Participation aux échanges de produits standards de mFRR sur la plateforme MARI

Réponse ENGIE

Le 26 avril 2024

Q1. Parmi les moyens à votre disposition, quels sont ceux qui pourraient reproduire les caractéristiques du produit standard de mFRR détaillées en paragraphe 3.1 tout en respectant les contraintes mentionnées en paragraphe 2.4 ? Préciser pour chaque moyen la filière et le volume en MW susceptibles de participer à la plateforme MARI.

Pour ENGIE, les estimations sont les suivantes (non engageantes) :

DSM	60	MW
CCG	0	MW
Hydro	0	MW
BESS	0	MW

CCG : 0 MW. Les processus de bidding, d'activation et d'envoi du PM deux minutes après activation induisent des investissements SI. En l'état, il n'est pas possible de participer. Aucun investissement n'est par contre à prévoir côté site de production, capables sous certaines conditions de livrer le produit attendu (cf. Question 2).

DSM : 60 MW issus de la croissance du portefeuille MPE (Mon Pilotage Elec). L'investissement SI pour participer est négligeable. Attention, ces MW seront soumis à arbitrage entre aFRR et mFRR.

HYDRO : 0 MW. De la même manière que pour les assets Thermiques, en l'état, sans développement SI, les assets Hydro ne peuvent participer (cf. process opérationnel de bidding, d'activation et d'envoi du PM).

BESS : 0 MW (aucune batterie à ce jour).

Q2. Parmi les moyens à votre disposition, quels sont ceux qui pourraient reproduire les caractéristiques du produit standard de mFRR moyennant des investissements pour se conformer aux exigences techniques attendues ? A quel horizon de temps ces moyens pourraient participer à la plateforme MARI ? Préciser pour chaque moyen la filière, les coûts d'investissement nécessaires et le volume en MW susceptibles de participer à la plateforme MARI

Pour ENGIE les estimations sont les suivantes :

DSM	50	MW
CCG	440	MW
Hydro	110	MW
BESS	0	MW

CCG : Nous estimons à 100 k€ l'investissement SI à réaliser pour fournir le service d'ici l'ouverture du service (fin 2025 / début 2026). Ce volume pourrait être offert par les centrales de SPEM, CYCOFOS et COMBIGOLFE lorsqu'elles tournent (*Spinning* flexibilité, soit la flexibilité offerte entre Pmin et Pmax)

A noter : nos CCG sont également actives sur le marché d'aFRR. Un arbitrage sera fait entre ces marchés (cf. exclusivité des puissances).

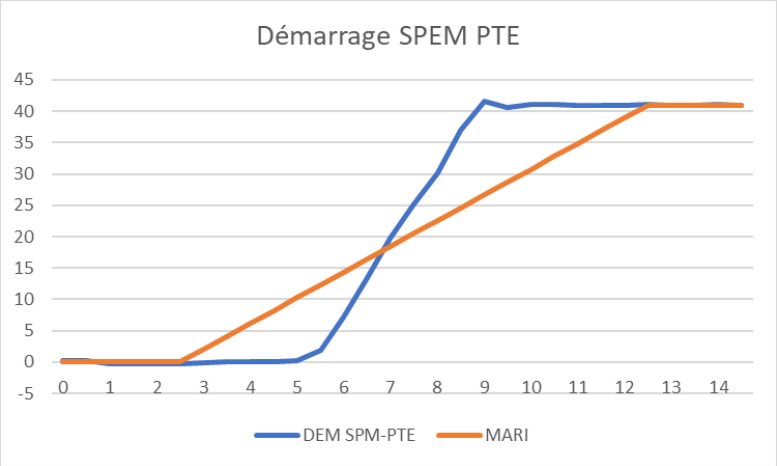
HYDRO : Nous estimons à 100 k€ l'investissement SI à réaliser pour fournir le service d'ici l'ouverture du service (fin 2025 / début 2026). Les usines de Marèges, St Pierre et Pont de Camp pourraient offrir une baisse de charge sur MARI lorsqu'elles tournent ((*Spinning* flexibilité)

- St Pierre : baisse de 80MW lorsque l'usine tourne à Pmax
- Marège : baisse de 10 MW maximum (car plusieurs turbines, impossible de baisser davantage sans arrêter des turbines)
- Pont de Camp : baisse de 20 MW

Q3. Parmi les moyens à votre disposition, quels sont ceux qui ne pourront pas reproduire les caractéristiques du produit standard de mFRR malgré des investissements ? Préciser les raisons techniques bloquantes.

