

Feedback consultation Synergrid – Documenten Flexibiliteit

16/05/2025 – 27/06/2025

Introductie – Bnewable

Bnewable is een Belgische energieonderneming gespecialiseerd in behind-the-meter (BTM) energiebeheer. Wij investeren in, ontwikkelen en exploiteren batterijopslagsystemen, voornamelijk geïnstalleerd achter de meter bij middelspannings netgebruikers.

Onze missie is om de energieregisseur te zijn van deze sites, met optimaal energiebeheer en het valoriseren van flexibiliteit via Voltana, ons eigen platform.

Als operator van deze assets en aggregator van flexibiliteit hanteren we de volgende kernprincipes:

- **Vrije leverancierskeuze:** Onze klanten behouden volledige autonomie over hun energiecontracten voor niet-flexibele afname en injectie.
- **Eenvoud en transparantie:** Onze oplossingen zijn zo ontwikkeld dat ze eenvoudig en begrijpelijk blijven voor de klant.

Het kunnen aansturen, inzetten en valoriseren van achter-de-meter flexibiliteit in alle energiemarkten (wholesale en systeemdiensten) is essentieel voor onze werking.

We waarderen de mogelijkheid om feedback te geven op het ToE-kader en erkennen de inspanningen om de markttoegang voor Flexibility Service Providers (FSPs) te verbeteren.

Zoals reeds aangegeven in vorige consultaties, blijft Bnewable van mening dat het Corrected Settlement Model en de Supply Split de beste modellen zijn om co-located en achter-de-meter flexibiliteit correct te kunnen valoriseren.

Onze feedback beperkt zich tot de wijzigingen aangebracht in de consultatiedocumenten.

Feedback

Combinatie ToE en energiedelen

Het is onduidelijk waarom energieoverdracht niet combineerbaar zou zijn met energiedelen. Er zou wel ruimte moeten zijn om flexibiliteit in de markt te valoriseren met een bepaalde asset, terwijl een andere asset op de site via energiedelen de opgewekte energie deelt met een andere partij. Wij vragen om deze beperking te herzien.

Toepassing NFS op aFRR

Uit de documenten blijkt dat de Network Flexibility Study (NFS) (nog steeds) van toepassing is voor de levering van aFRR. Wij zijn van mening dat, zolang de flexibiliteit geactiveerd wordt binnen het gecontracteerde vermogen van de netgebruiker, een NFS niet noodzakelijk is. De netgebruiker overschrijdt immers zijn netcontract niet. Wij vragen dat dit expliciet erkend wordt.

Detailniveau communicatie ToE-volumes (document C8/05)

In document C8/05 wordt beschreven dat de distributienetbeheerder (DNB) verantwoordelijk is voor het aanleveren van de volumes voor de verrekening van de financiële compensatie tussen marktpartijen.

Enkel indien de volumes niet op individuele volumes niet nodig zijn, worden deze geaggregeerd doorgestuurd worden.

De aanlevering van deze volumes moet de partijen toelaten om de financiële compensaties tussen de marktpartijen te berekenen. Indien de volumes niet op individuele basis nodig zijn voor de financiële compensatie, dan worden deze geaggregeerd doorgestuurd.

Iets verder vermeldt het document dat leveranciers en BRP_source standaard enkel de geaggregeerde volumes ontvangen. De individuele gegevens zijn enkel van toepassing in geval van een Pass through contract.

4.5. File types

Er zijn 3-4 file types afhankelijk van de bestemming en type inhoud :

	Type 1	Type 2	Type 3	Type 4
	Geaggregeerde ToE Volumes voor de FSP	Geaggregeerde ToE Volumes voor de leverancier	Individuele ToE Volumes voor de leverancier (voor toegangspunten met een 'Pass-Through' Contract)	Geaggregeerde ToE Volumes voor de BRP _{source}
Bestemming	FSP	Leverancier	Leverancier	BRP _{source}
Inhoud	Geaggregeerde ToE volumes per leverancier/BRP _{source}	Geaggregeerde ToE volumes per BRP _{source} /FSP	Individuele ToE volumes per toegangspunt	Geaggregeerde ToE volumes per leverancier/FSP

