Le réseau de transport d'électricité

GT - Evolution des règles MA-RE

09 Décembre 2021

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)

Ordre du Jour

PARTIE A : Actualités

1. Calendrier et actualités générales
2. Evolution du calcul du PMP à compter du 1er janvier 2022 (cf. méthodologie ISH)
3. Présentation des résultats de la réconciliation temporelle sur la période juillet 2019 – juin 2020 (RT16)

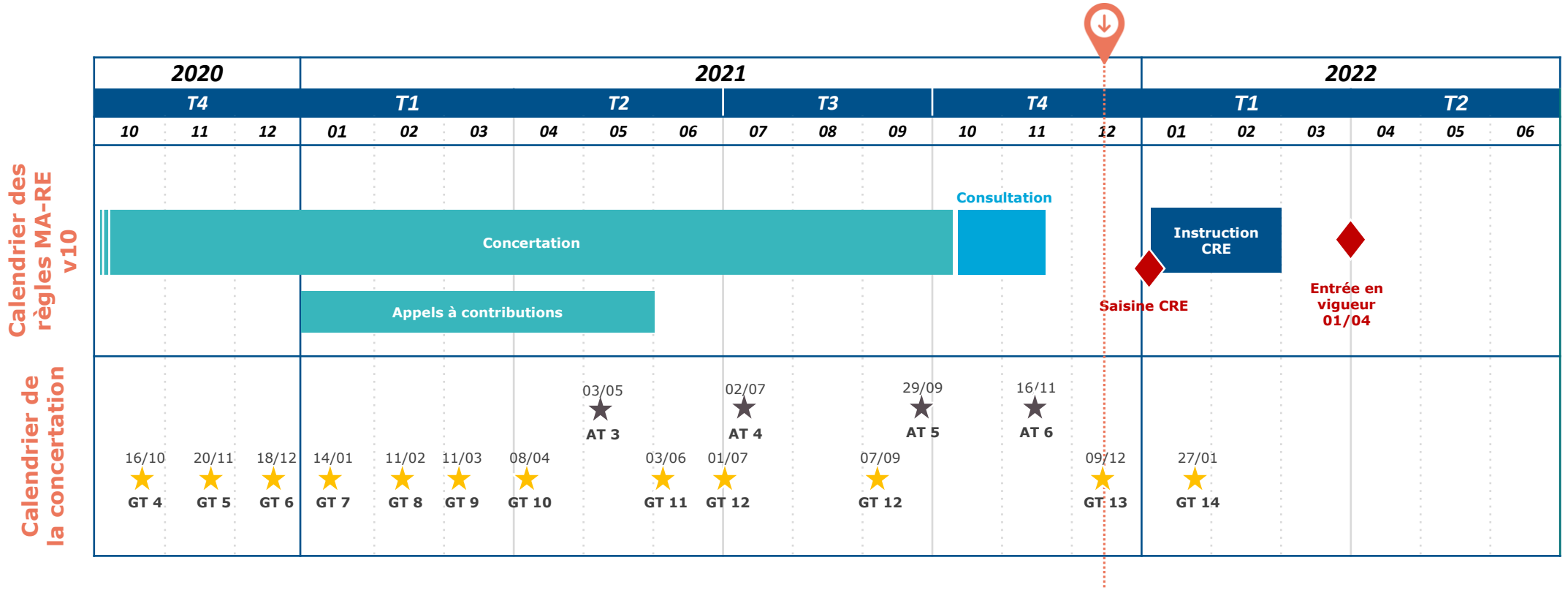
PARTIE B : MA-RE v10 et versions ultérieures

1. Principaux retours de RTE suite à la consultation du projet de règles MA-RE v10
2. Plateforme européenne d'échange de mFRR (MARI) : structure des offres et liens associés

A Actualités

1 Calendrier et actualités

Calendrier des règles MA-RE



La date S pour l'étape 2 du stockage sur le MA devrait être notifiée pour le 1er février 2022.

Historique de la concertation MA-RE

Passées

Appel à contributions - Modalités de pilotage du Compte Ajustements-Ecarts (suppression du coefficient k ')
- Envoyé le 03/05/2021 – Fermeture le 31/05/2021

Saisine des règles MA-RE v9.2 le 19/05/2021

GT du 03/06/2021
- Actualités relatives à TERRE
- Fusion des processus écart et réconciliation temporelle – point d'avancement
- Cadre dérogatoire sur les « petites EDA »
- Calcul du déséquilibre France
- Symétrisation du critère de défaillance sur les ajustements
- Retours sur l'appel à contributions « Modalités de pilotage du Compte Ajustements-Ecarts »
- Service d'échange de blocs (PEB) – retour d'expérience et évolution prévue

Saisine rectificative des règles MA-RE v9.2 le 30/06/2021

GT du 01/07/2021
- Modalités opérationnelles relatives au démarrage de l'étape 2 de l'intégration du stockage au MA
- Rappel - Consultation publique sur la proposition d'amendement de la « pricing methodology »
- Actualités relatives à la plateforme TERRE
- Fenêtre opérationnelle
- Fusion des processus écart et réconciliation temporelle – Point d'avancement
- Flexibilités locales activées par un GRD
- Seuil des EDA/EDE profilées
- Cadre dérogatoire sur les « petites EDA »
- Gestion des SSYf suite à une activation standard
- Modalités de pilotage ex-ante du CAE
- Annexe de rattachement RE–Suppression de l'annexe C8
- Passage à 48 guichets
- Plateforme européenne d'échange de mFRR (MARI)

Sondage – sur l'étape 2 de l'intégration du stockage au MA
- Envoyé le 30/07/2021 pour réponse avant le 10/09/2021

Entrée en vigueur des règles MA-RE v9.2 le 01/09/2021

GT du 07/09/2021
- Symétrisation du critère de défaillance sur les ajustements
- Suppression des critères sur les dépassements extrêmes pour l'homologation MA
- Flexibilités locales activées par un GRD
- Modalités de pilotage ex ante du compte Ajustements-Ecarts
- Système cible de reconstitution des flux suite au déploiement des compteurs communicants
- Traitement des GRD raccordés exclusivement sur des GRD de rang 2 dans la reconstitution des flux
- Prestation « contrat d'achat des pertes » : passage en service de base

AT du 29/09/2021
- Mise en place de l'étape 2 de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement
- Ouverture du portail GIPSE aux acteurs d'ajustement

Mise en consultation des règles MA-RE v10 du 08/10/2021 au 17/11/2021

AT du 16/11/2021
- Evolutions des services *Big Imbalance* et *Big Adjusted*

A venir

GT du 27/01/2021
- Lieu : Téléconférence ou présentiel
- Heure : de 14h à 17h

2 Evolution du calcul du PMP à compter du 1er janvier 2022 (cf. méthodologie ISH)

Evolution du calcul du PMP à compter du 1er janvier 2022

Analyse sur des données passées :

- Du 08/04/2017 au 31/12/2020
- Données disponibles sur GT "Evolution des règles MA-RE" | concerte.fr 
- RTE ne pourra être tenu responsable de l'usage qui pourrait être fait des données mises à disposition.

Prise en compte du PMP

- Sans la FCR,
- Sans l'IGCC, et
- Sans l'écart aux frontières

Limite de l'analyse

Non prise en compte de l'impact de cette évolution sur le comportement des RE

Lorsque la tendance est à la hausse
• Le PMP_h augmente ou reste le même dans 94% des pas de règlements des écarts • L'impact moyen estimé sur le PMP_h est de +1,7€/MWh ce qui représenterait une variation moyenne de +3,5%

Lorsque la tendance est à la baisse
• Le PMP_b baisse ou reste le même dans 90% des pas de règlement des écarts • L'impact moyen estimé sur le PMP_b est de -1,2€/MWh ce qui représenterait une variation moyenne de -3,1%

3 Présentation des résultats de la réconciliation temporelle sur la période juillet 2019 – juin 2020 (RT16)

Bilan financier de la RT16

La réconciliation temporelle n°16 portant sur la période 1er juillet 2019 – 30 juin 2020 a été finalisée en octobre 2021.
Les flux financiers couvrant les compensations et le résidu représentent un montant global de 26,7 M€ avec 25 responsables d'équilibre remboursés et 15 responsables d'équilibre facturés.

Le résidu financier est un avoir qui s'élève à 47 k€.

