
  - A noter, il serait envisageable un jour d'avoir sur certaines centrales un Domin 5 min (en passant en compensateur synchrone pour 5min) mais les efforts sont actuellement mis pour apporter de la flexibilité au pas 15min à l'horizon 2026 sur des aménagements pilotes.
- En période de butée de baisse, nous tenons à alerter RTE sur le prix que pourrait avoir cette réserve basée sur des actifs pilotables dont le démarrage serait forcé et globalement désoptimisant pour le système. Lors de ces épisodes en particulier, la réserve devrait être apportée au système par les EnR, celles-ci pouvant être baissées/écrêtées à coût nul pour la collectivité.
- Concernant les interactions de la RR Baisse avec l'aFRR et la FCR :
  - En cas de placement de RR baisse sur un CCG qui est programmé en aFRR, il ne sera pas possible de respecter simultanément le DMO (le gradient en particulier) d'activation de la RR et l'activation à la baisse de l'aFRR (dans l'hypothèse d'un signal ni=-1). Ainsi, les offres proposées en RR seront limitées en volume pour se couvrir de ce risque d'occurrence.
  - Les volumes proposées dans la réponse EDF à ce sondage sont pour parti des volumes également certifiés pour participer à l'aFRR. L'arbitrage de participer à l'un ou l'autre des mécanismes se retrouvera dans le prix des offres portées dans chacun des mécanismes. En particulier sur l'hydraulique, un appel à la baisse engendre un arrêt de groupe qui a pour conséquence la perte de réserve primaire et éventuellement de la perte de réserve secondaire.
- Concernant le stockage : à l'heure actuelle, les projets de développement de batterie sont essentiellement réalisés dans l'optique de participer aux réserves primaire et secondaire. Ainsi, aucun gisement de réserve rapide n'est prévu à date sur ces moyens
- EDF n'a pas répondu aux scénarios avec un DNA de 0 min car aucune de nos centrales n'est en capacités technique de tenir un DNA de 0 min
- A partir de la publication des règles et des spécifications SI du nouveau produit, compte tenu de la charge SI sur de futurs évolutions règlementaires, EDF a besoin de 12 mois environ de développement et d'organisation (évolution dans les processus) pour participer à ce nouvel AO.

4.2.2 Scénario D : DOmin = 5', DNA = 15'

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire	0	0	0	0
Hydraulique	0	0	0	0
Thermique	0	0	0	320 MW si CCG démarré
Eolien	0	0	0	0
Photovoltaïque	0	0	0	0
Stockage	0	0	0	0
Soutirage (hors stockage)	0	0	0	0
Autre	0	0	0	0

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

Oui : 320 MW pour le thermique

A noter, la perte d'opportunité à participer à l'un ou l'autre des mécanismes se reflètera dans les coûts de réserves proposés. Ce constat vaut également pour la participation à la FCR.

Expression libre :

Un seul de nos CCG aurait les capacités techniques pour participer avec ces caractéristiques mais il est à considérer que les CCG doivent être démarrés au programme d'appel avec des programmes optimisés compatibles avec la RR.

4.2.3 Scénario E : DOmin = 15', DNA = 15'

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire	0	0	0	0
Hydraulique	0	700 MW après 2026	0	Si démarré au PA > 1000 MW après 2026
Thermique	0	0	0	320 MW si CCG démarré
Eolien	0	0	0	0
Photovoltaïque	0	0	0	0
Stockage	0	0	0	0
Soutirage (hors stockage)	0	0	0	0
Autre	0	0	0	0

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

Oui : 320 MW pour le thermique

Suivant le niveau de démarrage du parc hydraulique et la gestion des lacs, les volumes proposés dans la réponse à ce sondage pourraient, pour partie, être arbitrés avec de l'aFRR. Une estimation lors de ce sondage sur l'hydraulique est périlleuse car multifactorielle.

A noter, la perte d'opportunité à participer à l'un ou l'autre des mécanismes se reflètera dans les coûts de réserves proposés. Ce constat vaut également pour la participation à la FCR.

Expression libre :

4.2.4 Scénario F : DOmin = 30', DNA = 15'

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire	0	0	0	0
Hydraulique	0	700 MW après 2026	0	Si démarré au PA > 1000 MW après 2026
Thermique	0	0	0	320 MW si CCG démarré
Eolien	0	0	0	0
Photovoltaïque	0	0	0	0
Stockage	0	0	0	0
Soutirage (hors stockage)	0	0	0	0
Autre	0	0	0	0

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

Oui : 320 MW pour le thermique

Suivant le niveau de démarrage du parc hydraulique et la gestion des lacs, les volumes proposés dans la réponse à ce sondage pourraient, pour partie, être arbitrés avec de l'aFRR. Une estimation lors de ce sondage sur l'hydraulique est périlleuse car multifactorielle.