CCG : La seule centrale capable d'offrir son démarrage sur MARI est SPEM-Pointe. Le temps de démarrage des autres centrales n'est pas compatible avec MARI. Le fait d'avoir un profil de rampe imposé (variation linéaire en 10 minutes – cf. courbe en orange ci-dessous) couplé à des tolérances strictes (variation +/- 20% en énergie par pas 5 minutes) est néanmoins bloquant pour cette centrale. Nous rappelons qu'une rampe de démarrage est une rampe technique, non pilotable, et aucun investissement additionnel ne changera cela.

Le schéma ci-dessous montre en bleu la rampe de démarrage de SPEM-Pointe (cas du 22/3/2024) : les écarts sont supérieurs aux tolérances fixées par RTE.

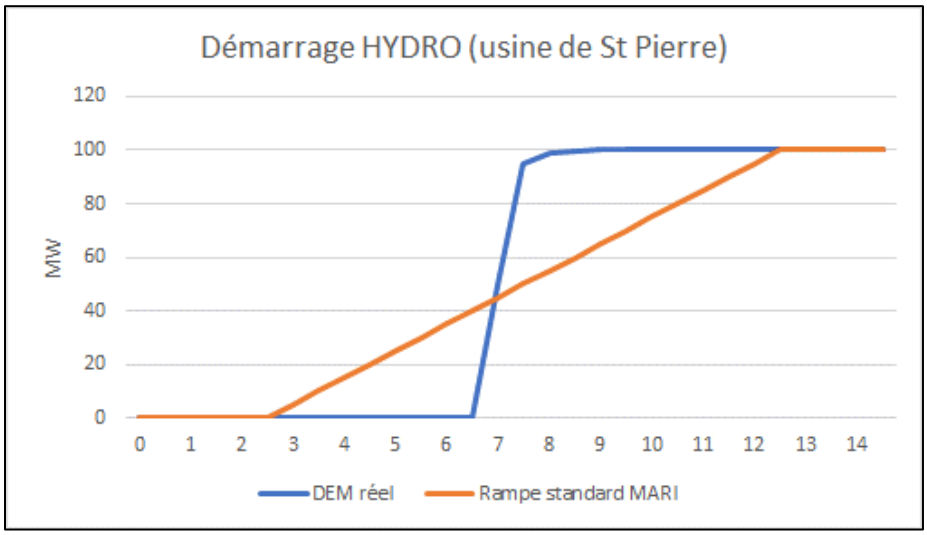


	Rampe 1/2	Rampe 2/2
MARI (MWh)	0,769	2,477
Réalisé (MWh)	0,351	3,164
Ecart énérgie	-54%	28%

Si le fait d'être hors tolérance sur un pas 5' n'occasionne que des écarts, ils pourraient être intégrés dans le pricing de nos offres mFRR. Ce point ne constituerait donc pas un point bloquant pour participer, et les 43 MW de SPEM-Pointe pourraient être intégrés aux 440 MW ci-dessus (soit 483 MW).

Si par contre cela entraine une disqualification de MARI (comme pour TERRE), alors cette contrainte devient bloquante et SPEM Pointe ne partagera pas sa flexibilité sur MARI. C'est pourtant la seule centrale sans arbitrage entre aFRR et mFRR.

HYDRO : Les usines de la SHEM ne pourront offrir leur arrêt sur MARI (contrairement aux volumes offerts au MA) du fait des contraintes de rampe (cf. exemple ci-dessous).



