

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

DECISION (BRUGEL-DECISION-20250709-335)

relative aux modifications apportées à l'annexe 9.A. des modalités et conditions pour le responsable de la programmation (T&C SA) d'ELIA et à l'article II.8.7 des modalités et conditions pour le responsable de la planification des indisponibilités (T&C OPA) d'ELIA

Etablie sur base des articles 4, 167 et 171 du règlement technique de transport régional d'électricité en région de Bruxelles-Capitale

09/07/2025

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Historique et contexte	4
3	Modifications demandées aux T&C SA.....	4
3.1	Dispositions principales de l'annexe 9 des T&C SA.....	4
3.2	Motifs et justifications de la modification.....	4
4	Modifications demandées aux T&C OPA.....	5
4.1	Dispositions principales de l'article II.8.7 des T&C OPA.....	5
4.2	Motifs et justifications de la modification.....	5
5	Recours	6
6	Décision.....	7
7	Annexe: T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas.....	7

I Base légale

Les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (T&C SA) ainsi que les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités (T&C OPA) s'inscrivent dans un cadre juridique à la fois européen et régional. Sur le plan européen, le règlement (UE) 2017/1485, dit SOGL (System Operation Guidelines), fournit les bases légales de la programmation coordonnée des ressources du système électrique. En particulier, les articles 46, 49 et 52 du SOGL exigent l'échange de données de programmation entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs importants du réseau (production, stockage, consommation). Les articles 82 à 102 du SOGL décrivent en particulier les exigences de coordination des indisponibilités (maintenance) à différents horizons temporels (year-ahead, month-ahead, etc.), et assignent aux exploitants et aux agents de planification des indisponibilités la responsabilité de fournir aux gestionnaires de réseau les données de disponibilité de leurs actifs. Ces exigences européennes visent à renforcer la transparence et la coordination opérationnelle dans l'ensemble du système électrique, condition indispensable à la sécurité d'approvisionnement. En outre, le cadre européen comprend le règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, qui promeut la coordination et la non-discrimination dans l'accès aux réseaux et services, ainsi que la Directive 2019/944 encourageant la participation des nouveaux acteurs (agrégateurs, réponse à la demande, etc.) au système électrique.

Au niveau régional bruxellois, le Règlement Technique de Transport Régional d'électricité (RTTR) du 10 juillet 2023 constitue la base réglementaire pour l'approbation formelle des contrats types tels que les T&C OPA et les T&C SA.

Ainsi, l'article 167 §1^{er} du RTTR prévoit que : « § 1. Le gestionnaire du réseau de transport régional détermine de manière transparente et non discriminatoire, dans le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités, les modalités et conditions applicables aux responsables de la planification des indisponibilités. Ce contrat type est approuvé par Brugel en application de l'Article 4§ 2. »

L'article 171 du RTTR dispose que « le gestionnaire du réseau de transport régional détermine de manière transparente et non discriminatoire, dans le contrat de responsable de la programmation, les modalités et conditions applicables aux responsables de la programmation. Ce contrat type est approuvé par BRUGEL en application de l'Article 4 §2 ».

Ces dispositions confèrent à BRUGEL la compétence d'approuver les contrats type T&C OPA et T&C SA. L'article 4 §2 du RTTR précise par ailleurs la procédure d'approbation des contrats types par le régulateur : toute proposition (ou modification) de contrat type élaborée par le GRT doit être soumise à BRUGEL pour approbation, laquelle est réputée tacitement accordée si BRUGEL ne réagit pas dans un délai de deux mois.

La présente décision est établie sur la base de ces dispositions légales.

2 Historique et contexte

Conformément à l'article 4 §2 du RTTR, ELIA a soumis à BRUGEL pour approbation formelle une proposition de contrat type T&C OPA le 3 avril 2025 et une proposition de contrat type T&C SA le 22 avril 2025.

Le 20 juin 2025, BRUGEL a approuvé la proposition de T&C OPA par la [décision 330](#) et la proposition de T&C SA, par la [décision 331](#).

Le 23 juin 2025, ELIA a informé BRUGEL de la présence d'une erreur dans les formules à l'annexe 9 du T&C SA et a transmis un complément corrigeant cette erreur.

Le 4 juillet 2025, ELIA a informé BRUGEL de la présence d'une erreur à l'article II.8.7 du T&C OPA.