6

C8-05

<u>Verzonden voor regime:</u>	<u>CSM/Opt-Out</u>	<u>CSM/Opt-Out</u>	<u>Pass-Trough</u>	<u>CSM/Opt-Out</u>
Gegroepeerd per	<u>LeverancierRegime</u> Supply Direction Delivery Direction	<u>FSP Regime</u> Supply Direction Delivery Direction	<u>Toegangspunt Regime</u> Supply Direction Delivery Direction	<u>Regime</u> Supply Direction Delivery Direction
Formaat	XML	XML	XML	XML

In het kader van prijsovereenkomsten tussen FSP en leverancier — voor sites zonder pass-through contract — is het doorgaans gewenst door beide partijen dat zowel de BRP_source als de leverancier niet-geaggregeerde data per site ontvangen. Dit omdat verschillende sites vaak onder verschillende leverancierscontracten vallen, elk met hun eigen prijsformules of indexen. Het is dan niet mogelijk om een correcte prijsovereenkomst af te sluiten op basis van een geaggregeerd volume. Dit introduceert aanzienlijke risico's, zowel aan de kant van de FSP als van de leverancier.

Wij vragen daarom dat FSPs de mogelijkheid krijgen om gedetailleerde volumes per site te laten doorgeven aan de leverancier en de BRP_source. Deze granulariteit maakt het mogelijk om **per site** commerciële afspraken te maken op basis van een volume dat door beide partijen als betrouwbaar wordt beschouwd. Het bevordert de snelheid van het onderhandelingsproces en verhoogt de betrouwbaarheid van de afrekening. De huidige aanpak — waarbij de FSP deze data buiten het centrale model rechtstreeks moet bezorgen aan de leverancier — is minder robuust vanuit het oogpunt van vertrouwen en auditeerbaarheid.

27 June 2025

Consultation response on the Flexibility Document Release 3

Dear Synergrid,

Centrica welcomes the opportunity to provide feedback on your consultation on the evolution of the Transfer of Energy (ToE). We appreciate your efforts to evolve the ToE framework and fully align with the objectives of unlocking greater flexibility and improving market participation. This is essential for enhancing grid resilience in response to the increasing share of renewable energy and electrification.

However, we note that Elia has recently launched a parallel consultation on changes to the ToE Rules. The short overlap between these consultations leaves market participants with little time to assess the full scope of changes. We reserve the right to provide additional comments in due course to complement our initial observations:

- We advocate for a swift rollout of the Corrected Model, with the Central Settlement Model as a valuable fallback solution.
- We believe that performing a perimeter correction in the pass-through regime would simplify the settlement between all market parties.
- We recommend adjusting the framework to ensure suppliers are held accountable for updating their lists of delivery points in a timely manner.
- We reiterate that the obligation of MID-compliant meters remains a significant burden for existing assets, in particular on LV level.
- We ask to amend rules on data exchange, the local gateway transition, the flexibility register, and virtual submeters.

We are aware of the complexity of these developments and trust that Synergrid will consider the industry's different points of view. We look forward to further discussions on this matter and are happy to answer any questions or provide additional information.

Yours sincerely,

Patrick Adigbli

Regulatory Affairs Manager, European power markets
Centrica

We advocate for a swift rollout of the Corrected Model, with the Central Settlement Model as a valuable fallback solution

We advocate for a swift rollout of the Corrected Model for both TSO-connected and DSO-connected assets across all voltage levels and markets, with the Central Settlement Model as a valuable fallback solution.

The Corrected Model removes the need for supplier-FSP agreements, reduces administrative burdens, removes complexity for smaller grid users, and ultimately ensures fairer market access to a wider range of participants, including residential users.

We support the deployment of the Corrected Model in aFRR and mFRR for TSO-connected assets by the end of 2025 and the Central Settlement Model for aFRR on TSO/HV/MV by the end of 2025 and LV by Q1 2026, and for mFRR on LV by Q1 2026.

While we appreciate the visibility provided by the proposed implementation plan, we urge setting ambitious target dates for implementing the Corrected Model in aFRR and mFRR on DSO HV/MV/LV levels, as well as for the Corrected Model in day-ahead and intraday on TSO and DSO HV/MV/LV levels, and the Central Settlement Model in day-ahead and intraday on DSO LV level.