	Rampe 1/2	Rampe 2/2
MARI (MWh)	1,875	6,042
Réalisé (MWh)	0,412	8,279
Ecart énérgie	-78%	37%

En outre, il sera nécessaire d'affiner les stratégies de bidding pour épargner les machines (cf. risques techniques liés à un arrêt de 15 minutes seulement avant redémarrage à Pmax : phase de couplage/découplage critiques pour les groupes, les multiplier reviendrait à accélérer leur vieillissement).

DSM : les effacements issus de démarrage de Groupe Secours sont également concernés par les contraintes de rampe et les sanctions associées (rampes de démarrage non pilotable).

En conclusion :

les contraintes locales fixées par RTE, et non au niveau européen, sont trop strictes et ne correspondent pas à la réalité des actifs. Dans notre cas, elles conduisent à ne quasiment rien offrir sur MARI puisque 1) les démarrages sont d'office exclus et 2) la Spinning flexibilité cherchera à se valoriser préférentiellement en aFRR. Ces règles vont conduire à réduire la liquidité sur les plateformes et à augmenter mécaniquement le cout du produit et les couts d'équilibrage. En outre, nous percevons une certaine injustice par rapport aux contraintes imposées par les TSO voisins (ex : cas de la Belgique) et une certaine incohérence avec l'esprit initial d'un produit standard.

Nous préconisons :

- **De restreindre les tolérances de livraison à la phase de palier**
- **OU de fixer une tolérance de rampe sur l'ensemble de la rampe (10')**
- **OU de ne pas prévoir de disqualification MARI en cas d'écart sur les rampes.**

Q4. Est-ce que le principe d'offres exclusives est une structure d'offres que vous êtes susceptible d'utiliser afin de modéliser les contraintes techniques de vos moyens ? Justifier le besoin.

Nous n'avons pas identifié de cas d'usage.

Q5. Est-ce que le principe d'offres multi-parts est une structure d'offres que vous êtes susceptible d'utiliser afin de modéliser les contraintes économiques de vos moyens ? Justifier le besoin.

Offres multi-parts

Sauf erreur de compréhension, l'intérêt de ces offres multi-parts par rapport à des bids indépendants sur un même QH concerne les cas suivants :

- Cela empêche qu'une offre avec un prix inférieur à une offre activée ne soit pas activée (cas d'une offre paradoxalement rejetée).
- Cela permet aux offres avec un prix plus cher que le prix d'une offre activée en SA de ne plus être disponibles en DA (idem pour une offre activée en DA dont les offres plus chères seraient également rendues indisponibles en DA).

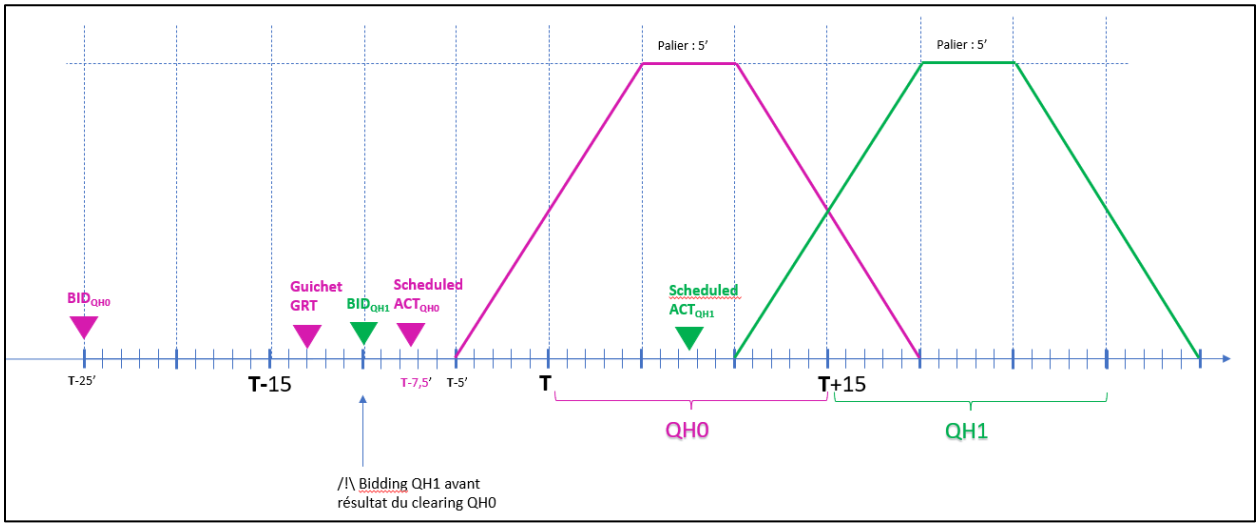
Au-delà de ces deux cas, le fait que les bids avec prix moins chers qu'un bid activé soient également activés devrait correspondre au cas nominal.