Volume RT13	Volume RT14	Volume RT15	Volume RT16
67,5 M€	64,4 M€	76,3 M€	26,7 M€
Bascule consommation profilée → pertes	Bascule consommation profilée → pertes	Bascule consommation profilée → pertes	Bascule consommation profilée → pertes

Pour rappel, à partir de la prochaine Réconciliation Temporelle (RT17, portant sur la période juillet 2020 – juin 2021), les régularisations seront effectuées au prix de règlement des écarts.

Comme chaque année, un bilan détaillé est transmis aux participants du GT Recoflux ainsi qu'aux participants du GT MA RE.
Ce bilan détaillé est disponible sur GT "Evolution des règles MA-RE" | concerte.fr

B MA-RE v10 et versions ultérieures

1 Principaux retours de RTE suite à la consultation du projet de règles MA-RE v10

Processus d'équilibrage avec TERRE

1. Associer la fin de l'exploitation sous contrôle à la participation de RTE à TERRE en 24/7

Passage de 21 à 24 guichets de connexion à la plateforme TERRE prévu pour début 2022 et suppression de la mention d'exploitation sous contrôle (date X) dans les règles MA-RE v10.

2. Maintenir la possibilité d'activer en P=C avant les résultats de clearing TERRE

- **Amendements post-consultation** : Taguer pour cause « marge » toutes les activations d'offres avant la fermeture du guichet infrajournalier à partir du 1er avril 2022, **y compris les EDA point d'échange**
- **Proposition (article 4.4.4.1)** : Pour une plage horaire [H ; H+1h[, RTE n'active pas d'Offres Spécifiques, ~~hors EDA Point d'Echange~~, pour motif d'équilibrage P=C sur cette plage horaire avant l'Heure H précédée de soixante (60) minutes.

3. Ne pas associer un besoin à tout prix uniquement au respect de la marge requise

Le pricing du besoin exprimé par RTE à la plateforme TERRE pourrait être amené à évoluer et ne plus dépendre uniquement du suivi des marges.

Gestion des SSYf suite à un ajustement standard

- **Rappel du principe**
  - La dégradation de SSYf autorisée suite à une activation standard correspond bien au surbouclage au programme d'appel (c'est-à-dire PA - requis).
  - La dégradation autorisée consiste à avoir un bilan de réserve au programme d'appel positif.
  - Par rapport aux pénalités des règles SSYf : Un bilan de réserve au PA et/ou un bilan de réserve au PM négatif conduiront à des pénalités

- **Amendements post-consultation :** article 4.3.1.1.1 des règles MA-RE sur les caractéristiques d'une Offre Standard de RR

  L'Activation à la Hausse ou à la Baisse d'une Offre Standard de RR à la maille d'une EDA peut conduire à une réduction des Participations aux Réserves Primaire et Secondaire du dernier Programme d'Appel accepté reçu des EDP appartenant à cette EDA.

  - *Sur chaque Pas de Règlement des Ecarts, la réduction maximale autorisée de Participation à la Réserve Primaire pour l'ensemble des Activations d'Offres Standard de RR doit permettre d'assurer des Bilans de Réserve Primaire basés sur le Programme ~~de~~ ~~Marche~~* ***d'Appel*** *à la hausse et à la baisse positifs ;*
  - *Sur chaque Pas de Règlement des Ecarts, la réduction maximale autorisée de Participation à la Réserve Secondaire pour l'ensemble des Activations d'Offres Standard de RR doit permettre d'assurer des Bilans de Réserve Secondaire basés sur le Programme ~~de~~ ~~Marche~~* ***d'Appel*** *à la hausse et à la baisse positifs.*

Passage à 48 guichets

- **Proposition initiale** : Introduire une date pivot P pour le passage à 48 guichets
- **Amendements post-consultation** : **distinguer le passage à 48 guichets de la bascule des offres spécifiques dans TOPASE** (refonte SYGA)
  - Introduire une date pivot P pour la bascule des offres spécifiques dans TOPASE *(mise en œuvre prévue en 2023)*
  - Introduire une date pivot P' pour le passage à 48 guichets *(mise en œuvre prévue en 2024)*
- **Pour la version ultérieure des règles MA-RE** : introduire le passages à 96 guichets *(mise en œuvre prévue en 2025)*

Inclus dans le passage à 48 guichets

- Redéclaration des offres (prix), des CT-CUO des offres explicites (CT_CE) et des programmes d'appel sur 48 guichets
- Refonte SYGA à l'identique : reprise des offres spécifiques dans TOPASE avec les mêmes fichiers de CT prod 1 à 5 et CT_CE

Non-inclus dans le passage à 48 guichets

- Redéclaration des CT-CUO des offres implicites (CT prod 1 à 5) en IJ (et a fortiori sur 48 guichets)
- Processus TERRE à 48 guichets
- Interconnexions à 48 guichets

Cadre dérogatoire sur les « petites EDA »

Section 1 des règles MA-RE en vigueur – article 4.3.1.3.5.1.2

	Petites EDA normalisées	Petites EDA non normalisées
	Offre à la hausse **et à la baisse** dont la puissance maximale offerte est < 10 MW et ≥ 1 MW	Offre à la hausse dont la puissance maximale offerte est < 10 MW et ≥ 1 MW
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DO_{min}	≤ 60 min	Multiple de 30 min et ≥ 30 min
DMO + DO_{min}		≤ 180 min
Ordre d'activation	via TAO	via mail avec alerte SMS
Nombre d'EDA	~~Deux~~ **Trois** EDA par acteur et par jour	Pas de limitation sur le nombre d'EDA ~~mais limitation possible à 100 MW d'activations~~ **mais possibilité de proposer des offres en explicite uniquement**
Autres modalités	• EDA compatibles avec une participation standard à TERRE, sans obligation d'offrir le volume en spécifique • **Ouvert aux sites de stockage stationnaire**	Applicable à une EDA pour une période de **7 ans** ~~4 ans~~ (à compter de la création de l'EDA, cadre mis en place au 1er janvier 2019)

Proposition initiale de RTE (pre-consultation)

Amendements post-consultation

Evolution des processus de reconstitution des flux suite au déploiement généralisé des compteurs communicants

Rappel du contexte: Vers une utilisation des énergies quotidiennes et une fusion des processus écarts et réconciliation temporelle

1 Juillet 2023

Utilisation des énergies quotidiennes par Enedis

(1) allocation aux RE des énergies journalières mesurées sur leurs portefeuille de clients + (2) Calcul des pertes journalières par différence "Injection – Soutirage"

2 Date O (janvier 2025)

Fusion des processus écarts et réconciliation temporelle

+ Prolongation de la possibilité pour un GRD d'utiliser les dispositions simplifiées jusqu'à 2 ans après l'échéance de fin de déploiement des compteurs communicants

3 20XX

Utilisation des énergies quotidiennes par l'ensemble des GRD

A la fin de l'utilisation des dispositions simplifiées par tous



Demande acteur

Entre juillet 2023 et la date O, pour les GRD utilisant les énergies quotidiennes, actualiser la courbe des pertes à chaque rejeu des consommations estimées y compris le M+14.

Motivation de la demande : Ne pas perdre en recotemp (normalisation des pertes à la maille annuelle) une partie de la précision apportée par le bouclage au pas jour en phase écarts pour les GRD utilisant les relevés quotidiens .

- Les conso estimées évoluent entre M+12 et M+14 (FU extrêmes).
- La forme de la courbe des pertes utilisée en réconciliation temporelle avec le cadre règlementaire actuel est à la courbe M+12.



Retour RTE

RTE propose une adaptation des règles MA-RE v10 de façon à **permettre une révision de la courbe de charge des pertes transmises par les GRD en M+14 à compter du 1er juillet 2023, pour les GRD utilisant les relèves quotidiennes pour l'élaboration de la consommation estimée par RE**.

Critère de défaillances des EDA

Actuellement

Critères MA
Règles v9.2

4.6.7.1.2 *Critère de Défaillance des EDA après la Date T'*

Les modalités du présent Article s'appliquent à partir de la Date T'. La date T' sera notifiée par RTE avec un préavis de trois (3) mois.

Pour chaque EDA *i* et pour chaque Pas 5 Minutes *t* de la Plage de Contrôle de l'EDA définie à l'Article 1.1.1, si :

- $VAe_{EDA\,i}(u) \neq 0$; ou
- $VAt_{EDA\,i}(u) \neq 0$.

