

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

BESLISSING (BRUGEL-BESLISSING-20250709-335)

betreffende de wijziging van bijlage 9.A. van de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-agent (T&C SA) van ELIA en artikel II.8.7 van de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA) van ELIA

Opgesteld op basis van de artikelen 4, 167 en 171 van het technisch reglement voor gewestelijke transmissie van elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

09/07/2025

Inhoud

1	Juridische grondslag.....	3
2	Achtergrond en context.....	4
3	Gevraagde wijzigingen aan de T&C's SA.....	4
3.1	Belangrijkste bepalingen van bijlage 9 van de T&C's SA.....	4
3.2	Redenen en rechtvaardigingen voor de wijziging.....	4
4	Gevraagde wijzigingen aan de T&C's OPA.....	5
4.1	Belangrijkste bepalingen van artikel 8.7 van de T&C's OPA.....	5
4.2	Redenen en rechtvaardigingen voor de wijziging.....	5
5	Beroep.....	6
6	Beslissing.....	7
7	Bijlage: T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas.....	7

I Juridische grondslag

De Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-agent (T&C SA) en de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA) maken deel uit van een Europees en regionaal wettelijk kader. Op Europees vlak verstrekt Verordening (EU) 2017/1485, SOGL (System Operation Guidelines) genaamd, de rechtsgrondslagen voor de gecoördineerde programmering van de middelen van het elektriciteitssysteem. Meer bepaald de artikelen 46, 49 en 52 van de SOGL vereisen de uitwisseling van planningsgegevens tussen netbeheerder en de grote netgebruikers (productie, opslag, verbruik). De artikelen 82 tot 102 van de SOGL beschrijven meer bepaald de vereisten inzake coördinatie van de niet-beschikbaarheid (onderhoud) voor verschillende tijdshorizonten (year-ahead, month-ahead enz.) en wijzen aan de exploitanten en de verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning de verantwoordelijkheid toe om aan de netbeheerders de gegevens betreffende de beschikbaarheid van hun activa te verstrekken. Deze Europese vereisten hebben tot doel de transparantie en operationele coördinatie binnen het hele elektriciteitssysteem te versterken, een essentiële voorwaarde voor de bevoorradingszekerheid. Daarnaast omvat het Europese kader Verordening (EU) 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit, die de coördinatie en niet-discriminatie bij de toegang tot netten en diensten bevordert, evenals Richtlijn 2019/944 die de deelname van nieuwe spelers (aggregatoren, vraagrespons enz.) aan het elektriciteitssysteem aanmoedigt.

Op het Brusselse gewestelijke niveau vormt het Technisch Reglement voor Gewestelijke Transmissie van elektriciteit (TRGT) van 10 juli 2023 de regelgevende basis voor de formele goedkeuring van typeovereenkomsten zoals de T&C's OPA en de T&C's SA.

Zo voorziet artikel 167 §1 van het TRGT het volgende: “§ 1. De beheerder van het gewestelijk transmissienet bepaalt op transparante en niet discriminerende wijze in de typeovereenkomst voor verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning de modaliteiten en voorwaarden die van toepassing zijn op de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning. Die typeovereenkomst wordt goedgekeurd door Brugel in toepassing van Artikel 4§ 2.”

Artikel 171 van het TRGT bepaalt wat volgt: “De beheerder van het gewestelijk transmissienet bepaalt op transparante en niet discriminerende wijze in de programma-agentovereenkomst de modaliteiten en voorwaarden die van toepassing zijn op de programma-agent. Die typeovereenkomst wordt goedgekeurd door Brugel in toepassing van Artikel 4§ 2”.

Deze bepalingen verlenen aan BRUGEL de bevoegdheid om de typeovereenkomsten T&C OPA en T&C SA goed te keuren. Voorts beschrijft artikel 4 §2 van het TRGT de procedure voor goedkeuring van de typeovereenkomsten door de regulator: elk voorstel (of elke wijziging) van typeovereenkomst, opgesteld door de TNB, moet ter goedkeuring aan BRUGEL worden overgelegd; deze goedkeuring wordt geacht stilzwijgend te zijn gegeven indien BRUGEL niet reageert binnen een termijn van twee maanden.

De huidige beslissing wordt opgesteld op basis van deze wettelijke bepalingen.

2 Achtergrond en context

Overeenkomstig artikel 4 §2 van het TRGT heeft ELIA aan BRUGEL een voorstel van typeovereenkomst T&C OPA en T&C SA op 3 april 2025 respectievelijk op 22 april 2025 voor formele goedkeuring voorgelegd.