En l'état, cette fonctionnalité semble complexe au regard des bénéfices escomptés. Il nous semble d'ailleurs qu'elle n'a pas été systématiquement implémentée par les TSO (ex : Elia). Nous serions intéressés par des exemples de contraintes modélisées par cette fonctionnalité.

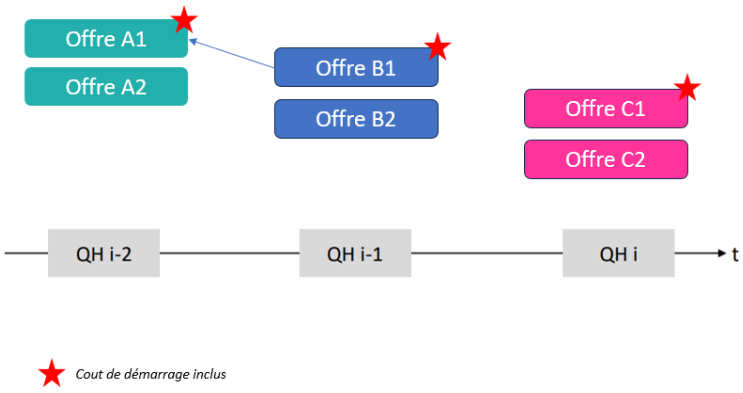
Liens conditionnels :

Cette fonctionnalité est importante notamment pour les actifs présentant un cout initial non reconduit sur les QH suivants. C'est notamment le cas des actifs thermiques présentant un cout de démarrage.

Compte-tenu du timing (soumission d'offres sur QH1 avant de connaitre les résultats sur QH0 – cf. ci-dessous pour SA), ces contraintes ne peuvent en effet être prises en compte par l'opérateur et doivent être fournies à l'algorithme.



Ex : si A1 et B1 sont des offres respectivement sur QHA et QHB incluant un cout de démarrage, et A2 et B2 sont des offres valables lorsque l'asset tourne, alors des liens conditionnels sont nécessaires pour transmettre des contraintes supplémentaires à la plateforme.



Exemple de configuration :

- *B1 indispo si A1 activé*
- *B1 dispo si A1 non activé*
- *B2 dispo si A1 activé*
- *Etc…*

Q6. L'agrégation de sites d'injection pouvant être issu de filières différentes pourrait-elle être un levier afin de reproduire les caractéristiques du produit standard de mFRR détaillées en paragraphe 3.1 ?

Préciser la réponse en indiquant le volume supplémentaire en MW susceptible d'être offert sur la plateforme MARI.

Nous n'avons pas de cas concret à date.

Q7. L'agrégation de sites d'injection et de stockage pourrait-elle être un levier afin reproduire les caractéristiques du produit standard de mFRR détaillées en paragraphe 3.1 ? Préciser la réponse en indiquant le volume supplémentaire en MW susceptible d'être offert sur la plateforme MARI.

Oui potentiellement, à hauteur de 100 MW maximum. Cf. précisions ci-dessous.

Q8. Quelles autres configurations d'agrégation vous permettraient d'augmenter le volume de votre participation à la plateforme MARI ? Préciser la réponse avec des exemples d'agrégats et le volume associé en MW.

Les possibilités d'agrégation sont étudiées avec attention chez ENGIE. Nous sommes convaincus de la pertinence de solutions mixtes pour construire des flexibilités adaptées aux attentes du réseau. Nous soutenons à ce titre RTE dans ses démarches d'assouplissement des possibilités d'agrégation proposées dans les règles. Il est primordial de les prévoir maintenant pour en bénéficier à moyen/long terme.