Alors, l'EDA est considérée comme défaillante au titre du contrôle du réalisé du MA si l'un des critères suivants est vérifié :

$\sum_{u \in PDT(t)} VR_{EDA\,i}(u) \leq \sum_{u \in PDT(t)} \min(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}) - \max(20\% \times \sum_{u \in PDT(t)} |VAe_{EDA\,i}(u)|; 0{,}5\,MWh)$; ou

$\sum_{u \in PDT(t)} VR_{EDA\,i}(u) > \sum_{u \in PDT(t)} \max(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}) + \max(20\% \times \sum_{u \in PDT(t)} |VAe_{EDA\,i}(u)|; 0{,}5\,MWh)$

avec :

$$VR_{EDA\,i}(u) = VR_{H,EDA\,i}(u) - VR_{B,EDA\,i}(u)$$
$$VAe_{EDA\,i}(u) = VAe_{H,EDA\,i}(u) - VAe_{B,EDA\,i}(u)$$

Pour saisine

Critères MA
Règles v10

4.6.7.1.2 *Critère de Défaillance des EDA après la Date T'*

Les modalités du présent Article s'appliquent à partir de la Date T'. La date T' sera notifiée par RTE avec un préavis de trois (3) mois.

Pour chaque EDA *i* et pour chaque Pas 5 Minutes *t* de la Plage de Contrôle de l'EDA définie à l'Article 1.1.1, si :

- $VAe_{EDA\,i}(u) \neq 0$; ou
- ~~$VAt_{EDA\,i}(u) \neq 0$.~~

Alors, l'EDA est considérée comme défaillante au titre du contrôle du réalisé du MA si l'un des critères suivants est vérifié :

$\sum_{u \in PDT(t)} VR_{EDA\,i}(u) \leq \sum_{u \in PDT(t)} \min(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}) - \max(20\% \times \sum_{u \in PDT(t)} |VAe_{EDA\,i}(u)|; 0{,}5\,MWh)$; ou

$\sum_{u \in PDT(t)} VR_{EDA\,i}(u) > \sum_{u \in PDT(t)} \max(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}) + \max(20\% \times \sum_{u \in PDT(t)} |VAe_{EDA\,i}(u)|; 0{,}5\,MWh)$

avec :

$$VR_{EDA\,i}(u) = VR_{H,EDA\,i}(u) - VR_{B,EDA\,i}(u)$$
$$VAe_{EDA\,i}(u) = VAe_{H,EDA\,i}(u) - VAe_{B,EDA\,i}(u)$$

Le critère de défaillance se baserait uniquement sur le Programme de Marche effectif (et non sur le Programme de Marche attendu)

Harmonisation des règles MA-RE et NEBEF pour le contrôle du réalisé

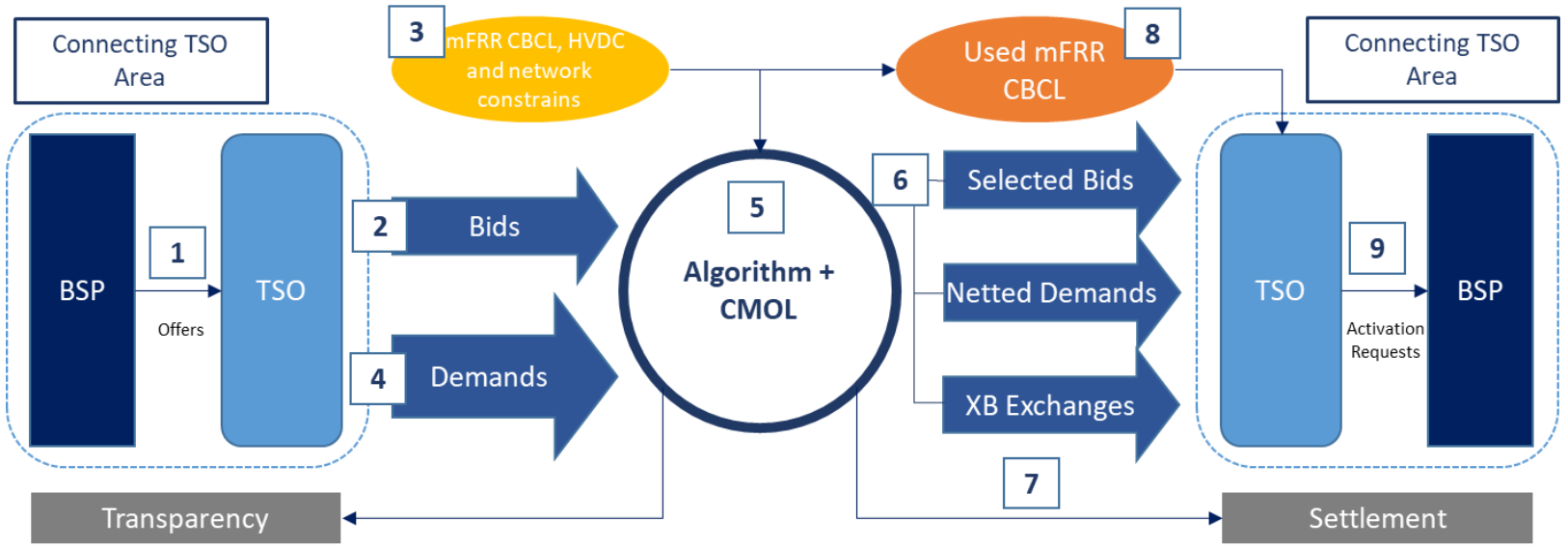
Suite à la convergence des retours des acteurs aux concertations MA-RE v10 et NEBEF v3.4,
RTE propose d'inclure dès la v10 des règles, les points suivants concernant le contrôle du réalisé MA

Homologation initiale pour la méthode « prévision de consommation » *Art. 4.5.2.2.3.1*	Suppression de l'homologation initiale à la méthode prévision
Déclaration des indisponibilités exceptionnelles *Art. 4.5.2.2.4.2.2*	Suppression de la limite des 5 périodes disjointes pour déclarer les indisponibilités exceptionnelles dans le cadre de la méthode historique
Retrait d'homologation pour la méthode prévision *Art. 4.5.2.2.3.4*	Qualification d'un retrait d'homologation si moins de 3 indicateurs de qualité n'ont pu être calculés sur 11 mois glissants
Calcul du suivi d'homologation pour la méthode « historique »	En cas d'absence de Courbe de Charge, valoriser à 0 l'écart entre Courbe de charge et courbe de référence

2 Plateforme européenne d’échange de mFRR (MARI) : structure des offres et liens associés

1.1 Rappels sur la plateforme MARI

Fonctionnement simplifié de la plateforme

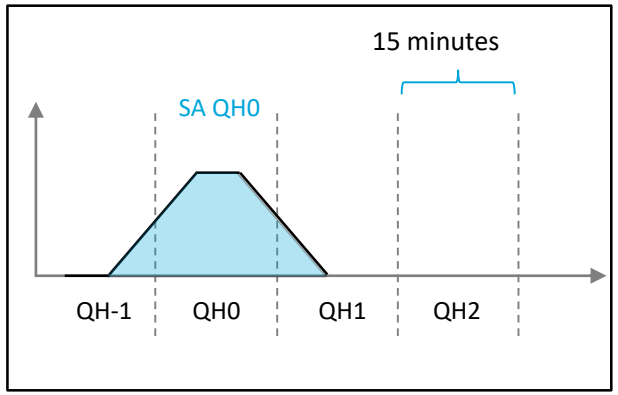


1. les GRT reçoivent les offres des acteurs d'ajustements sur leur périmètre de contrôle respectif
2. les GRT transfèrent les offres standards d'ajustement à la plateforme de mFRR
3. les GRT envoient à la plateforme les ATC et les contraintes de réseau éventuelles ainsi que les contraintes HVDC
4. les GRT envoient à la plateforme leur demande de mFRR
5. l'algorithme d'optimisation réalise le clearing de la liste de préséance économique commune
6. la plateforme communique les résultats du clearing à chaque GRT: offres acceptées, demandes satisfaites et prix marginal ainsi que les programmes d'échange transfrontaliers
7. la plateforme calcule les flux d'échanges commerciaux entre zone d'équilibrage ainsi que le règlement financier entre GRT
8. la plateforme communique à chaque GRT les ATC résiduels
9. les GRT envoient les ordres d'activations aux acteurs d'ajustement de leur périmètre de contrôle respectif