La présente décision de BRUGEL porte sur le complément corrigeant l'erreur présente à l'annexe 9 des T&C SA communiquée par ELIA le 23 juin 2025 ainsi que la demande de corriger l'erreur présente aux T&C OPA et complète les décisions 330 et 331 de BRUGEL.

3 Modifications demandées aux T&C SA

3.1 Dispositions principales de l'annexe 9 des T&C SA

Le contrat type T&C SA établit un cadre détaillé régissant le rôle de Responsable de la Programmation (ci-après « SA » de scheduling agent) et les règles de communication des programmes d'injection et de prélèvement des unités concernées. L'annexe 9 des T&C SA encadre le contrôle du retour au programme journalier.

Afin de maintenir l'équilibre du système, ELIA dispose dans le T&C SA d'un mécanisme de contrôle des écarts et de retour au programme. Si une unité s'écarte de son programme au-delà d'un certain seuil de tolérance, ELIA peut émettre un ordre de "return to schedule" enjoignant le SA de ramener l'unité à son programme prévu. Ce mécanisme évite qu'une déviation non coordonnée d'une unité mette en péril l'équilibre global. Si ELIA envoie un tel ordre parce qu'une unité a dévié de son programme par sa propre faute, aucune compensation n'est due au SA : il s'agit simplement du respect normal de ses engagements contractuels. En revanche, des pénalités peuvent s'appliquer en cas de non-respect des ordres de retour au programme, conformément aux clauses du contrat (celles-ci visent à encourager la rigueur des SA dans la tenue de leurs programmes).

3.2 Motifs et justifications de la modification

La version des T&C SA introduite par ELIA le 22 avril 2025 contient une erreur dans une des formules figurant à l'annexe 9.A. ELIA a communiqué une analyse sur ce sujet avec une proposition d'adaptation de la formule concernée intitulé « *T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas* ». Cette analyse est annexée à cette décision.

La formule concernée est celle permettant la détermination d'un retour au programme journalier dans la situation à la hausse :

$$DP_{\text{measured}} + \text{volume FCR offert down pour DP} + \text{mFRR down fourni par DP} + \text{aFRR down fourni par DP} \leq \text{seuil}$$

Cette formule doit être corrigée et remplacée par la version figurant ci-dessous, avec un signe négatif devant le volume FCR. Le volume FCR est toujours indiqué comme une valeur positive au contraire de ce qui est le cas pour l'aFRR et le mFRR, car « aFRR down offert par DP » et « mFRR down offert par DP » ont des valeurs négatives. La formule corrigée devient donc :

$$DP_{\text{measured}} - \text{volume FCR offert down pour DP} + \text{mFRR down fourni par DP} + \text{aFRR down fourni par DP} \leq \text{seuil}$$

La CREG et le VNR ont de leur côté pris une décision demandant la modification de cette formule. Étant donné que BRUGEL a approuvé la version contenant la formule erronée, la présente décision ad-hoc est motivée par le besoin de corriger l'erreur et par la volonté d'avoir un cadre harmonisé entre les différentes régions et le niveau fédéral.

4 Modifications demandées aux T&C OPA

4.1 Dispositions principales de l'article II.8.7 des T&C OPA

Le contrat type T&C OPA établit un cadre détaillé régissant le rôle de Responsable de la planification des indisponibilités et les règles de communication des indisponibilités des unités concernées. L'article II.8.7 encadre les modifications des plans de disponibilité et plus particulièrement les échéances de validation par ELIA des demandes de la modification en fonction du moment de la demande.

4.2 Motifs et justifications de la modification

L'article II.8.7 contient un tableau avec des périodes de demande de modification du plan de disponibilité et les met en relation avec des échéances dans lesquels ELIA valide cette modification.

L'erreur se trouve dans la troisième et dans la quatrième ligne tableau, qui dans la version initiale sont comme suit :

Moment de la demande de modification	Échéance la plus lointaine de validation par ELIA
Après le jeudi 15h00 de la Semaine W-I et avant le jour D-I 10h00	L'échéance la plus proche entre : • Moment de la soumission + 24h • Jour D-I 10h00
Après le jour D-I 10h00	Le début du quart d'heure moins 30 minutes

Or, le moment de la demande de modification devrait aller jusqu'à 9h30 au lieu de 10h00. Cet écart de 30 minutes entre le moment de la demande et la validation par ELIA doit permettre à ELIA de disposer d'une marge de temps pour effectuer la validation de la demande.