L'agrégation reste néanmoins un sujet délicat et complexe à mettre en œuvre : elle se cantonne pour l'instant à quelques cas très spécifiques, encore en étude et développement, et qu'il reste à éprouver. De manière non exhaustives : agrégation de batteries sur des sites de consommation ou agrégation de batteries sur des sites de production EnR existants.

Les difficultés rencontrées sont multiples : techniques (SI, algorithmes), opérationnelles (équipes et sites distinctes), liées à des problématiques de raccordement ou encore dépendantes d'instruction préalables et au cas par cas avec RTE/Enedis. En outre, la diversité des types de flexibilité disponibles est aujourd'hui limitée.

A court terme, ces projets resteront marginaux. Ils ne permettront pas de répondre aux contraintes fortes de RTE sur les rampes du produit MARI. Ils ne permettront pas d'augmenter significativement le volume offert sur MARI à horizon 2026.

Q9. La refonte du mécanisme de contractualisation de la RR-RC aura-t-elle un impact sur votre incitation à déposer des offres sur la plateforme MARI ?

La refonte du mécanisme de contractualisation de la RR-RC s'effectue en deux étapes :

- **Dès 2026** : création de 3 nouveaux produits « refondus », hausse et baisse (mFRR hausse, mFRR baisse et RR hausse). Nous devrions chercher à contractualiser ces produits 1 heure, tout au moins pour les nouvelles capacités souhaitant s'engager en RR-RC. Nous devrions en outre chercher à développer davantage notre flexibilité à la baisse.

Si à cette échéance, RTE est connecté à la plateforme MARI, alors ces produits pourraient chercher à s'offrir sur MARI, ce qui permettrait de bénéficier de la liquidité de cette plateforme et des plages de prix au pas 15'.

Nous rappelons néanmoins que MARI est contraignant à deux titres par rapport au MA :

- Les contraintes de rampe : cf. tolérances pendant les rampes, et risque de pénalité/disqualification associé
- Les contraintes de DOmin (5 minutes).

Ces contraintes sont un frein. Il n'est pas garanti que le seul AOJ permette d'apporter beaucoup de liquidité sur MARI.

- **En 2027-2028** (concomitant avec le produit SA) : une évolution de ces produits « refondus » vers des produits « standards » alignés sur le produit MARI.

Q10. Parmi vos moyens actuels contractualisés en RR-RC, combien de temps vous faudrait-il pour les adapter au format du produit standard présenté au paragraphe 3.1 ? Quelles sont les exigences les plus contraignantes pour offrir la mFRR contractualisée sur la plateforme MARI ?

Les moyens actuels contractualisés en RR-RC sont :

- Des groupes électrogènes
- SPEM Pointe (démarrage).

Dans ces deux cas, les assets offrent leur démarrage. Compte-tenu des tolérances sur les rampes, ces moyens ne peuvent s'adapter au produit MARI.

Q11. L'étape intermédiaire d'une RR-RC refondue avant la bascule vers une RR-RC standard (paragraphe 4.2 de l'appel à contributions8) vous semble-elle utile ? Justifier le besoin.

L'étape intermédiaire est utile sous réserve que les règles MA et de programmation évoluent. En effet, les produits spécifiques refondus mFRR hausse/baisse, et RR hausse seront proposés sur le MA et sont défini sans Emax, ni DNA, ni Nb Activations. Or le MA et les règles de programmation ne sont pas adaptés pour ce type de produit. Par exemple, les CUO des offres réalisées sur le MA attendent des valeurs pour l'Emax, le DNA et le Nb activations. Ainsi les règles MA et de programmation devront impérativement évoluer afin de faire émerger les produits spécifiques refondus.

La contrainte des produits refondus avec un DNA égale à 0 semble impliquer que la capacité est en fonctionnement (ce qui s'entend bien pour une flexibilité à la baisse, mais pose problème pour faire évoluer une capacité éligible à la RRRC historique en une capacité éligible aux produits refondus). Elle se traduira par un coût de "must run" qui aujourd'hui n'existe pas pour les produits historiques.