A noter, la perte d'opportunité à participer à l'un ou l'autre des mécanismes se reflètera dans les coûts de réserves proposés. Ce constat vaut également pour la participation à la FCR.

Expression libre :

4.2.5 Scénario G : DOmin = 5', DNA = 30'

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire	0	0	0	0
Hydraulique	0	0	0	0

Thermique	0	0	0	320 MW si CCG démarré
Eolien	0	0	0	0
Photovoltaïque	0	0	0	0
Stockage	0	0	0	0
Soutirage (hors stockage)	0	0	0	0
Autre	0	0	0	0

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

Oui : 320 MW pour le thermique A noter, la perte d'opportunité à participer à l'un ou l'autre des mécanismes se reflètera dans les coûts de réserves proposés. Ce constat vaut également pour la participation à la FCR.

Expression libre :

4.2.6 Scénario H : DOmin = 15', DNA = 30'

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire	0	0	0	0
Hydraulique	0	700 MW après 2026	0	Si démarrées > 1000 MW après 2026
Thermique	0	0	0	690 MW si CCG démarrés + 400 MW si TAC démarrées
Eolien	0	0	0	0
Photovoltaïque	0	0	0	0
Stockage	0	0	0	0
Soutirage (hors stockage)	0	0	0	0
Autre	0	0	0	0

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

Oui : 750 MW pour le thermique

Suivant le niveau de démarrage du parc hydraulique et la gestion des lacs, les volumes proposés dans la réponse à ce sondage pourraient, pour partie, être arbitrés avec de l'aFRR. Une estimation lors de ce sondage sur l'hydraulique est périlleuse car multifactorielle.

A noter, la perte d'opportunité à participer à l'un ou l'autre des mécanismes se reflètera dans les coûts de réserves proposés. Ce constat vaut également pour la participation à la FCR.

Expression libre :

4.2.7 Scénario I : DOmin = 30', DNA = 30'

	Entre 1h et 3h	Entre 4h et 11h	Entre 12h et 23h	Toute la journée
Nucléaire	0	0	0	0
Hydraulique	0	700 MW après 2026	0	Si démarrées > 1000 MW dès le lancement
Thermique	0	0	0	690 MW si CCG démarrés + 400 MW si TAC démarrées
Eolien	0	0	0	0
Photovoltaïque	0	0	0	0
Stockage	0	0	0	0
Soutirage (hors stockage)	0	0	0	0
Autre	0	0	0	0

Parmi les MW ci-dessous, certains seront-ils proposés en lieu et place d'aFRR ? Si oui, environ quels volumes ?

Oui : 750 MW pour le thermique

Suivant le niveau de démarrage du parc hydraulique et la gestion des lacs, les volumes proposés dans la réponse à ce sondage pourraient, pour partie, être arbitrés avec de l'aFRR. Une estimation lors de ce sondage sur l'hydraulique est délicate car multifactorielle.

A noter, la perte d'opportunité à participer à l'un ou l'autre des mécanismes se reflètera dans les coûts de réserves proposés. Ce constat vaut également pour la participation à la FCR.

Expression libre :

Concernant l'hydraulique :

Le scénario proposé correspond le mieux aux contraintes techniques actuellement en vigueur sur notre parc de production. Ce scénario dégagerait le plus de gisement. Ainsi, dans ces caractéristiques de produit, EDF pourrait répondre avec des turbines démarrées au programme d'appel dès le lancement de l'appel d'offre, en considérant une communication bien en amont des spécifications SI liées à ce nouveau produit. Seules les pompes de Revin seraient compatibles à ces caractéristiques après 2026. L'énergie étant un facteur limitant, ces pompes ne pourraient être proposées sur les 24h de la période contractuelle de l'AO. L'estimation en énergie disponible est plus proche des 4h que des 11h proposées dans l'intervalle de RTE. Les autres pompes du parc EDF ont un DNA de 45 min.

De plus, puisque les liens entre offre ne seront pas possibles (absence de liens d'exclusivité temporels), EDF placera suivant sa vision de l'optimalité économique les volumes de pompes en fonction de l'énergie disponible pour répondre à l'AO.

A noter, il est nécessaire d'avoir 30 min de délai entre un arrêt/démarrage de turbine et un démarrage/arrêt de pompe. Cette contrainte sera prise en compte dans notre réponse à l'AO, ainsi tous les volumes ne seraient pas disponibles de manière constante sur la journée.

Les déversements hydrauliques ne pourraient être proposés à cet AO (peu importe les caractéristiques) car les DMO sont d'1h et les Domin de 2h. Ces délais ne sont pas réductibles car afférent à la sureté hydraulique.