The introduction of four ToE models across three voltage levels and four markets is an important step to facilitate market access and unlock additional flexibility. However, it will require significant implementation efforts, and we expect market parties to use the entire range of options only gradually.

We believe that performing a perimeter correction in the pass-through regime would simplify the settlement between all market parties

Elia's consultation on ToE rules foresees no correction of the BRP_source / BRP_BSP perimeter. We believe performing a perimeter correction in the pass-through regime would simplify settlements between all market parties. This would require reflecting changes in the DSO rules, such as C8/05 Art. 3.

We recommend adjusting the framework to ensure suppliers are held accountable for updating their lists of delivery points in a timely manner

We reiterate the need to clarify specific accountability issues related to imbalance exposed contracts. We recommend adjusting the framework to ensure suppliers are held accountable for updating their lists of delivery points promptly:

- **ToE Rules, Art. 7.2:** Elia should no longer require suppliers to specify an end date for contracts. Changes should be triggered by a new contract from another supplier or by the current supplier raising modifications.
- **ToE Rules, Art. 15.3:** The penalty regime should be adjusted to prevent penalizing

BSPs when suppliers fail to update delivery points following contract renewals. The delivery point should stay in the BSP's pool when the supplier is responsible for communicating contractual updates.

- **Supplier Contract, Art. 3.3:** Suppliers should be held accountable for updating their lists proactively, and BSPs should not be penalized for failures outside their control.

We reiterate that the obligation of MID-compliant meters remains a significant burden for existing assets, in particular on LV level

We appreciate the efforts to establish competitive metering standards, such as Elia's recent incentive to remove barriers for low voltage participation, and understand the limitations in relaxing compliance with the Metering Instruments Directive (MID), set by European law.

We continue to highlight that the obligation of MID-compliant meters in the case of ToE remains a significant burden for existing assets, particularly on LV levels. Most residential devices are not certified, creating barriers to entry.

We ask to amend rules on data exchange, the local gateway transition, the flexibility register, and virtual submeters

The Flexibility Market Guide gives the FSP access to ToE volumes per Delivery Point. However, this data is not available in xml, making manual extraction slow and complex. We ask to update the Guide as well as Art. 5 of C8/05 – the FSP should receive ToE volumes per Delivery Point in xml or another appropriate format. This should apply in both ToE and Pass-through regimes, as it helps validating and reconciling aggregated volumes.

We strongly suggest adding aFRR in Art. 9.1.1 of the Flexibility Market Guide, which currently only lists mFRR and ToE DA/ID in the Flex Data Hub.

We request that Art. 6.1.4 of the Flexibility Market Guide explicitly allows the use of virtual submeters in aFRR.

The amended C8/07 sets the deadline on 31 December 2026. This contradicts Synergrid's statement in the May 2025 workshop: slide 15 shows the transition extends to 31 December 2027, and that the need for transition is still under review. We ask to confirm the end date for the transition to the local gateway is 31 December 2027.



Smart Energy Management

INTERNAL

CONFIDENTIALITY LEVEL



SYNERGRID CONSULTATION ON FLEXIBILITY

Energy Pool contribution

Confidential and Proprietary Information - All rights reserved © 2024 Energy Pool

This document contains proprietary and confidential information of Energy Pool and is subject to confidentiality obligations as set forth in a Confidentiality and Non-Disclosure Agreement duly executed between Energy Pool and its recipient. This document is not to be copied in whole or part, disclosed or otherwise disseminated to any third parties without the prior written acceptance of a duly authorized representative of Energy Pool Information furnished in the document herein is believed to be accurate and reliable. However, Energy Pool assumes no responsibility for the consequences which may result from its use. Information mentioned in this statement are subject to change without notice. If you have received this document in error, please notify the sender or author immediately by replying and please delete it from your computer. Thank you for your cooperation.

Energy Pool manages and optimises the energy consumption of industrial and tertiary sites and, more broadly, of complex systems (distributed generation, renewable energy, storage asset, etc.) for a smarter and more sustainable energy management.

Our energy flexibility monetization services enable the easy integration of renewable energies, help reduce CO₂ emissions and allow to achieve substantial savings. Energy Pool has been one of the pioneers in the French flexibility market since 2009 and now has more than 400 employees and manages over 8 GW of assets worldwide.