Op 20 juni 2025 heeft BRUGEL het T&C OPA-voorstel bij [beslissing 330](#) en het T&C SA-voorstel bij [beslissing 331](#) goedgekeurd.

Op 23 juni 2025 bracht ELIA BRUGEL op de hoogte van een fout in de formules van bijlage 9 van het T&C SA en stuurde een aanvulling die deze fout corrigeerde.

Op 4 juli 2025 bracht ELIA BRUGEL op de hoogte van een fout in artikel II.8.7 van het T&C OPA.

De onderhavige beslissing van BRUGEL betreft de aanvulling tot verbetering van de fout in bijlage 9 van de T&C's SA, meegedeeld door ELIA op 23 juni 2025, en het verzoek tot verbetering van de fout in de T&C's OPA, en vult de beslissingen 330 en 331 van BRUGEL aan.

3 Gevraagde wijzigingen aan de T&C's SA

3.1 Belangrijkste bepalingen van bijlage 9 van de T&C's SA

De typeovereenkomst T&C SA legt een gedetailleerd kader vast dat de rol van de Programma-agent (hierna "SA" voor scheduling agent) beschrijft en dat de regels voor communicatie van de injectie- en afnameprogramma's van de betrokken eenheden omvat. Bijlage 9 van de T&C's SA biedt een kader voor de controle van terugkeer naar het dagelijkse programma.

Om het evenwicht van het systeem te bewaren, beschikt ELIA in de T&C SA over een mechanisme om afwijkingen te controleren en terug te keren naar het programma. Als een eenheid afwijkt van haar programma en daarbij een bepaalde tolerantiedrempel overschrijdt, kan ELIA een bevel van "return to schedule" geven waarmee de SA het bevel krijgt de eenheid terug te brengen naar haar voorziene programma. Dit mechanisme voorkomt dat een ongecoördineerde afwijking van een eenheid het globale evenwicht in gevaar brengt. Als ELIA een dergelijk bevel geeft omdat een eenheid door eigen fout is afgeweken van haar programma, is er geen compensatie verschuldigd aan de SA: het gaat gewoon om de normale inachtneming van zijn contractuele verplichtingen. Anderzijds kunnen er sancties worden opgelegd bij niet-naleving van de bevelen om terug te keren naar het programma, in overeenstemming met de bepalingen van de overeenkomst (deze zijn bedoeld om de SA's aan te moedigen zich strikt aan hun programma's te houden).

3.2 Redenen en rechtvaardigingen voor de wijziging

De op 22 april 2025 door ELIA ingevoerde versie van de T&C SA bevat een fout in een van de formules van bijlage 9.A. ELIA heeft hierover een analyse verstrekt met een voorstel voor de aanpassing van de betrokken formule, getiteld "T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas". Deze analyse is als bijlage bij deze beslissing gevoegd.

Het betreft de formule die wordt gebruikt om een terugkeer naar het dagelijkse programma te bepalen in het geval van een stijgende situatie:

$DP_{\text{measured}} + \text{volume FCR aangeboden down voor DP} + \text{mFRR down geleverd door DP} + \text{aFRR down geleverd door DP} \leq \text{drempel}$

Deze formule moet worden gecorrigeerd en vervangen door de versie hieronder, met een negatief teken vóór het FCR-volume. Het FCR-volume wordt altijd aangegeven als een positieve waarde, in tegenstelling tot aFRR en mFRR, aangezien “aFRR down aangeboden door DP” en “mFRR down aangeboden door DP” negatieve waarden hebben. De gecorrigeerde formule wordt dus:

$DP_{\text{measured}} - \text{volume FCR aangeboden down voor DP} + \text{mFRR down geleverd door DP} + \text{aFRR down geleverd door DP} \leq \text{drempel}$

De CREG en de VNR hebben een beslissing genomen die de wijziging van deze formule eist. Aangezien BRUGEL de versie met de foutieve formule heeft goedgekeurd, is de onderhavige ad-hoc beslissing ingegeven door de noodzaak om de fout te corrigeren en door de wens om over een geharmoniseerd kader te beschikken tussen de verschillende gewesten en het federale niveau.

4 Gevraagde wijzigingen aan de T&C's OPA

4.1 Belangrijkste bepalingen van artikel 8.7 van de T&C's OPA

De typeovereenkomst T&C OPA legt een gedetailleerd kader vast voor de rol van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning en bepaalt de regels voor de mededeling van de niet-beschikbaarheden van de betrokken eenheden. Artikel 11.8.7 biedt een kader voor wijzigingen van de beschikbaarheidsplanning en, meer specifiek, de termijnen voor ELIA om wijzigingsaanvragen te valideren, afhankelijk van wanneer de aanvraag wordt ingediend.