Les lignes concernées doivent être corrigées comme suit :

Moment de la demande de modification	Échéance la plus lointaine de validation par ELIA
Après le jeudi 15h00 de la Semaine W-I et avant le Jour D-I 09h30	L'échéance la plus proche entre : • Moment de la soumission + 24h • Jour D-I 10h00
Après le Jour D-I 09h30	Le début du quart d'heure moins 30 minutes

Par conséquent, le paragraphe qui suit le tableau concerné doit également être corrigé, ce qui donnera le paragraphe suivant :

*« Si la demande de modification de l'OPA est fournie après le Jour D-I **09h30**, l'OPA peut directement contacter le dispatching ELIA pour fournir plus d'informations concernant l'urgence de la demande de modification de l'OPA et recevoir plus d'informations sur le temps de validation. »*

5 Recours

La présente décision peut faire l'objet d'une plainte en réexamen devant BRUGEL dans les deux mois suivant sa notification, conformément à l'article 30decies de l'ordonnance électricité. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. Elle peut également faire l'objet d'un recours devant la Cour des marchés de Bruxelles conformément à l'article 30undecies de l'ordonnance électricité dans les trente jours à partir de la notification de celle-ci. En cas de plainte en réexamen conformément à l'article 30decies, ce délai de trente jours est suspendu jusqu'à la notification de la décision sur plainte de BRUGEL, ou en l'absence de décision de BRUGEL, jusqu'à l'expiration du délai visé à l'article 30decies, § 2.

6 Décision

Vu la proposition de contrat type Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités (ci-après, « T&C OPA»), introduite par ELIA le 3 avril 2025 et approuvée par BRUGEL le 20 juin 2025 ;

Vu la proposition de contrat type Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (ci-après, « T&C SA »), introduite par ELIA le 22 avril 2025 et approuvée par BRUGEL le 20 juin 2025 ;

Vu l'analyse intitulée « *T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas* » communiquée le 23 juin 2025 ;

Considérant le cadre juridique applicable :

- Articles 46, 49 et 52 du règlement (UE) 2017/1485 (SOGL) relatifs à l'échange des données de programmation et à la coordination des opérations entre GRT, utilisateurs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution ;
- Règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité promouvant la transparence, la coordination et la non-discrimination dans la gestion du système électrique ;
- Articles 4 167 et 171 du Règlement Technique de Transport Régional (RTTR) conférant compétence à BRUGEL pour approuver le contrat type SA et en fixant les modalités d'approbation ;

Considérant le besoin de corriger l'erreur figurant dans la formule de l'annexe 9 des T&C SA permettant la détermination d'un retour au programme journalier dans la situation à la hausse ;

Considérant le besoin de corriger l'erreur présente à l'article II.8.7 des T&C OPA ;

BRUGEL décide d'approuver la correction proposée de l'annexe 9 des Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (T&C SA) établies par ELIA et demande à ELIA d'appliquer cette correction aux T&C SA avant sa publication.

BRUGEL décide d'approuver la correction proposée à l'article II.8.7 des Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités (T&C OPA) établies par ELIA et demande à ELIA d'appliquer cette correction aux T&C OPA avant sa publication.

* *

*

7 Annexe: T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas

T&C SA iCAROS Phase 1 Return of Experience – review of Annex 9 formulas



Annex 9 – Return to Daily Schedule compliancy control formulas

1. Definitions

DP_Pmax _{inj}	The maximum power, represented as a positive value (in MW), that can be injected into the ELIA Grid by the Delivery Point;
DP_Pmin _{inj}	The minimum power, represented as a positive value (in MW), that can be injected into the ELIA Grid by the Delivery Point;
DP_Pmax _{off}	The maximum power, represented as a positive value (in MW), that can be taken off the ELIA Grid by the Delivery Point;
DP_Pmin _{off}	The minimum power, represented as a positive value (in MW), that can be taken off the ELIA Grid by the Delivery Point;
DP _{measured}	The net active power (in MW), i.e. the difference between gross offtake and gross injection, measured at a Delivery Point per quarter-hour. Net Offtake from the Elia Grid is considered as a positive value. Net Injection into the Elia Grid is considered as a negative value;
tolerance _{QH}	The acceptable deviation tolerance applied during the Return to Daily Schedule (RTS) compliancy control. It differs depending on which quarter-hour following the RTS activation the control is performed. More tolerance is accepted on the first quarter-hour, while a more restrictive control is performed on the second and third quarter-hour. This value is always positive .