In 2024, Energy Pool has founded a subsidiary Energy Pool Belgium in order to pursue its development in Belgium.

Energy Pool thanks Synergrid for organising the consultation.

Regarding the ToE model, our position has not changed since the last consultation held in February 2025, and we therefore refer to our previous contribution.

We would like to reiterate that, in the current context and legislative framework, the **Corrected Model** appears to be the most appropriate option to enable Demand Response activations, as the existing Central Settlement and Opt-Out models require burdensome negotiations with the consumer's supplier. As long as this unbalanced negotiation framework is maintained, flexibility will not be able to flourish at scale.

In this context, we welcome the planned implementation of the Corrected Model for **mFRR** and **aFRR** products by the end of 2025, for transmission-connected customers. However, we strongly encourage Synergrid to consider extending this model to DA/ID products, in order to allow flexibility to effectively access wholesale markets.

We also appreciate Synergrid's announcement regarding the exploration of implementing the Corrected Model for DSO-connected points. We recommend not delaying this implementation further, given the significant flexibility potential at DSO-level, which is currently hindered from participating in the markets.

Subject: Synergrid consultation – Doc Release 3 : FEBEG position

Date 27 juin 2025

Contact: Vincent Deblocq

Tel: 0473 35 24 18

Mail: vincent.deblocq@febeg.be

This note presents the reaction of FEBEG and its members to the public consultation organized by Synergrid on its draft of document release 3.

FEBEG would like to thank Synergrid for the organization of this consultation.

1. Context and general assessment

FEBEG welcomes the consultation on the Doc Release nr. 3 which has the implementation of ToE at all voltage levels as main purpose.

FEBEG appreciates that a solution for TOE is proposed (to overcome the need for opt-out or pass-through, and thus to unlock explicit Flex at the MV and LV level). Nevertheless, FEBEG regrets that Synergrid has opted for the CSM approach. FEBEG already underlined the various risks and issues that are linked to the CSM and refers to the FEBEG reaction on the ToE design note.

As mentioned and defended on numerous occasions, the Corrected Model (CM) is the only adequate and future proof model suitable for a future large-scale rollout of Transfer of Energy on all voltage levels and we do hope that Synergrid will indeed take action to enable the swift implementation of the Corrected Model (CM) not only at Elia level, but also at MV and LV level. The objective or “Target model” should be to replace the CSM with the CM.

We like to highlight that the **implementation of the CSM is likely to be extremely complex and time-consuming at the LV level, especially for the B2C customers**. We risk to overwhelm these customers with very complex models and solutions, which **will result in many questions, concerns and probably also frustrations**.

FEBEG therefore asks that **any implementation is done in a pragmatic and cost-efficient manner**, with also the aim of **minimising the workload for its members** (and certainly the BRP-suppliers) who have always feared that the **total costs are likely outweigh any**

potential benefits of explicit-flex activations by FSPs (aggregators) for (many very small volumes located at) LV consumers.

Furthermore, considering the current complex requirements to participate to explicit flexibility (IT, contracts, exposure to penalties, etc) as a significant barrier for participation, LV flexibility will most likely be offered implicitly. Synergrid should prioritize accordingly and focus first on reducing barriers for LV participation.

Finally, as we understand that the implementation of the CM is not feasible in the short run due to the complexity for DSO's, we propose two suggestions on the CSM to make the model (in the transition phase) more efficient for all parties.