4.2 Redenen en rechtvaardigingen voor de wijziging

Artikel 11.8.7 bevat een tabel met termijnen voor aanvragen tot wijziging van de beschikbaarheidsplanning en koppelt ze aan termijnen waarbinnen ELIA deze wijziging valideert.

De fout zit in de derde en vierde regel van de tabel, die in de oorspronkelijke versie als volgt luiden:

Moment van de aanvraag tot wijziging	Termijn voor de laatst mogelijke validering door ELIA
Na donderdag 15.00 uur van Week W-I en voor Dag D-I 10.00 uur	De vroegste termijn tussen: • Moment van de indiening + 24 uur • Dag D-I 10.00 uur
Na dag D-I 10.00 uur	Het begin van het kwartier min 30 minuten

Echter, het tijdstip voor de aanvraag van een wijziging moet 9.30 uur zijn in plaats van 10.00 uur. Dit verschil van 30 minuten tussen het moment van de aanvraag en de validering door ELIA moet ELIA voldoende tijd geven om de validering van het verzoek door te voeren.

De betreffende regels moeten als volgt worden gecorrigeerd:

Moment van de aanvraag tot wijziging	Termijn voor de laatst mogelijke validering door ELIA
Na donderdag 15.00 uur van Week W-I en voor Dag D-I 09.30 uur	De vroegste termijn tussen: • Moment van de indiening + 24 uur • Dag D-I 10.00 uur
Na Dag D-I 09.30 uur	Het begin van het kwartier min 30 minuten

Bijgevolg moet ook de paragraaf na de tabel in kwestie worden gecorrigeerd, zodat de volgende paragraaf ontstaat:

*“Wanneer de wijzigingsaanvraag van de OPA wordt ingediend na Dag D-I **09.30** uur, mag de OPA de dispatching van ELIA rechtstreeks contacteren om verdere informatie te verstrekken over de urgentie van de wijzigingsaanvraag van de OPA en om verdere informatie te verkrijgen over de valideringstijd.”*

5 Beroep

Deze beslissing kan het voorwerp uitmaken van een klacht tot heroverweging bij BRUGEL binnen een termijn van twee maanden na kennisgeving ervan, in overeenstemming met artikel 30decies van de Elektriciteitsordonnantie. Deze klacht heeft geen opschortende werking. In overeenstemming met artikel 30undecies van de Elektriciteitsordonnantie kan er ook beroep tegen worden aangetekend bij het Marktenhof van Brussel binnen dertig dagen na kennisgeving ervan. In het geval van een klacht tot heroverweging in overeenstemming met artikel 30decies wordt deze termijn van dertig dagen opgeschort tot de mededeling van de beslissing over de klacht door BRUGEL, of bij ontstentenis van een beslissing door BRUGEL, tot het verstrijken van de in artikel 30decies, § 2, bedoelde termijn.

6 Beslissing

Gelet op het voorstel van typeovereenkomst van Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-beschikbaarheidsplanning (hierna “T&C OPA”), ingediend door ELIA op 3 april 2025 en goedgekeurd door BRUGEL op 20 juni 2025;

Gelet op het voorstel van typeovereenkomst Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-agent (hierna “T&C SA”), ingediend door ELIA op 22 april 2025 en goedgekeurd door BRUGEL op 20 juni 2025;

Gelet op de analyse getiteld “T&C SA iCAROS Phase I Return of Experience – review of Annex 9 formulas” overgemaakt op 23 juni 2025;

Overwegende het toepasselijke rechtskader:

- De artikelen 46, 49 en 52 van Verordening (EU) 2017/1485 (SOGL) betreffende de uitwisseling van programmeringsgegevens en de coördinatie van de verrichtingen tussen TNB's, netgebruikers en distributienetbeheerders;
- Verordening (EU) 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit, die transparantie, coördinatie en niet-discriminatie bevordert in het beheer van het elektriciteitssysteem;
- De artikelen 4, 167 en 171 van het Technisch Reglement voor Gewestelijke Transmissie (TRGT) dat aan BRUGEL de bevoegdheid verleent om de typeovereenkomst SA goed te keuren en de goedkeuringsmodaliteiten vastlegt;