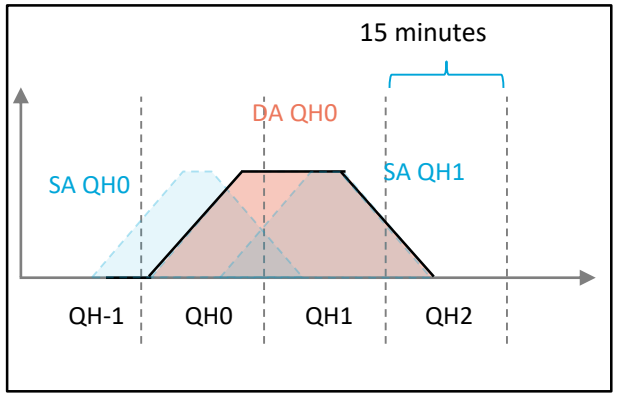
Propriétés des offres de mFRR

Propriété	Valeur
Période de préparation	2.5‘
Période de rampe	10‘
DMO	12.5‘
DOmin	5‘ *(scheduled activation)*
Quantité minimum	1 MW
Quantité maximum	9 999 MW
Période de désactivation	10‘
Prix	Positif, négatif ou nul

Scheduled Activation (SA)



Direct Activation (DA) - exemple

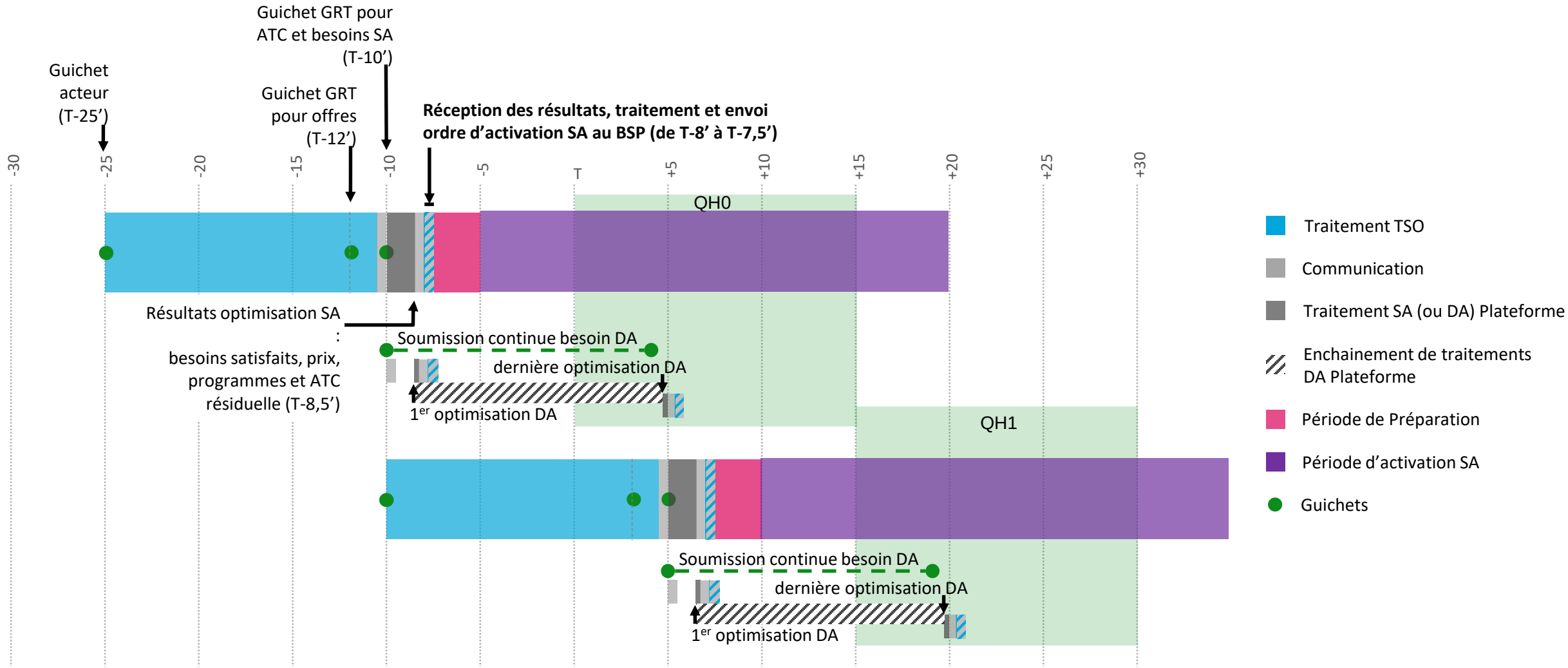


Les acteurs d’ajustements qualifiés peuvent déposer les offres sous **deux types d’activation** :

- **Uniquement *Scheduled Activation* (SA)**
- ***Scheduled Activation* et *Direct Activation* (SA+DA)** : si l’activation retenue est une direct activation, l’acteur doit être capable de livrer la puissance sur le quart d’heure (QH1) qui suit l’activation (QH0)

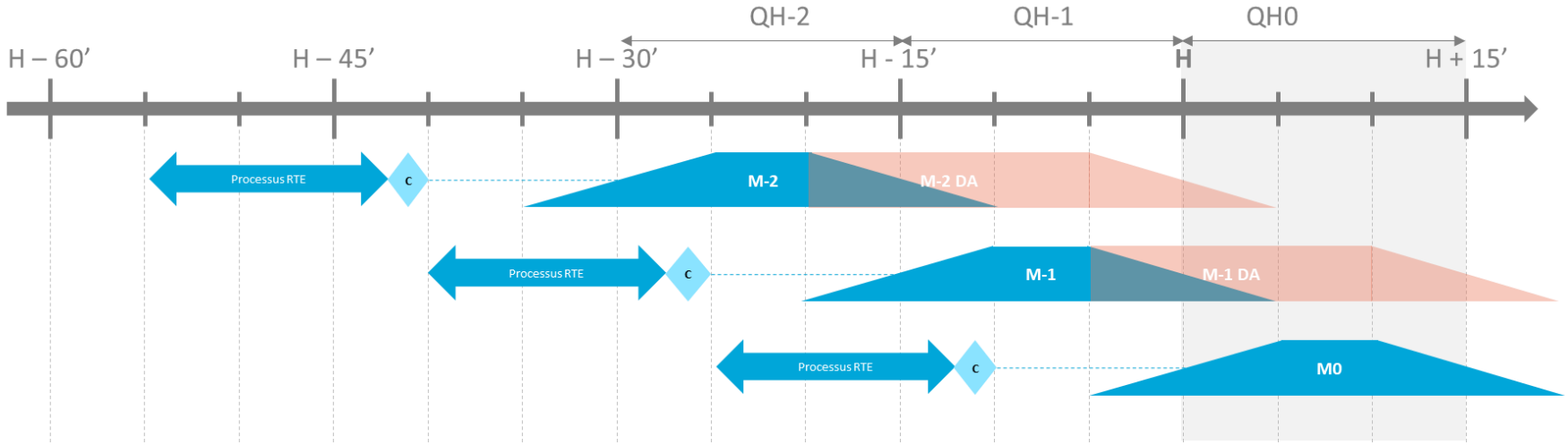
RTE peut être amené à retenir une offre en « guaranteed volume » : celle-ci deviendra uniquement *Direct Activation* (DA).