- **Update the “fall back” formula of the CREG:** the fallback formula which is imposed on the BRP-Supplier is very much outdated and a huge issue from a market perspective. This will be even more so for the DSO-Connected consumers. Indeed, **in the B2C segment, the bulk of the contracts are based on monthly average spot prices.** Whereas the current CREG formula was designed for the TSO connected B2B segment – not relevant for DSO customers. **The CREG formula was fixed in 2018**, based on historical data, with a **large proportion of long term markets** ($73 \% * 1/3 (Cal Y+2 + Cal Y+1 + M+1)$). This is in sharp contrast with the current practice. **A revision of this formula is really essential and urgent if the scope and volumes of ToE CSM increase. In this new formula**, more weight should be given to day-ahead and intraday. Finally, we ask for an aligned approach across regions and voltage level (1 formula in all regions).
- **More information and transparency:** The BRP-Supplier has no information on which clients are “activated” and when this is happening, the CSM approach is confidential in this sense. FEBEG considers that **this confidentiality is a relic from the past**, when the ToE was only applied at Elia level, and when the market was still under development. This confidential element **is no longer needed**, while it is a big burden for the BRP-Supplier. **It is very important for supplier/BRPs to have insight, to allow for consumption forecasting capabilities, therefore Febeg members ask that the FSP (who has a view on client's flex volume activated) should communicate this information to the supplier (which is possible already for the Opt-Out regime). Such information:**
 - Allows for the supplier/BRP to verify certain aspects.
 - Gives the supplier some insights in the flex volume per client.
 - Can improve accuracy, monitoring and accountability.
 - Certainly for the DSO-connected clients, should not be an issue

2. Specific comments

2.1 Flex Market Guide

- **Figuur 5.** Voor FEBEG dit figuur zou een duidelijk overzicht moeten geven van de verschillende rollen (FSP, BRP, supplier) in de verschillende situaties (CSM, Opt-Out, ...) maar de legende klopt niet of is niet volledig (nr. 3 staat in de figuur maar niet in de legende).
- **3.2.2.** FEBEG merkt op dat in Wallonië en in Brussel een regionale vergunning vereist is voor het verlenen van flexibiliteitsdiensten. Als er een contract is getekend tussen FSP en DNG, vertegenwoordigt de FSP de DNG op de Flexmarkt voor zijn aansluitingspunten. FEBEG vraagt zich af als dit in Vlaanderen niet het geval is. Er is wel sprake van een pre-kwalificatie van de FSP in de zomer- en wintertesten van Fluvius, kan dit process niet als een soort vergunning of toelating beschouwen?
- **Tabel 4.** FEBEG Merkt op dat er een verandering is in de meetvereisten voor FCR, aFRR en mFRR. We benadrukken dat een diepgaand overleg en consultatie essentieel is om dergelijke verandering te bespreken en toe te lichten aan alle stakeholders.
- **4.2.4.** FEBEG is ongerust over het gebrek aan transparantie naar de BRP-source, en de kosten die hiermee gepaard gaan. De BRP-source (leverancier) heeft geen inzicht in de activiteiten van aFRR/mFRR bij zijn klanten, wat een extra kost met zich meebrengt (wegens de onvoorspelbaarheid van die klanten). FEBEG pleit dus voor meer informatie en meer transparantie rond ToE activiteiten. Dit kan helpen om inzicht te hebben in de onbalans en de totale maatschappelijke kost verlagen.
- **4.2.5.** FEBEG bedankt Synergrid voor de verduidelijking rond het gebruik van metering en de daaraan gelegateerde gegevens. We erkennen inderdaad dat de nog in opmaak zijnde netwerk code Demand Response verdere verplichtingen oplegt in het kader van de opmaak van nationale Terms & Conditions voor deze specifieke meettoestellen. Inderdaad, op dit moment is er dus noch voor de leveringsmarkt, noch voor de flexibiliteitsmarkt een duidelijk zicht op de vereisten inzake sub-metering. Bovendien kan de omzetting in elke regio verschillen. FEBEG gaat akkoord met de conclusie dat het een risico kan zijn om klanten nu al sub-meters te laten plaatsen die later onbruikbaar dreigen te worden. FEBEG wenst het belang te onderstrepen van een stabiel regelgevend kader rond sub-metering. Het is in elk geval niet aanvaardbaar dat zou worden gewerkt met “clandestiene” meters die niet voldoende betrouwbaar zijn.