Overwegende dat de fout in de formule in bijlage 9 van de T&C SA voor de bepaling van een terugkeer naar het dagelijkse programma in het geval van een stijgende situatie moet worden gecorrigeerd;

Gezien de noodzaak om de fout te corrigeren in artikel II.8.7 van de T&C's OPA;

beslist BRUGEL tot goedkeuring van de voorgestelde correctie van bijlage 9 van de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-agent (T&C SA) opgesteld door ELIA en vraagt ELIA om deze correctie toe te passen op de T&C's SA voor deze gepubliceerd worden.

beslist BRUGEL tot goedkeuring van de voorgestelde correctie van artikel II.8.7 van de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA) opgesteld door ELIA en vraagt ELIA om deze correctie toe te passen op de T&C's SA voor deze gepubliceerd worden.

* *

*

7 Bijlage: 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.

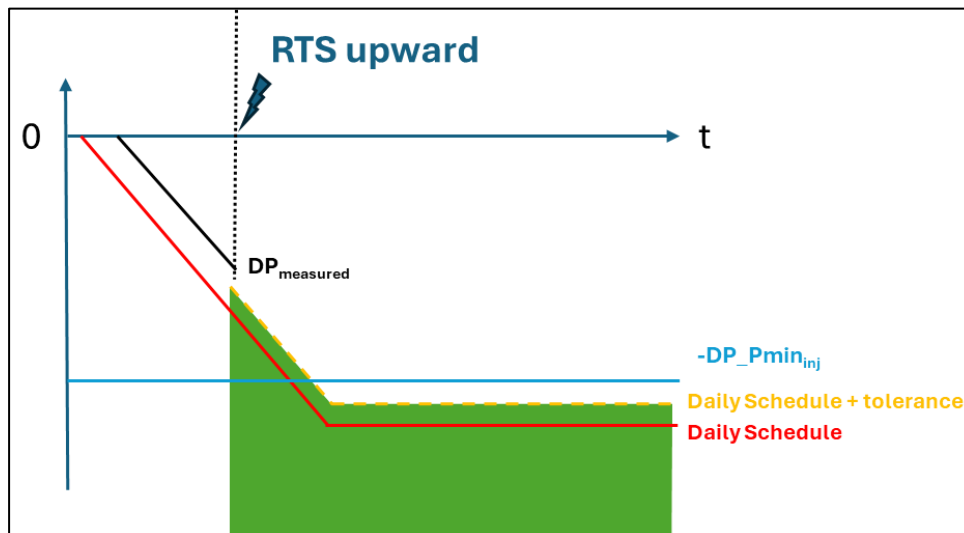


Figure 1 - Upward RTS in case of power injection at Delivery Point

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.

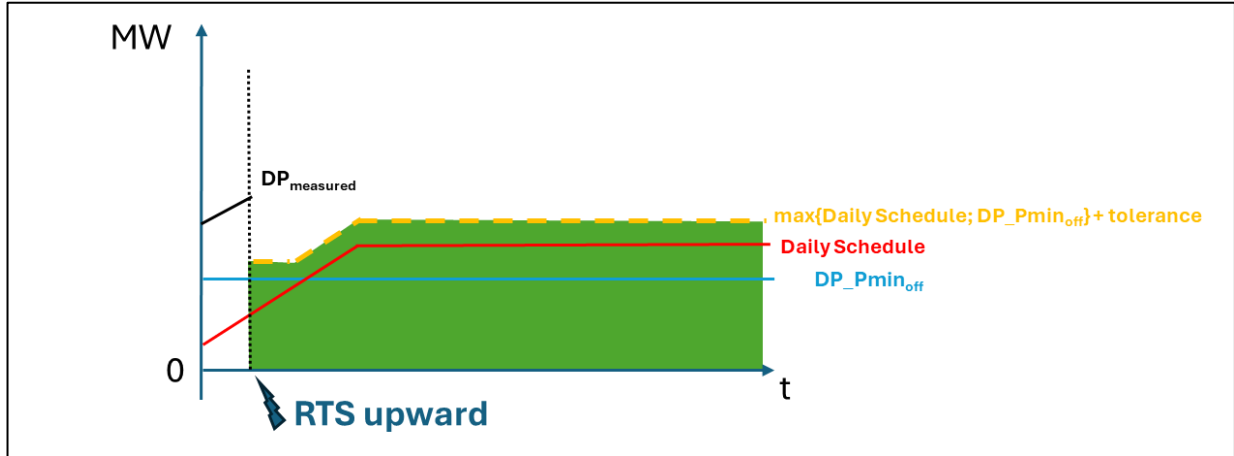


Figure 2 - Upward RTS in case of power offtake at Delivery Point

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.