Une première alternative pourrait être de déterminer un DNA (>0) correspondant aux contraintes techniques des machines (typiquement un DNA supérieur ou égal à 30 min conviendrait).

Une deuxième alternative pourrait consister à augmenter la fréquence des guichets pour la mise à jour des offres sur le MA. Une mise à jour en intrajournalier des offres de prix plus fréquente et plus facile permettrait à l'acteur d'intégrer dans son nouveau prix les coûts liés à une deuxième activation intervenant dans un délai inférieur au DNA technique de la capacité.

Ces remarques sont remontées dans le cadre des concertations RR-RC.

Q12. Disposez-vous de moyens participant à la plateforme TERRE qui pourraient facilement basculer sur la plateforme MARI ? Préciser pour chaque moyen la filière et le volume en MW.

Les seuls moyens participants à TERRE sont nos 4 CCG : Combigolfe, SPEM, SPEM Pointe et Cycofos. Ces CCG pourront s'offrir sur MARI, sauf SPEM Pointe qui n'offre que son démarrage.

Q13. Est-ce que la dissociation des supports d'offres pourrait faire évoluer votre participation à la plateforme ? Si oui, dans quelles mesures ?

Un même MW mis à disposition pour l'équilibrage du système à la fois sur une plateforme standard et sur le MA (national) induit une forte complexité notamment liée à la gestion des activations simultanées. En l'occurrence, la règle actuelle, imposant qu'un MW offert sur TERRE doive l'être sur le MA, ne devrait pas être reconduite sur MARI.

Nous proposons que les MW offerts pour motifs P=C (pour l'équilibrage dans la fenêtre opérationnelle) soient exclusifs entre MA et MARI.

Cela signifie donc qu'un MW offert sur MARI ne sera pas visible au MA pour équilibrage P=C. Inversement, un MW offert au MA pour ce motif ne pourra être partagé sur MARI.

Le choix entre ces deux plateformes peut être :

- Contraint : compte-tenu des fortes contraintes encadrant la livraison du produit MARI (cf. profil attendu et faibles tolérances associées notamment pendant les rampes - cf. questions 2 et 3), toutes les flexibilités ne pourront s'offrir sur MARI. Pour autant, elles sont utiles au système pour l'équilibrage dans la fenêtre opérationnelle et seront donc pertinentes au MA.
- Délibéré, en fonction de l'intérêt économique de l'une ou l'autre plateforme (cf. liquidités et modes de rémunération différents).

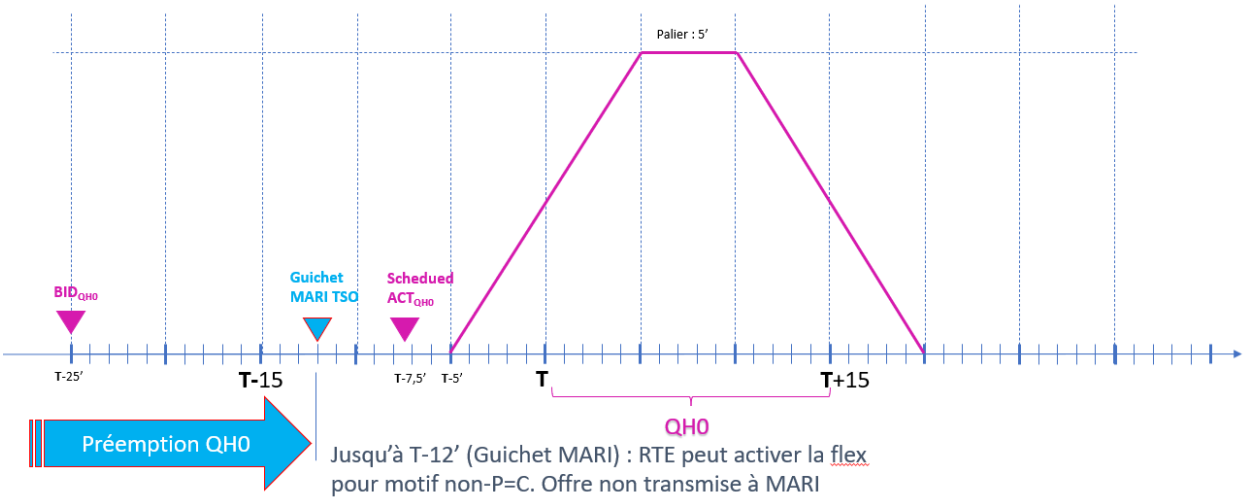
L'acteur d'ajustement doit avoir le choix entre offrir sa flexibilité pour motif P=C sur MA ou sur MARI