- **4.3.4. FEBEG merkt op dat wanneer een FSP diensten levert waarvoor investeringen werden gedaan en de dienst eenzijdig door een DNB wordt stopgezet, dat dit financiële gevolgen hebben voor de FSP, en waarschijnlijk ook de betrokken klant en de BRP-leveranciers, vooral indien dit vaker voorkomt.**

- **4.4. Test activaties filtering voor CapTar:** Zal de correcte captar-peak op de P1 poort van de digitale meter worden weergegeven of op het DNB verbruiksportaal (15' waarden die ter beschikking worden gesteld van ESP's)? We wensen te benadrukken dat HEMS systemen hierop zullen verder gaan om sturing te doen van de lokale optimalisaties, dus in het geval dat deze a posteriori worden aangepast, kan de lokale HEMS reeds gebruik hebben gemaakt van deze "test" piek. Dit zorgt voor suboptimale situaties, ten gevolge van de recurrente offtake aan deze piek. We willen ook wijzen op de extra kosten voor de klant ten gevolge van deze recurrente offtake aan die piek die anders mogelijkerwijs lager zou zijn uitgevallen. Ook de leverancier zal van deze informatie gebruik maken in het advies richting de klant, wat dus zou resulteren in foutief advies, met allerlei ongewenste gevolgen.

- **4.4.2. Combineerbaarheid met energiedelen** –FEBEG erkent de noodzaak om combineerbaarheid met energiedelen niet mogelijk te maken. Beide zijn niet compatibel en complexiteit aan complexiteit toevoegen werkt alleen kostenverhogend. Het is wel jammerlijk dat de flexibiliteitsdienst wordt stopgezet, een andere piste kan zijn om het niet mogelijk te maken een energiedeelactiviteit te activeren zolang een flexibiliteitsdienst loopt op dat aansluitingspunt. Flexibiliteit met fysieke verandering van de stromen op het net zou voorrang moeten krijgen.

- **7.1. Volume Settlement** – Dit hoofdstuk bevat een aantal essentiële elementen voor FEBEG. We zien dat Synergrid verduidelijkt dat de FSP, de Leverancier en BRPsource toegang hebben tot een beveiligde SFTP-server, waar de bestanden worden gepubliceerd. FEBEG vraagt zich af hoe de leveranciers toegang zullen krijgen tot deze server. Verder stelt Synergrid dat "de netbeheerders" de volumes zullen berekenen. FEBEG vraagt zich af hoe dit zal gebeuren, zal elke netbeheerder dit doen voor de leveringspunten binnen zijn "scope"? Is het gevolg hiervan dat alleen de DNB de informatie hebben over de volumes die werden geactiveerd op het DNB net en dat Elia (TNB) geen inzage heeft hierin? Verder verduidelijkt Synergrid dat se FSP, de Leverancier en BRPsource per e-mail een kennisgeving zullen ontvangen dat er een nieuw bestand is gepubliceerd op de SFTP-server. De FSP en de Leverancier moeten de bestanden downloaden. Dit is een zeer tijdrovende en manuele actie die allesbehalve kosten-efficiënt is.

FEBEG stelt zich zeer veel vragen bij de administratieve lasten voor leveranciers in deze procedures rond Volume Settlement. FEBEG is bezorgd dat de kosten sterk kunnen toenemen, en dat de baten niet in verhouding zullen zijn, gegeven de complexiteit van de Settlement procedure en het gebrek aan transparantie.

- **7.3.1. Rectificaties** – FEBEG begrijpt niet waarom er geen rectificaties worden doorgevoerd. Synergrid stelt dat *de Netbeheerder voor de energie-overdrachtsvolumes geen rectificaties zal doorsturen*. FEBEG begrijpt de reden voor een dergelijke maatregel niet.
- **Billing** – “Momenteel zijn er geen kosten die door de DNB aan de FSP worden aangerekend als gevolg van de uitvoering en ondersteuning van de flexibiliteitsprocessen”. FEBEG is zeer verbaasd dat de FSP niet moet betalen voor de diensten... dit komt dus de-facto neer op een socialisering van de kosten. FEBEG wijst erop dat de kosten dus terecht dreigen te komen bij de minder actieve klanten, die vaak ook niet de middelen hebben om te investeren in nieuwe flexibele technologieën zoals elektrische wagens of batterijen. **We vragen om dit te herbekijken zodat elke marktspeler en klant op eerlijke manier bijdraagt aan de energie transitie.**

2.2 C8/01 – NFS

Laatste paragraaf p.11 i.v.m. de aangewezen spanning: FEBEG vraagt zich af als de referentiespanning (100%) de spanning onder theoretisch perfecte condities is, of is een spanning gemeten op dit leveringspunt op een moment ad hoc. FEBEG vraagt om verduidelijking.