The Return to Daily Schedule direction (upward/downward) follows the same logic applied to activation of Redispatching Services as defined in Article II.3.6 of T&C SA:

“The SA declares that an upward (respectively downward) activation of RD Services at any Delivery Point has an overall effect of either reducing (respectively increasing) net offtake or increasing (respectively decreasing) net injection at the level of the Access Point. ELIA will request a sound justification to the SA in case no visible effect at the level of the Access Point is observed, during an activation of the RD Service.”

- **SUMMARY:**
 - Upward activation:
 - Reduction of net offtake
 - Increase of net injection
 - Downward activation:
 - Increase of net offtake
 - Reduction of net injection



2. RTS control formulas without any balancing energy activated

2.1 Upward RTS

An upward RTS is considered compliant if the following condition is fulfilled:

$$DP_{measured} \leq threshold \quad (1)$$

- *threshold* in the formula is dependent whether the measurement at the Delivery Point is in **injection** or **offtake**. The different cases are presented in the below subsections 2.1.1 and 2.1.2.

2.1.1 Injection

In case of an upward RTS and measurement at the Delivery Point is injecting power, threshold is defined as following:

$$threshold = DailySchedule_{QH} + tolerance_{QH} \quad (2)$$

Figure 1 depicts a scenario where an upward RTS signal is requested, and the Delivery Point is injecting power. The green highlighted area represents the expected reaction¹.

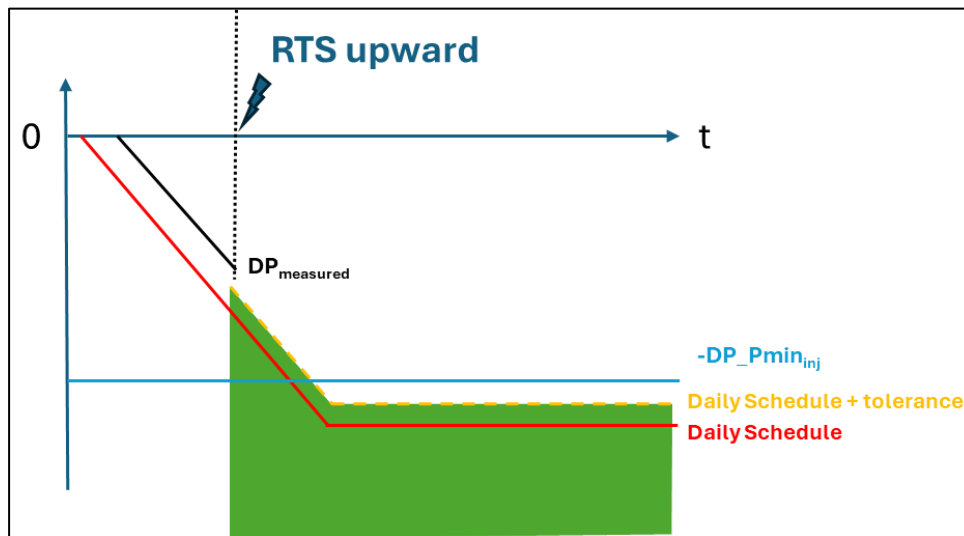


Figure 1 - Upward RTS in case of power injection at Delivery Point

In Equation (2) the *tolerance* is **added** to the *Daily Schedule* to provide some margin in the direction from which the $DP_{measured}$ is being adjusted.

In the scenario of upward RTS & the Delivery Point is in injection, the consideration of the DP_Pmin is not relevant, as the upward RTS is not requiring going below the DP_Pmin .

¹ The extra tolerance allowed in the first quarter-hour following the RTS request is not depicted in this example, c.f. the T&C SA iCAROS Phase 1 REX for the specific case.



2.1.2 Offtake

In case of an upward RTS and the measurement at the Delivery Point is offtaking power, *threshold* is defined as following:

$$threshold = \max (Daily\ Schedule_{QH}; DP_Pmin_{off}) + tolerance_{QH} \quad (3)$$

Figure 2 depicts a scenario where an upward RTS signal is requested, and the Delivery Point is offtaking power. The green highlighted area represents the expected reaction².