Timings prévisionnels des activations



1.2 Présentation de structure des offres mFRR et liens associés

MARI constitue une opportunité de valorisation supplémentaire des flexibilités malgré un enchainement en temps contraints des activations



Un enchainement rapide des activations

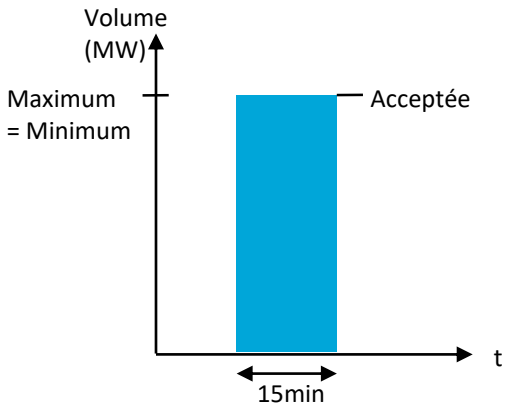
SA toutes les 15 minutes &
DA potentiellement toutes les minutes

Un délai limité entre les activations pour la prise de décision

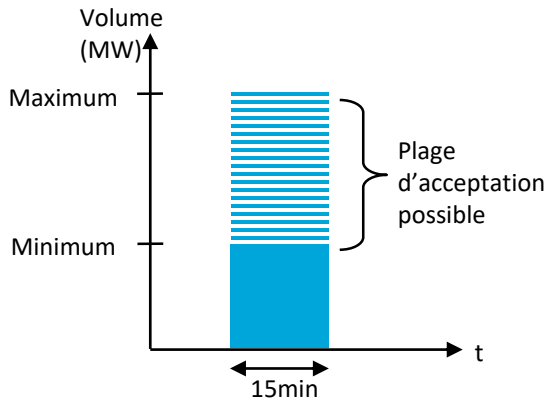
Un chevauchement potentiel des activations

- Une **structure d’offres et des liens de gestion** sont proposés par la plateforme MARI pour permettre aux acteurs **d’optimiser leur stratégie d’offres**
- **Chaque acteur est responsable** de la configuration des offres et des liens de gestion en fonction de ses **contraintes techniques et économiques**

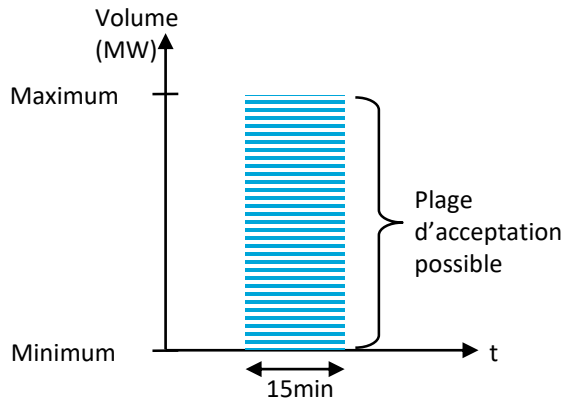
Structure d'une offre : une offre peut être divisible ou indivisible



Indivisible



Divisible



Entièrement Divisible
(cas particulier de divisibilité)

Pour soumettre une offre simple, l'acteur doit en **renseigner la divisibilité** :

- Pour une offre divisible : volume (MW) + volume minimum (MW)
- Pour un offre indivisible : volume (MW)

Le **volume de l'offre est compris entre 1 MW et 9 999 MW**. Une offre divisible sera activable par la plateforme selon un **incrément de 1 MW**.

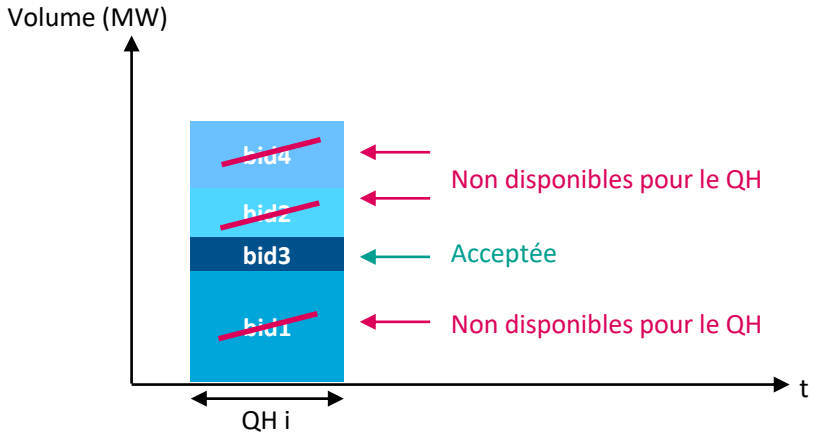
Lorsqu'une offre divisible (SA+DA) a été **partiellement activée** en *scheduled activation* (SA), le volume de puissance restant non activé n'est pas disponible pour une *direct activation* (DA).

Un **ordre de priorité** est défini en fonction de la divisibilité de l'offre : Entièrement Divisible > Divisible > Indivisible

Liens intra-QH entre les offres : les offres peuvent faire partie d'un groupe « exclusif » ou « multi-parts »

Offres exclusives

L'activation par la plateforme d'une offre en SA ou en DA dans un paquet d'offres exclusives entraîne l'indisponibilité des autres offres du paquet pour le même QH

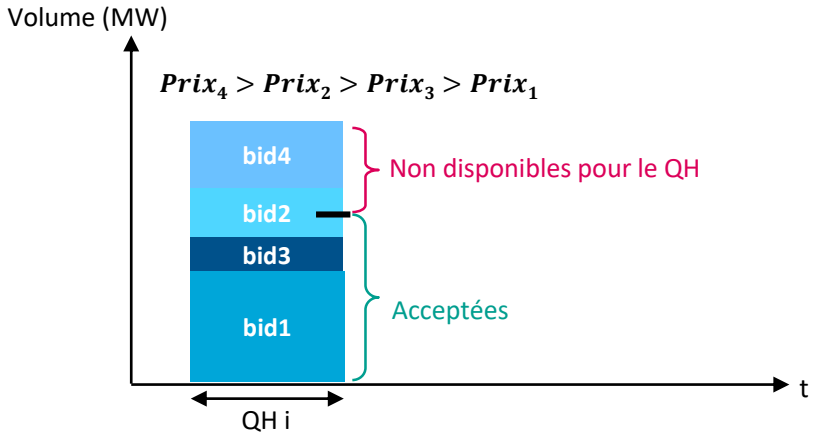


Un paquet d'offres exclusives correspond à **plusieurs offres pour un même QH** avec :

- ***des prix différents ou égaux***
- des volumes en puissance différents ou égaux
- une libre combinaison de divisibilité/indivisibilité
- ***des directions différentes ou similaires***
- un même type d'activation (SA ou SA+DA)
- impossibilité d'entrer dans un autre paquet d'offres exclusives ou d'offres multi-parts
- la disponibilité s'applique uniformément aux offres

Offres multi-parts

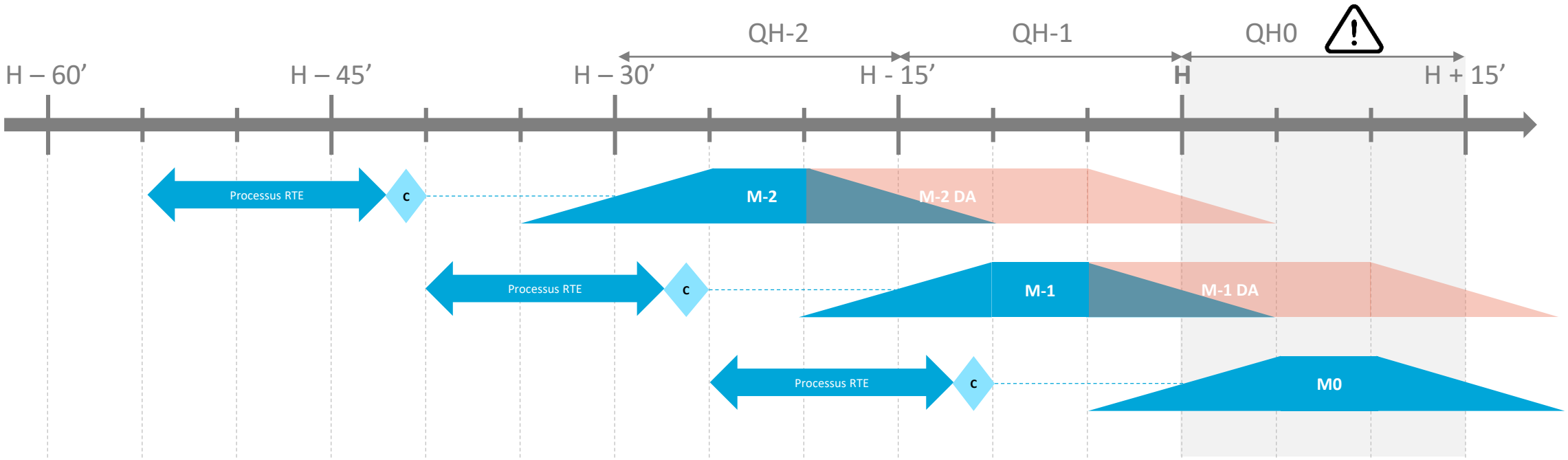
L'activation par la plateforme d'une offre en SA ou en DA dans un paquet d'offres multi-parts entraîne l'activation de l'ensemble des offres du paquet avec un prix inférieur et l'indisponibilité du reste des offres pour le même QH