On introduit ici la notion de motif associé à une offre, ou tout au moins une distinction entre les offres « P=C » et les offres « non P=C ». Ce point est nouveau mais nous semble intéressant :

- Les prix ne sont potentiellement pas les mêmes en fonction du motif (ex : dans l'optique d'une reconstitution des volumes SSYf, le prix pourrait prend en compte une rémunération complémentaire liée aux revenus RP/RS)
- Il permet de clarifier la notion d'exclusivité des Puissances qui dépend finalement du motif :
    - Les MW offerts pour P=C sont exclusifs entre MA et MARI,
    - Les MW offerts pour motif « non P=C » (au MA) ne le sont pas et peuvent être également proposés pour motif P=C, soit au MA, soit sur MARI. Si RTE souhaite activer une flexibilité pour un motif « non P=C » et que ce motif est considéré/confirmé comme prioritaire par rapport au motif P=C (ex : urgence à reconstituer des SSYf en cas de dégradation), alors RTE doit pouvoir exercer son droit de préemption et bloquer les offres MARI non encore remises à la plateforme (< QH – 12'). Nous proposons que ce droit ne puisse plus s'exercer si l'offre a été remise à la plateforme MARI.
- Il offre plus de transparence et de lisibilité pour les acteurs. Il nécessite en contrepartie de définir clairement ces motifs, en s'interrogeant notamment sur le cas des motifs mixtes (ex : passage de Pmax à Pc0min ou Pmin à Pc0max).

Exemple pour une CCG : on offrirait la flexibilité implicite au MA pour Reconstitution des SSYf au prix P1. On offrirait d'autre part tout ou partie de ces même MW en explicite à prix P2 sur MARI. RTE ne verra pas cette flexibilité disponible au MA pour équilibrage dans la fenêtre opérationnelle. RTE pourra néanmoins compter sur cette flexibilité et la réquisitionner pour reconstitution des SSYf. RTE devra dans ce cas filtrer nos offres standards pour ne pas les transmettre à MARI.

En cas de préemption, l'acteur peut subir une perte d'opportunité liée au fait que ces MW auraient pu être davantage valorisés au prix marginal MARI qu'au prix de son offre MA. Plutôt qu'une compensation, qui complexifierait le dispositif, ce que nous cherchons à éviter, nous préconisons la mise en place de 96 guichets de prix MA permettant à l'acteur d'ajustement d'ajuster au fil de l'eau le prix de ses offres MA « non P=C » pour couvrir à sa potentielle perte d'opportunité.



Illustrations en fonction du type de site :