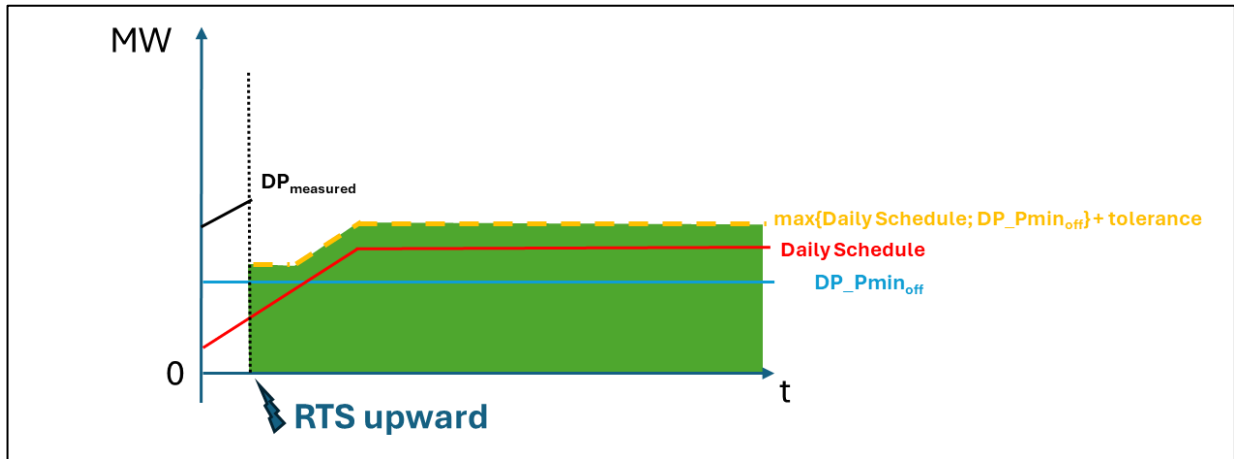


Figure 2 - Upward RTS in case of power offtake at Delivery Point

In Equation (2) the *tolerance* is **added** to the first term to provide some margin in the direction from which the *DP_measured* is being adjusted.

In this case, as the RTS upward could be requiring going below *DP_Pmin_off* in case the provided *Daily Schedule* is below *DP_Pmin_off*, the threshold is computed to take the maximum value between the *DP_Pmin_off* and *Daily Schedule*.

Therefore, in the Figure 2 it can be seen:

- As long as *Daily Schedule* < *DP_Pmin_off* the RTS compliancy control is performed around *DP_Pmin_off*
- As soon as *Daily Schedule* > *DP_Pmin_off* the RTS compliancy control is performed around *Daily Schedule*

2.2 Downward RTS

A downward RTS is considered compliant if the following condition is fulfilled:

$$DP_measured \geq threshold \quad (4)$$

- *threshold* in the formula is dependent whether the measurement at the Delivery Point is in **injection** or **offtake**. The different cases are presented in the below subsections 2.2.1 and 2.2.2.

² The extra tolerance allowed in the first quarter-hour following the RTS request is not depicted in this example, c.f. the T&C SA iCAROS Phase 1 REX for the specific case.



2.2.1 Injection

In case of a downward RTS and measurement at the Delivery Point is injecting power, threshold is defined as following:

$$\text{threshold} = \min(\text{Daily Schedule}_{QH}; -DP_{Pmin_{inj}}) - \text{tolerance}_{QH} \quad (5)$$

In the injection scenario, to consider the $DP_{Pmin_{inj}}$ in the RTS compliancy control, it is necessary to **negate the $DP_{Pmin_{inj}}$** value as it is always defined as a positive value and **injection values are, per our convention, negative**.

Figure 3 depicts a scenario where a downward RTS signal is requested, and the Delivery Point is injecting power. The green highlighted area represents the expected reaction³.