Un paquet d'offres multi-parts correspond **à plusieurs offres pour un même QH** avec :

- ***des prix strictement différents***
- des volumes en puissance différents ou égaux
- une libre combinaison de divisibilité/indivisibilité
- ***une même direction (hausse ou baisse)***
- un même type d'activation (SA ou SA+DA)
- impossibilité d'entrer dans un autre paquet d'offres exclusives ou d'offres multi-parts
- la disponibilité s'applique uniformément aux offres

Liens inter-QH entre les offres : la fermeture du guichet QH0 à T-25', peut entraver la màj des offres suite aux clearings QH-2 et QH-1



- Contrainte potentielle entre le DA QH-2 et le SA/DA QH0
- Contrainte potentielle entre le SA/DA QH-1 et le SA/DA QH0

Solution : Liens permettant de basculer le statut d'une offre de disponible à indisponible (et vice-versa) afin d'éviter toute activation non réalisable :

- lien technique entre QH-1 et QH0
- lien conditionnel entre QH-2 et QH0, et entre QH-1 et QH0

Liens inter-QH entre les offres : le lien technique permet d'éviter des activations consécutives irréalisables par un même moyen

Problématique :
Au moment de la fermeture du guichet pour QH0 (à T-25'), l'acteur ne connait pas encore les résultats pour des activations en QH-1. Si les offres de ces différents quarts d'heure reposent sur la même ressource, **il faut pouvoir éviter les situations où deux activations consécutives se chevauchent et/ou sont irréalisables**.

Règles de fonctionnement du lien technique :

- L'acteur est responsable de l'établissement du lien technique en amont de H-25'
- Si l'offre en QH-1 est activée en DA, l'offre liée techniquement en QH0 devient indisponible pour l'optimisation en SA et DA de QH0.

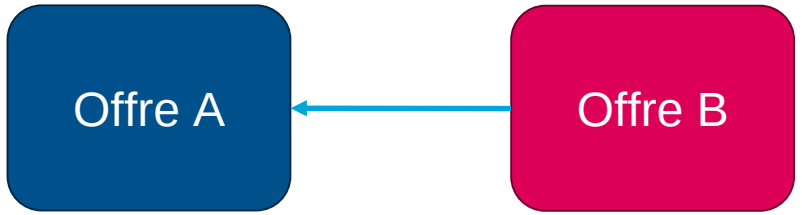
Spécificités applicables au lien technique :

- Applicable à des offres simples ou des groupes complexes d'offres (i.e. exclusives ou multi-parts)
- Uniformité du statut de disponibilité pour les offres composant des groupes complexes
- Combinaison possible avec un lien conditionnel

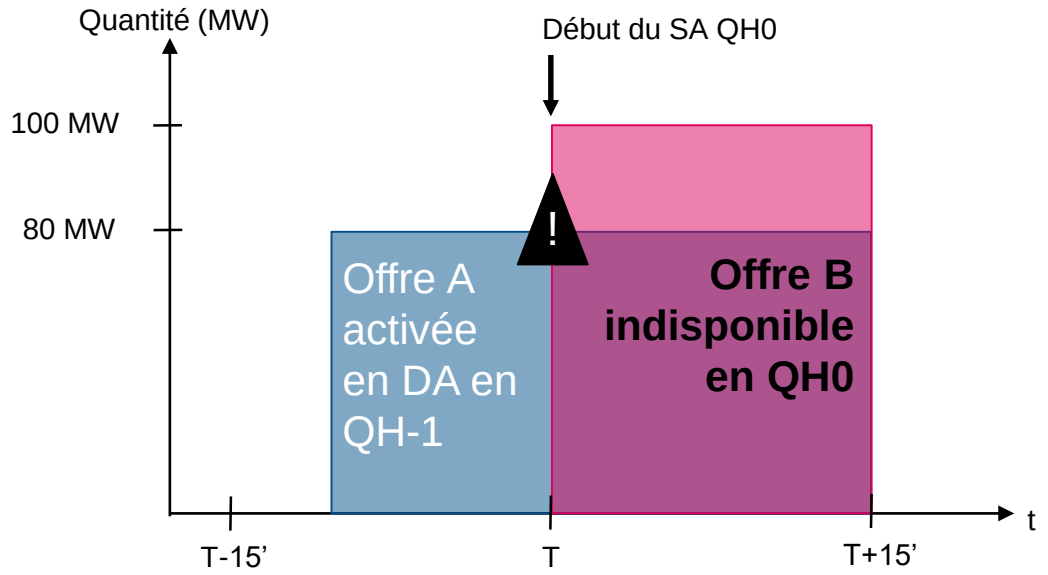
Liens inter-QH entre les offres : le lien technique permet d'éviter des activations consécutives irréalisables par un même moyen

Exemple illustratif

Offre A divisible en QH-1 et disponible en SA et DA
- Volume = 90 MW
- Volume min = 60 MW



Offre B divisible en QH0 et disponible en SA et DA
- Volume = 100 MW
- Volume min = 40 MW
- Lien technique avec QH-1



Liens inter-QH entre les offres : le lien technique permet d'éviter des activations consécutives irréalisables par un même moyen

Principe de modélisation :

- Chaque offre possède un identifiant unique
- Les offres liées techniquement ont un **identifiant commun** (i.e. lien modélisé)
- Une seule offre ou un seul groupe complexe d'offres (i.e. exclusives ou mutli-parts) dans un QH peut avoir un même identifiant commun
- Par défaut, une offre est considérée disponible

	QH-2	QH-1	QH0
ID unique	aa	bb	dd
ID commun	**tt**	**tt**	**tt**

ID commun pour modéliser le lien technique inter-QH

Exemple de lien technique entre trois offres

		QH-2	QH-1	QH0
# 1	ID unique	aa	pp	jj
	ID exclusif ou multipart	ww	yy	zz
	ID commun	**tt**	**tt**	**tt**
# 2	ID unique	ee	qq	kk
	ID exclusif ou multipart	ww	yy	zz
	ID commun	**tt**	**tt**	**tt**
# 3	ID unique	oo	ss	mm
	ID exclusif ou multipart	ww	yy	zz
	ID commun	**tt**	**tt**	**tt**

ID commun pour modéliser le lien technique inter-QH

Exemple de lien technique entre offres exclusives ou multi-parts

Liens inter-QH entre les offres : le lien conditionnel permet de conditionner la disponibilité de l'offre en QH0 (contraintes, pricing, etc.)

Problématique :
Au moment de la fermeture du guichet pour QH0 (à T-25'), l'acteur ne connait pas encore les résultats pour les éventuelles activations DA en QH-2 et encore moins ceux des activations SA et DA en QH-1. Si les offres de ces différents quarts d'heure reposent sur la même ressource, **il faut tenir compte des contraintes ou de la stratégie de pricing qui conditionneraient la disponibilité de l'offre en QH0**.

Règles de fonctionnement du lien conditionnel :

- L'acteur est responsable de l'activation du lien conditionnel en amont de H-25'
- En fonction du lien activé par l'acteur, la disponibilité d'une offre en QH0 peut dépendre de l'activation ou la non activation d'une offre en QH-2 ou QH-1

Spécificités applicables au lien conditionnel :