2.3 C8/05 – Data transfer ToE

FEBEG erkent, maar betreurt, dat momenteel in het CSM en het Opt-Out Regime enkel de geaggregeerde gegevens op het niveau van de portefeuille van de leverancier en de FSP ter beschikking gesteld worden (opgesplitst tussen beide voorgenoemde marktsituaties). Het zou echter een grote meerwaarde zijn voor de BRP-leverancier om zoveel mogelijk informatie te hebben, ook per leveringspunt.

2.4 C8/06 – Technical Requirements

Synergrid stelt dat een local gateway die rechtstreeks verbonden is met het Real-Time Communication Platform de finale vereiste is. Een overgangperiode is voorzien tot uiterlijk 31 december 2027. De leden van FEBEG vragen zich af of er dan ook retroactieve aanpassingen gevraagd zullen worden vanaf 2028.

2.2 Er is een nieuwe configuratie (3) toegestaan waarbij 1 gateway de data van verschillende meetinstrumenten bij verschillende netgebruikers ineens kan doorsturen. Echter stellen we ons de vraag in hoeverre dit niet tegenstrijdig is met de eis b) dat een gateway niet mag verbonden worden met SDP's die zich op twee of meer toegangspunten bevinden. Bovendien lijkt ons dit zeer complex om 1 gateway te verbinden met meetapparatuur bij verschillende netgebruikers (afstanden, kosten etc).

2.5 C8/07 – FCR/aFRR note

This document mentions that a centralized gateway set-up is nonetheless temporary allowed until December 31, 2026... which is in contrast with the above.

2.6 FSP–DNB agreement

FEBEG is zeer tevreden dat onderstaande, essentiële, tekst is opgenomen in de tekst. Dit is een zeer belangrijk en fundamenteel principe voor FEBEG. *Elke FSP is financieel verantwoordelijk voor de onbalansen die hij in het elektriciteitsnet veroorzaakt. De FSP heeft een BRP aangewezen die ofwel hijzelf is (in dat geval wordt door de FSP een kennisgeving verzonden naar de DNB) of een andere partij is (in dat geval verstrekt de FSP de naam van zijn BRP aangevuld met een elektronische kopie van de ondertekende verklaring van de BRP).*

Verder is FEBEG ook een grote voorstander van het behoud van dit principe, dat nu duidelijk is opgenomen in de tekst en dat zeer belangrijk is om extreem complexe implementaties te vermijden: *Flexibiliteitsdiensten waarbij een marktsituatie met energieoverdracht van toepassing is, zijn niet combineerbaar met deelname aan energiedelen. Voor zover geen andere regelgeving terzake geldt moeten flexibiliteitsdiensten waarbij een marktsituatie met energieoverdracht van toepassing is, gemeten worden via een MID-conforme meter.*

3. Conclusion

FEBEG is satisfied that the decision to implement ToE has been taken, as the alternative (without any ToE) is certainly not acceptable.

Nevertheless, FEBEG deeply regrets that the existing “Central Settlement” approach with its inappropriate functioning, was chosen at the DSO level. FEBEG has repeatedly pointed out the disadvantages of the CSM and the need for an automatic, integrated solution with perimeter correction (CM). FEBEG remains convinced that this should be the target solution.

FEBEG considers positively that “a” transfer of energy can take place if an FSP is active in the perimeter of another BRP, using flexibility from customers that are supplied by a supplier-BRP that is not the BRP of the FSP.. However, there are many questions and concerns that we would like to summarize and reiterate, as the entire system is very complex and administratively burdensome:

- We see little economic logic in activating small amounts of explicit flexibility for a large number of small customers at the DSO level.
- The costs of implementation will be very high, and the benefits, certainly per customer, are negligible.
- Furthermore, there is a risk of de-optimization (behind the meter) of customers with a PV system, which will increase the total cost for the customer, the DSOs and suppliers, and society as a whole.

FEBEG therefore calls for a gradual and pragmatic approach, in which cost-efficient implementation should be the absolute priority. FEBEG also urges the need for:

- More information and transparency for the supplier-BRP.
- An update of the CREG fall-back formula/price which is currently very far from market reality and really problematic.