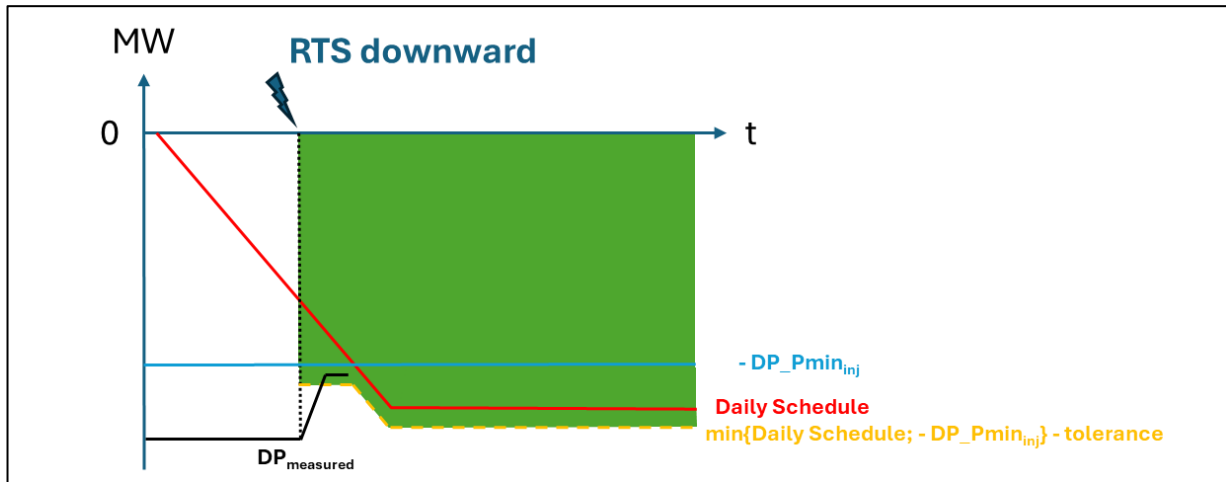


Figure 3 - Downward RTS in case of power injection at Delivery Point

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.

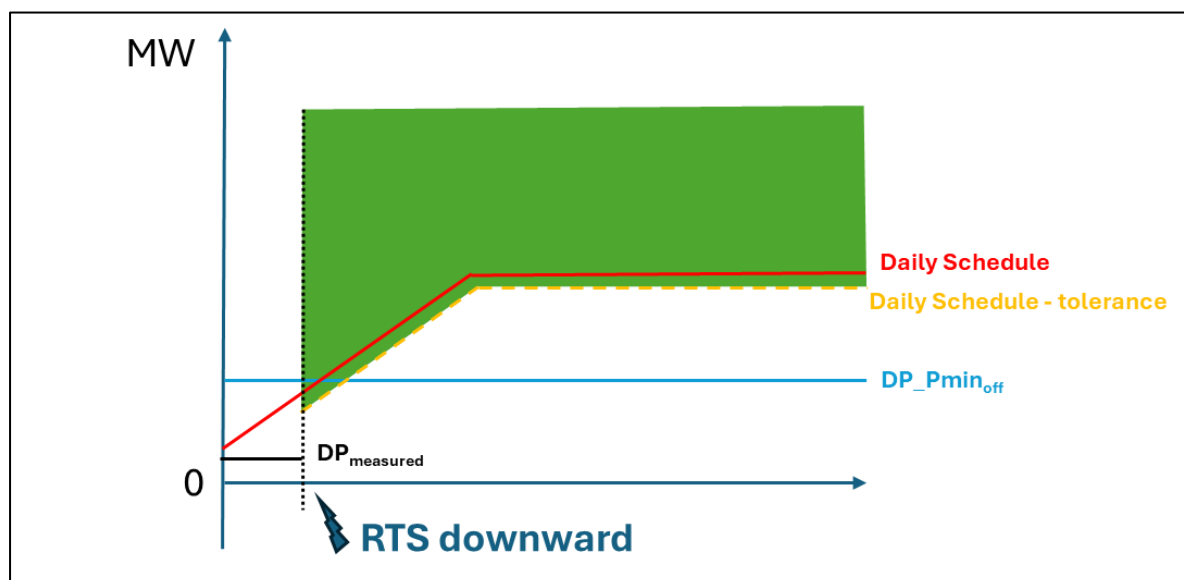


Figure 4 - Downward RTS in case of power offtaken at Delivery Point

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:

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