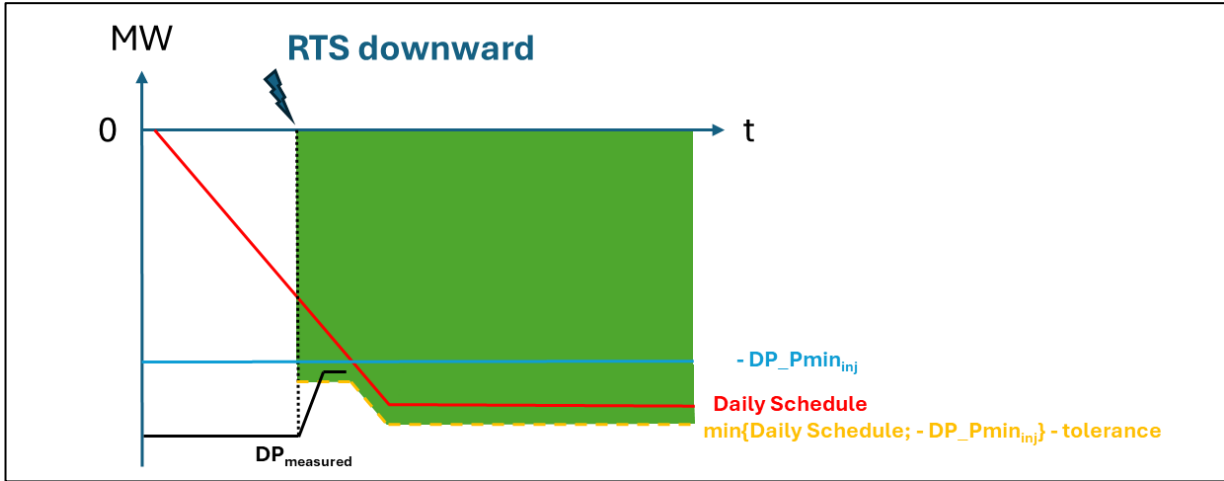


Figure 3 - Downward RTS in case of power injection at Delivery Point

In Equation (5) the *tolerance* is **subtracted** to the first term to provide some margin in the direction from which the $DP_{measured}$ is being adjusted.

In this case, as the RTS downward could be requiring going above $-DP_{Pmin_{off}}$ (practically meaning steering the technical facility below its Pmin) in case the provided *Daily Schedule* is above $-DP_{Pmin_{off}}$ (practically meaning the schedule is below the technical facility's Pmin), the threshold is computed to take the minimum value between the $-DP_{Pmin_{off}}$ and *Daily Schedule*.

Therefore, in the Figure 3 it can be seen:

- As long as *Daily Schedule* > $-DP_{Pmin_{inj}}$ the RTS compliancy control is performed around $-DP_{Pmin_{inj}}$
- As soon as *Daily Schedule* < $-DP_{Pmin_{inj}}$ the RTS compliancy control is performed around *Daily Schedule*

2.2.2 Offtake

In case of a downward RTS and measurement at the Delivery Point is offtaking power, threshold is defined as following:

$$\text{threshold} = \text{Daily Schedule}_{QH} - \text{tolerance}_{QH} \quad (6)$$

³ The extra tolerance allowed in the first quarter-hour following the RTS request is not depicted in this example, c.f. the T&C SA iCAROS Phase 1 REX for the specific case.



Figure 4 depicts a scenario where a downward RTS signal is requested, and the Delivery Point is offtaking power. The green highlighted area represents the expected reaction⁴.