Febeliec answer to the Synergrid consultation on flexibility

Febeliec would like to thank Synergrid for this consultation regarding flexibility. Febeliec wants to stress the extreme importance to unlock the possibility to valorize all flexibility in the system, to the benefit of society through lower overall system costs as well as a more secure operation of the grid. Febeliec strongly supports all initiatives which work towards this goal, even though Febeliec finds the progress not fast enough regarding all other rapid evolutions in the energy landscape, including a.o. the issues of incompressibility, balancing needs, ...

Network Flexibility Study

Febeliec would like to make following comments:

- Regarding rebound-effect, Febeliec wants to stress that such effect does not necessarily exist, as some loss of consumption cannot be recovered, for example for baseload industry which runs at maximal capacity. Any reduction in consumption in such cases can never be recovered and thus a rebound effect, insofar it exists, is not applicable in all situations.
- Regarding the N-1 criterium which is taken into account for a.o. the development of the grid as well as the allocation of connection capacity, Febeliec wonders to what extent this principle should be maintained in all situations, as opposed to (industrial) consumers where an interruption has massive negative side effects, this is not necessarily applicable to all other technologies or assets classes. Hence, it merits a more profound reflection to what extent this N-1 criterion should always be maintained in each situation in combination with the costs for society of this.

C8/07 FCR/aFRR Business processes

Febeliec wonders why a centralized gateway set-up is only temporarily allowed until end of 2026, and why easier solutions which seem to be possible cannot be maintained indefinitely to reduce as much as possible all barriers to entry.

C8/05 Data transmission between grid operators and market parties in the framework of Transfer of energy

At this moment, Febeliec has no specific comments but wants to stress the importance of the roll-out of Transfer of energy schemes to all voltage levels with the widest possible range of alternatives, including the corrected model.

C8/06 General technical requirements

At this moment, Febeliec has no specific comments but wants to stress the importance of removing all barriers to entry, which also includes ensuring that the communication layers and data protocols are fit for purpose and do not impose unnecessary or unwarranted (costly) requirements. Febeliec refers a.o. to its comment on the gateways above, but also to its general comments towards a.o. Elia regarding barriers to entry for participation to services of system operators. Especially when the aim is to unlock all flexibility in the system, it should be clear that too stringent requirements will hinder the participation and this to the detriment of society and grid operations, which implies that a balance needs to be found towards communication.

DSO-FSP Agreement

Febeliec opposes the proposal of Synergrid that a delivery point group can only consist of delivery points connected via the low voltage distribution grid, as this could severely limit the possibilities for new entrants to combine sufficient flexibility over each of the different voltage levels separately, which creates at minimum a barrier for newcomers and even for existing players, as the hurdle to find sufficient capacity in low voltage alone (without combination with flexibility in other voltage levels) might prove too hard to overcome and could severely hamper the offtake of this flexibility.

Febeliec represents corporate energy consumers in Belgium for whom energy is a significant component of production costs and a key factor of competitiveness. Febeliec strives for competitive prices for electricity and natural gas for its members, and for more security of energy supply in the context of the energy transition. Febeliec's members are 5 sector federations and more than 40 companies from various sectors (chemistry and life sciences, petroleum products, glass, pulp & paper and cardboard, mining, textiles and wood processing, brick, non-ferrous metals, steel, transportation, construction materials, data centers, telecommunications). Together they represent some 80% of industrial electricity and natural gas consumption in Belgium and 225.000 jobs (www.febeliec.be).

Market Guide Flexibility

At this moment, Febeliec has no specific comments but wants to reiterate its comments made previously to the necessity to keep all steps in the process, including all studies, as Febeliec is not convinced of the usefulness of all of them, especially regarding the Net Flex Study for demand response (as it is clear that a grid operator can never force a consumer to consume at any moment in time and thus has to take into account in any case the possibility that a grid user reduces his consumption, either because of demand response, explicit or implicit, or because of his “normal” consumption preferences). Febeliec strongly regrets that despite positive discussions in the past on the possible abolition of this NFS in at least some circumstances, this has not been taken on board in the proposal and thus remains an (unnecessary and time-consuming) barrier.