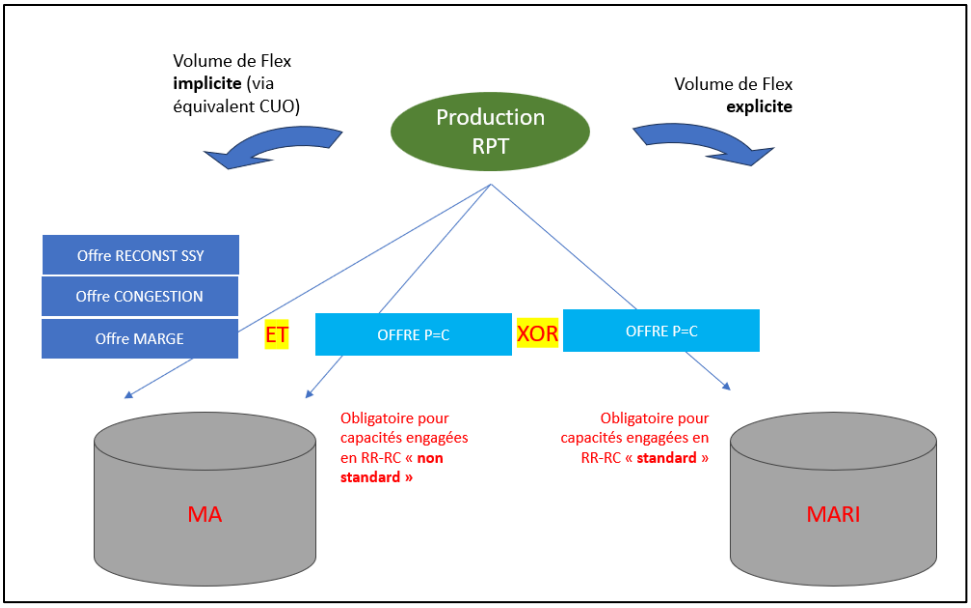


Figure 1 - Cas d'un site de Production RPT

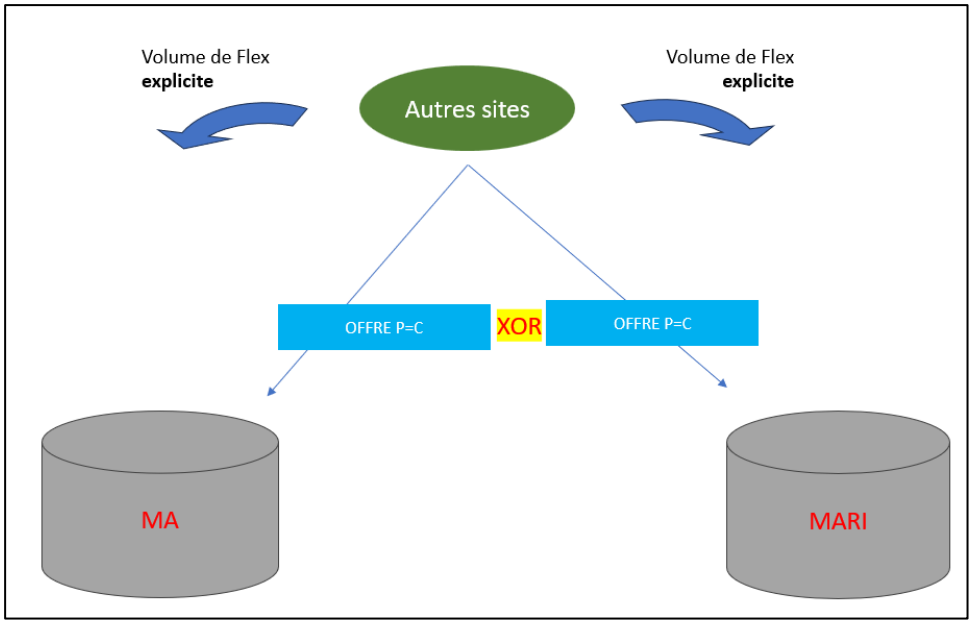


Figure 2 - cas Autres sites

En terme de modélisation, le fait de proposer plusieurs offres pour un même support d'offres a déjà été présenté par RTE comme évolution possible (cf. GT MA du 21/03/24). Nous nous inscrivons donc dans cette optique.

Remarques additionnelles en lien avec cette problématique :

- Concernant la rémunération des activations pour motif P=C, il serait intéressant de s'interroger sur la pertinence de passer d'une rémunération au prix d'offre à une rémunération au prix

marginal. Cela gommerait les distorsions actuelles entre MA et MARI pour, au final, rendre un même service d'équilibrage. Il serait pertinent de s'autoriser à rediscuter de ce sujet.

- Concernant la dégradation des SSYf : quel que soit le motif, RTE devrait implicitement rajouter l'indemnité S au prix de l'offre de l'acteur d'ajustement pour prise en compte dans l'interclassement et dans la rémunération. Comme déjà remonté, l'acteur n'a pas à être pénalisé pour cette dégradation qui échappe à son contrôle et pour laquelle il n'a aucun moyen d'amélioration.

* * *