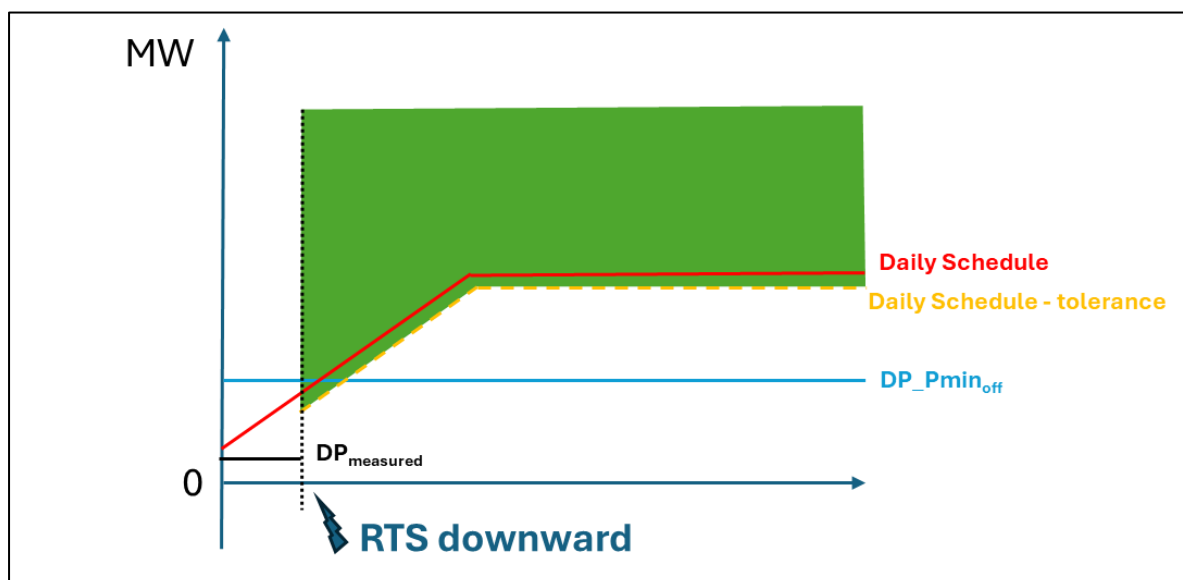


Figure 4 - Downward RTS in case of power offtaken at Delivery Point

In Equation (2) the tolerance is **subtracted** to the Daily Schedule to provide some margin in the direction from which the $DP_{measured}$ is being adjusted.

In the scenario of downward RTS & the Delivery Point is offtaking power, the consideration of the DP_Pmin is not relevant, as the downward RTS is not requiring going below the DP_Pmin . Therefore, the RTS compliancy control is always performed around *Daily Schedule*.

3. RTS control formulas with activated balancing Energy bids

In case of activation of balancing energy bids including a specific Delivery Point, the control of the RTS is adapted to consider those additional volumes not reflected in the schedule. The Equation (1) and (4) must be adapted including the mFRR, aFRR and FCR volumes.

3.1 Upward RTS

A deep dive in the equations revealed that it was assumed that the same correction could be taken for FCR as for mFRR and aFRR. However, the FCR offered volume is always positive contrary towards mFRR down supplied and aFRR down supplied which is a negative value. As such Equation (1) is adapted as following:

⁴ The extra tolerance allowed in the first quarter-hour following the RTS request is not depicted in this example, c.f. the T&C SA iCAROS Phase 1 REX for the specific case.



$$DP_{measured} - FCR \text{ offered volume down for DP} + mFRR \text{ down supplied by DP} + aFRR \text{ down supplied by DP} \leq \text{threshold} \quad (7)$$

- FCR offered volume down is defined in the BSP contract FCR and is a **positive value**.
- mFRR down supplied by DP is a **negative value**.
- aFRR down supplied by DP is a **negative value**.

Therefore, the formula currently written in the T&C SA ICAROS Phase 1 REX shall be corrected to consider that the FCR offered volume is always positive. In the case of the upward RTS, the value FCR offered volume down for DP shall then be subtracted to the DP_{measured}.

3.2 Downward RTS

Equation (4) is adapted as following:

$$DP_{measured} + FCR \text{ offered volume up for DP} + mFRR \text{ up supplied by DP} + aFRR \text{ up supplied by DP} \geq \text{threshold} \quad (8)$$

- FCR offered volume up is defined in the BSP contract FCR and is a **positive value**.
- mFRR up supplied by DP is a positive value.
- aFRR up supplied by DP is a positive value.

In this case, *FCR offered volume up for DP*, *mFRR up supplied by DP* and *aFRR up supplied by DP* are all positive values, therefore the **current formula is correct**.

4. Conclusion

After an in-depth review of the formulas from the Annex 9 of the T&C SA, it can be confirmed that the current versions of the formulas are correct but that **one of the changes introduced in this new version submitted for approval for the correction of the RTS control in case of simultaneous opposite FCR activation was incorrect** and required an adaptation of the sign. In the submitted version it was assumed that FCR offered volume follows the same logic as aFRR supplied and aFRR supplied but given FCR offered volume is always expressed as a positive value this led to the wrong sign in the submitted version. As such the correction is limited to RTS compliancy control in the upwards direction. ELIA would very much appreciate it if the CREG would request the correction of this material error in its approval decision.

The following formula from Annex 9.1 is **incorrect**:

$$DP_{measured} + FCR \text{ offered volume down for DP} + mFRR \text{ down supplied by DP} + aFRR \text{ down supplied by DP} \leq \text{threshold}$$

And shall be adapted by subtracting the *FCR offered volume down* as this value is always positive regardless of its direction up or down:

$$DP_{measured} - FCR \text{ offered volume down for DP} + mFRR \text{ down supplied by DP} + aFRR \text{ down supplied by DP} \leq \text{threshold}$$