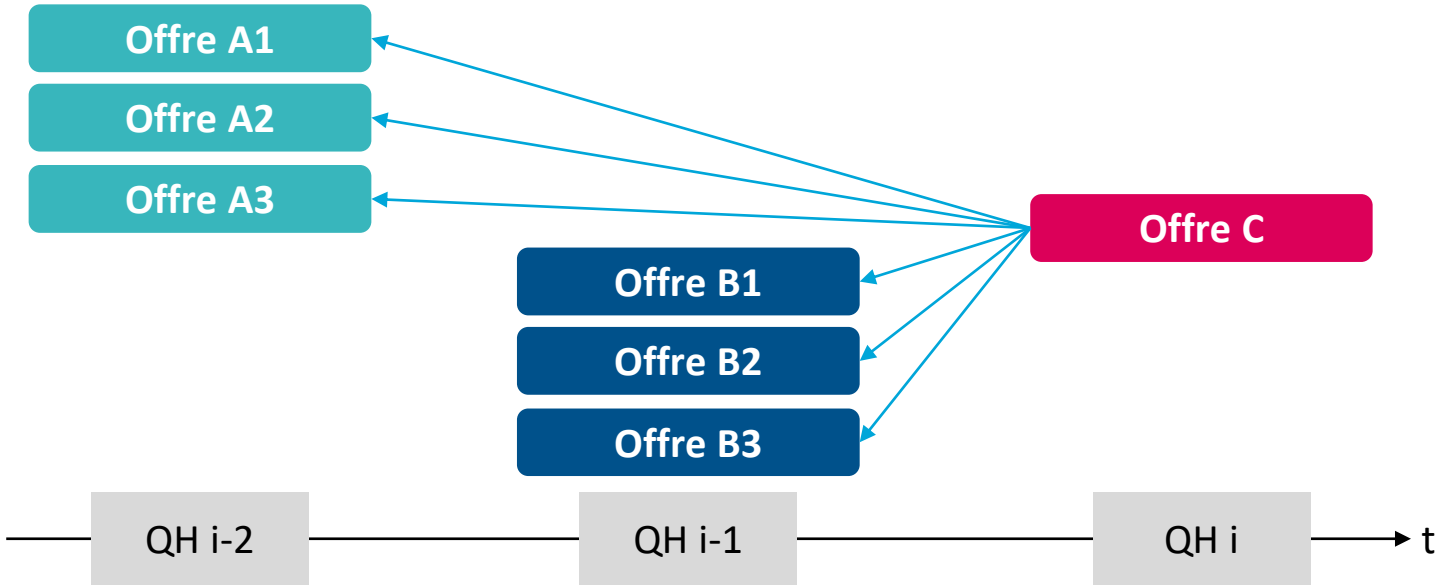
- Applicable uniquement à des offres simples
- Combinaison possible avec un lien technique

Principe de modélisation :

- Une offre liée conditionnellement peut être initialement disponible ou indisponible, par défaut elle est considérée disponible
- Le statut initial de disponibilité de l'offre est inversé dès qu'une des conditions se matérialise
- Chaque lien conditionnel indique une seule condition qui dépend des résultats en QH-2 et/ou QH-1
- Une offre en QH0 ne peut avoir un lien qu'au maximum avec 3 offres en QH-1 et/ou au maximum avec 3 offres en QH-2, donc une offre en QH0 ne peut pas avoir plus de 6 liens avec des QH antérieurs au sien
- Une offre en QH-2 ou en QH-1 peut avoir des liens avec en théorie une infinité d'offres en QH0, néanmoins l'acteur est responsable de garantir que les liens reflètent une véritable disponibilité technique de la ressources
- Chaque offre possède un identifiant unique

Liens inter-QH entre les offres : le lien conditionnel permet de conditionner la disponibilité de l'offre en QH0 (contraintes, pricing, etc.)

Exemple illustratif



Exemple où l'offre est initialement disponible
Pour chaque lien, **une seule des six conditions**, parmi les suivantes, peut être utilisée

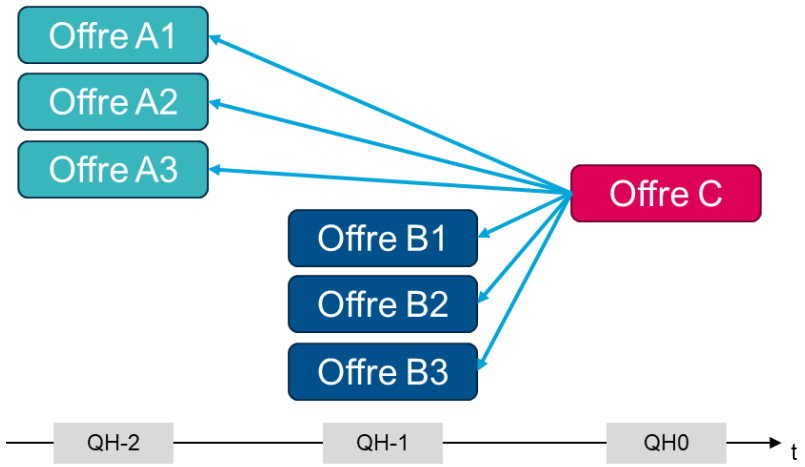
soit que l'offre C en QH0 est **indisponible** lorsque :

1. l'offre du QH précédent a été activée
2. l'offre du QH précédent a été activée en SA
3. l'offre du QH précédent a été activée en DA
4. l'offre du QH précédent n'a pas été activée

soit que l'offre C en QH0 est **indisponible en DA** lorsque :

5. l'offre du QH précédent a été activée en SA
   par exemple lorsque le lien vers QH-1 doit refléter une contrainte de ramping
6. l'offre du QH précédent a été activée en DA
   par exemple lorsque le lien vers QH-2 doit refléter une contrainte de ramping

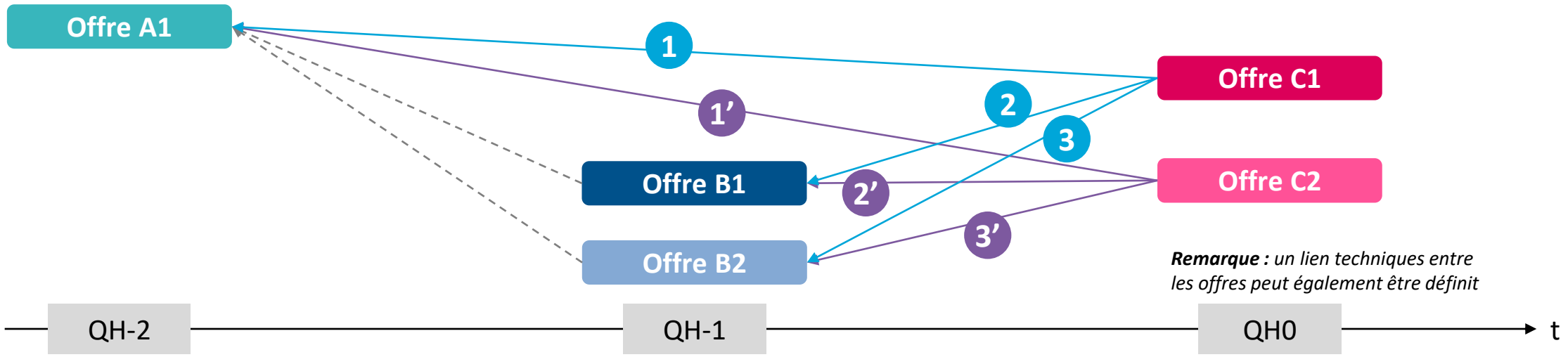
Liens inter-QH entre les offres : le lien conditionnel permet de conditionner la disponibilité de l'offre en QH0 (contraintes, pricing, etc.)



	QH-2	QH-1	QH0	
ID unique	a1	b1	c	
	a2	b2		
	a3	b3		
Lien conditionnel			Offre antérieure liée	**Condition**
			a1	Si a1 activée alors c indisponible ; XOR Si a1 activée en SA alors c indisponible ; XOR Si a1 activée en DA alors c indisponible ; XOR Si a1 pas activée alors c indisponible ; XOR Si a1 activée en SA alors c indisponible pour DA ; XOR Si a1 activée en DA alors c indisponible pour DA.
			a2	idem
			a3	idem
			b1	idem
			b2	idem
			b3	idem

Exemple où l'offre est initialement disponible
Pour information, XOR = ou exclusif

Liens inter-QH entre les offres : exemple des liens conditionnels utilisables pour tenir compte d'un coût de démarrage



Offres	Type d'offre	Divisibilité	Volume (MW)	Prix
Offre A1	SA + DA	Indivisible	100 MW	50 €/MWh
Offre B1	SA + DA	Indivisible	100 MW	50 €/MWh
Offre B2	SA + DA	Indivisible	100 MW	30 €/MWh
Offre C1	SA + DA	Indivisible	100 MW	50 €/MWh
Offre C2	SA + DA	Indivisible	100 MW	30 €/MWh

