

Subject: Comments on the public consultation on  
 Terms and Conditions Voltage Service Provider (T&C RSP).  
 Date: 24 February 2020  
 Contact: Jean-François Waignier  
 Phone: +32 485 779 202  
 Mail: Jean-francois.waignier@febeg.be

Please find hereafter the comments of FEBEG on ELIA's public consultation on the revised version of the Terms and Conditions Voltage Service Provider (T&C VSP).

## Comments

### *Newly obliged units : need for a transition period*

- We deplore that the transition period for newly obliged units (i.e. existing units that weren't offering the service until now but for which the service becomes mandatory) foreseen in the Design Note (art. 10.3) is not taken over in the T&C VSP. Elia has given the impression in the Design Note that no action was needed before the entry into force of the new rules (now foreseen on 01/01/2021):
  - o 10.3 §3 "...Elia proposes to allow a transition period of 6 months after entry into force of the service's new design to perform these studies"
  - o 10.3 §4 "Similarly, after completing the above evaluation some of the above units will need to implement IT communication and prepare technically for providing the service. Elia proposes a lead time of 1 year to perform all above changes".
- Specifically for local production units, the impact of the MVAR service on the internal local grid must be analyzed, and a stop of the *must run unit* must be planned for implementation and testing. A transition period of 1,5 year is absolutely necessary.
- Allowing a transition period for those units is not in contradiction to the provisions of the Federal Grid Code, according to which the grid user is obliged to participate to the service "*at request of the TSO*".
- As the contracting of the service takes place through a tendering process, the bidder is not certain that his offer will be retained. It cannot be imposed to a party to make investments to deliver a service before he receives confirmation that he is contracted for that service.

### *Remuneration*

Following the changes proposed in 2018 regarding the ancillary service of reactive power, FEBEG expressed in a letter addressed on 10 December 2018 to FPS Economy its concerns regarding the remuneration of the ancillary service of reactive power (cfr attachment).

FEBEG is concerned that the future remuneration would not cover all the costs: this means that power plants would be faced with additional costs and risks which would have a negative impact on their economic viability and on the investment climate in general.

In this letter, FEBEG identified the following elements that should be taken into account for the remuneration:

- the remuneration should cover at least the following components: industrial and operational risks, monitoring costs, training costs, administrative costs, commercial risk, maintenance costs, investment costs, ...;
- remuneration must be sufficiently differentiated to take account of the type of technology and the age of the unit;
- remuneration should vary according to a carefully calibrated reactive power band and according to injection or absorption;
- the cost of a failure of a unit due to the mandatory provision of reactive power should be reimbursed;
- both the provision of capacity and the supply of energy must be compensated.

In this perspective, some of the proposed evolutions in the T&C's raise concerns:

***Regarding the Fixed price term***

- We deplore that the possibility to include a fixed price in the offer of the service (as in the current contractual framework) has disappeared in the T&C VSP. This fixed term is needed to cover the costs to provide the service under the conditions described in the contract, for instance IT communication investment.
- It is in contradiction with SOGL art 4.2 which stipulates the application of the proportionality principle : a party should not be imposed new costs if he is not certain to recover these costs. As the volume of MVAR activations is not known and highly uncertain, the variable remuneration does not give a guarantee to recover the investment costs.

***Regarding the Variable price term – price bands***

We do not see a factual argument to change the price bands from currently [0–50%] and [50%–100%] of the technical band in injection or absorption, to [0–90%] and [90%–100%] in a systematic way for all installations. The VSP is best suited to assess the best division of the price bands and should be able to propose in the tender where to set the split between the price bands (at 50%, 90% or any other value between 0 and 100%).

***Prequalification***

- According to Art. II.3.2(f) and Annex 13, the Prequalification procedure should be performed before delivery of the service. In the WG Belgian Grid of 04/02/2020, Elia announced that it should be performed before the submission of bids in the tendering process. Can Elia clarify the timing of the prequalification procedure? As explained above, for local production units a detailed analysis of the impact of the MVAR Service on the internal grid is needed (besides the analysis of the impact of the local grid topology on the MVAR Service). From a practical point of view, such studies can't be performed before the tendering foreseen in June 2020.