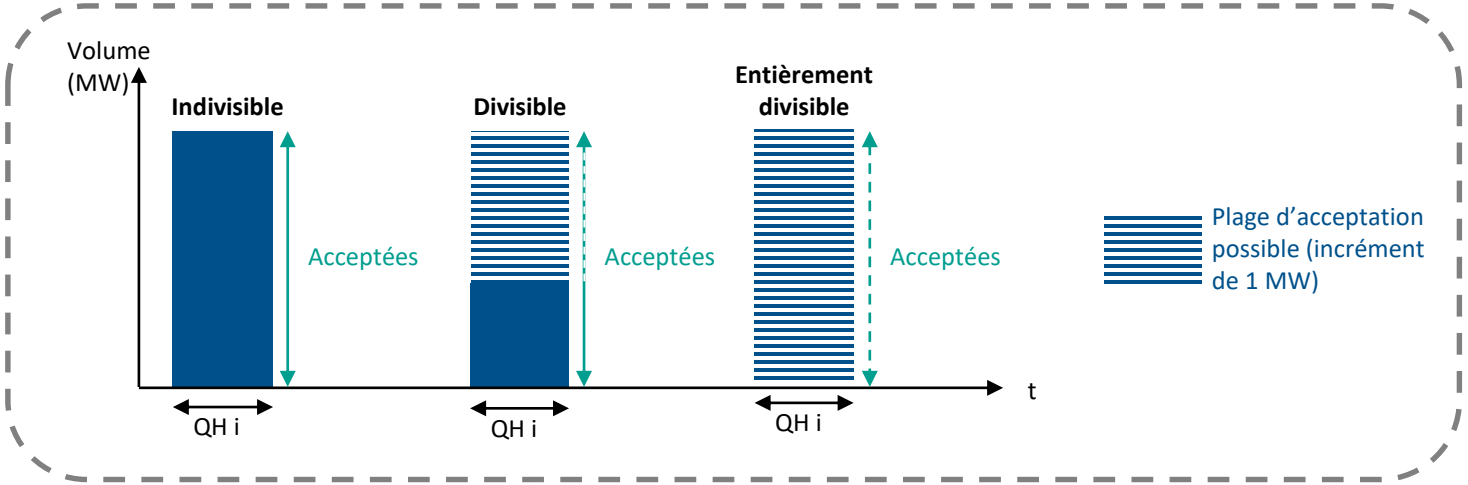
N° lien	Condition
1	Si offre A1 activée en DA alors offre C1 indisponible
2	Si offre B1 activée alors offre C1 indisponible
3	Si offre B2 activée alors offre C1 indisponible
1'	Si offre A1 activée en DA alors offre C2 disponible
2'	Si offre B1 activée en SA alors offre C2 disponible
3'	Si offre B2 activée en SA alors offre C2 disponible

Hypothèses :

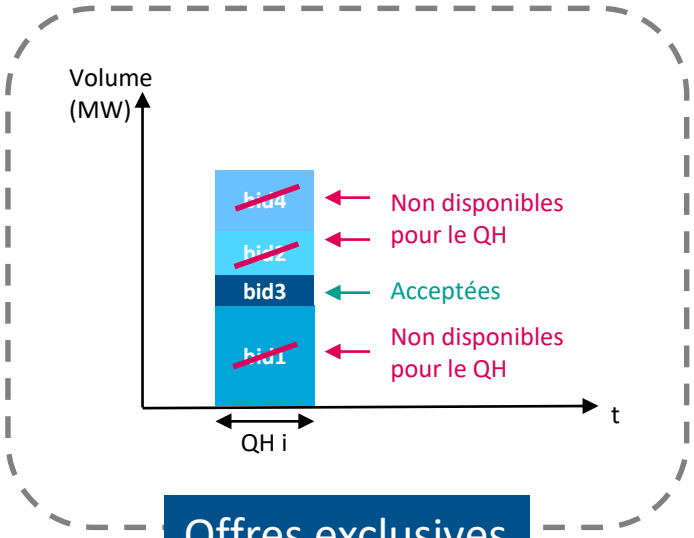
- *Offre C1 initialement disponible*
- *Offre C2 initialement indisponible*

Synthèse des structures et liens entre les offres

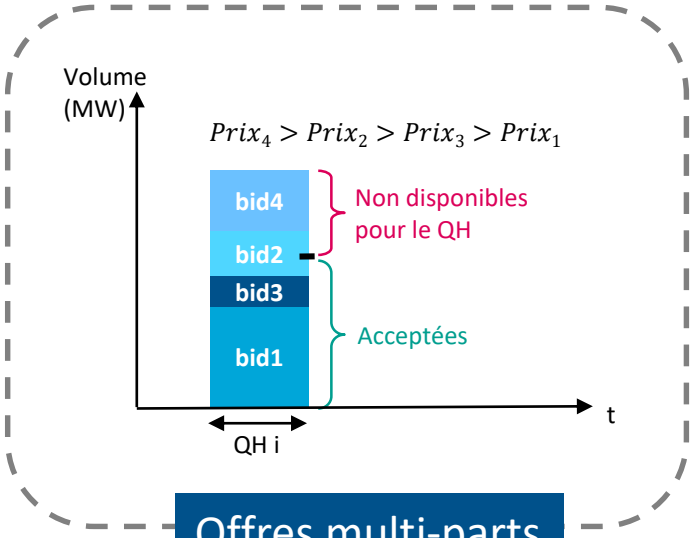
Pour l'offre simple



Dans un quart d'heure



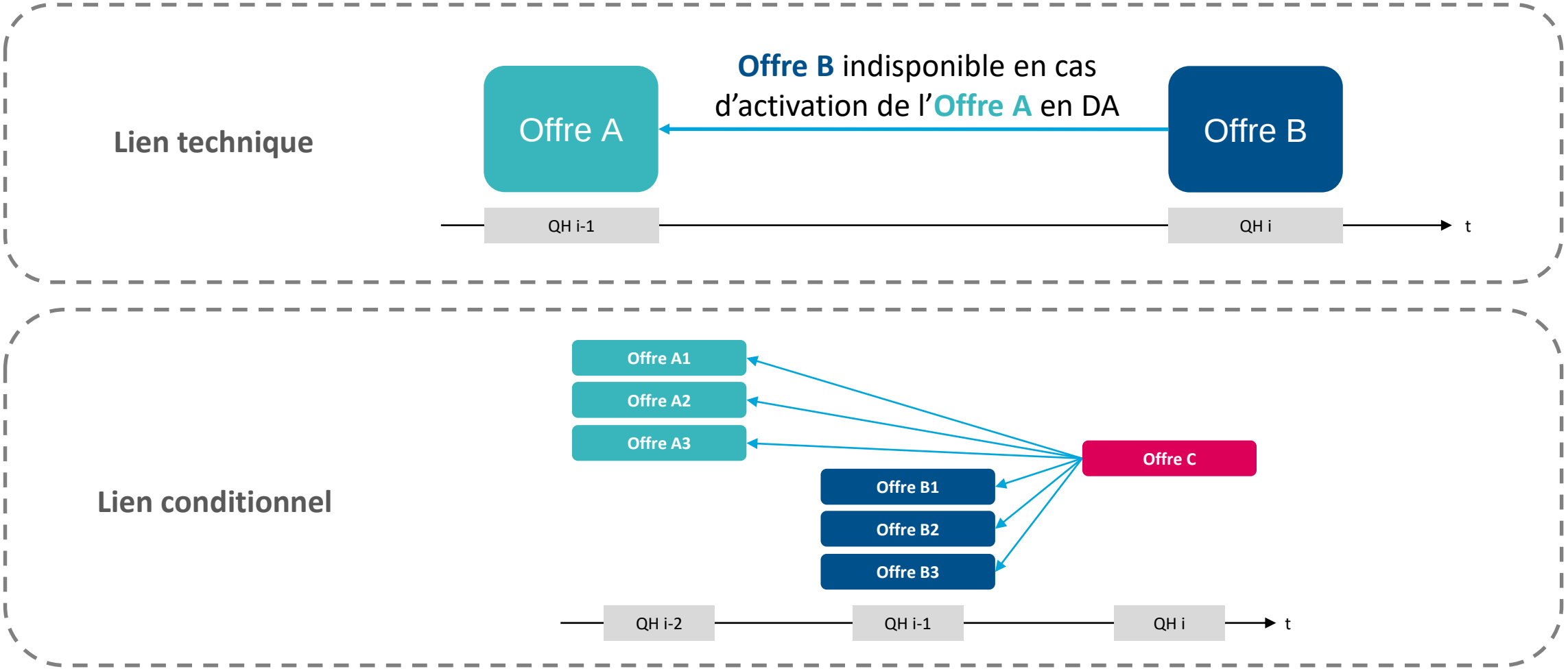
Offres exclusives



Offres multi-parts

Synthèse des structures et liens entre les offres

Entre quarts d'heure



Le réseau de transport d'électricité

Merci

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)