***Agreement VSP – Access Contract Holder (art II.8.3)***

In case the owner of the obliged technical unit and the grid user and /or access holder are different parties, the owner cannot be hold responsible in case no agreement can be reached with the access holder due to unacceptable demands of the access holder/grid user, or due to contradiction with the existing contractual relationships.

#### **Annex 5. Example of calculation of the relative sensitivity coefficient (Alpha\_eq)**

- Alpha\_eq is not a constant value : it is dependent on the grid voltage and on the reactive power production level. Assuming a constant value will induce errors in the determination of the required MVAR volume.
- As mentioned in the disclaimer in annex 5, the presented method to determine the Alpha\_eq should be considered only as example. The Alpha\_eq should be determined by the VSP after discussion with Elia and with the cooperation of Elia to perform new tests or to made historical measurements data available.

#### **Remuneration mechanism and Control**

- A correct determination of the required MVAR volume is uttermost important as it determines the remuneration ( $Q_{req\_rem}$ ), the activation control ( $Q_{req\_control}$ ) and also the correction to be applied to the tariff for offtake or injection of additional reactive energy. The method for this determination is not well explained in the T&C VSP, as shown below :
- Annex 2. Calculation of Remuneration of the Service
  - o In the formula on page 2 : " $\Delta Q_{req}$ : the last Setpoint change value communicated by Elia as per Annex 8". Elia communicates a Setpoint value, not a  $\Delta Q_{req}$ . (cfr below)
  - o On p.3, Qh 3 : «  $\Delta Q_{req} = \text{Setpoint 2} - \text{Setpoint 0}$  » How are Setpoint 2 and Setpoint 0 determined ? These are not Setpoint values previously sent by Elia...
- Annex 3. Delivery Control of the Automatic control service type
  - o The formula for  $Q_{req\_control}$  should also contain a term for the setpoint changes.
- Annex 8. Communication of a Setpoint by Elia for manual control
  - o Figure 4 : the " $\Delta Q_{req}$ " is annotated as "Adjustment value communicated by Elia". Elia communicates the Setpoint value, not the  $\Delta Q_{req}$ .
  - o It is not clear how the  $\Delta Q_{req}$  is determined in practice: by calculation based on the voltage and the preceding setpoint, or based on the reactive power measurement at the time of the request or at the time that the VSP addresses Elia's request...
  - o At the end, the determination of  $\Delta Q_{req}$  should be such that the required MVAR volume is recalibrated to reflect the real conditions (U,Q) when the Setpoint is reached.
- The variations of active power production of the power plant should also be taken into account in the determination of required MVAR, as it influences the reactive power consumption of the transfo.
- We are open to cooperate with Elia in order to try to determine a correct method for the determination of the required MVAR.
- We express our reserves with respect to the penalties related to the automatic control service type (Annex 6) as the total error on the determination of the required MVAR volume ( $Q_{req\_control}$ ) (due to the alpha-eq, the determination of  $\Delta Q_{req}$ , the variations of active power production,...) and the error due to the precision of the measurements may leave not enough margin in the tolerance band for normal regulation discrepancies. The tolerance band should be fully available to absorb the normal regulation discrepancies.

#### **Annex 4. Delivery Control of the manual control service type.**

"To verify whether the required Reactive Power was supplied ( $Q_{req\_control}$ ), Elia uses the remote 30" Reactive Power and Grid Voltage measurements... " It is not clear how the grid voltage measurements are used for this verification. Only the Reactive Power measurements are necessary according to the example.



POSITION

ANNEX:

Letter dd 10 December 2018 to FPS Economy

FOD Economie – DG Energie  
T.a.v. mevr. N. Mahieu

North Gate III  
Koning Albert II-laan 16  
B-1000 Brussel

Brussel, 10 december 2018



Onze referentie CEM 007-2018  
Uw referentie –  
Contact: Marc Van den Bosch  
Telefoon: 0032 2 500 85 80  
Mail: marc.vandenbosch@febeg.be

Onderwerp: Voorstel voor wijziging van de ondersteunende dienst 'reactief vermogen'

Geachte mevrouw Mahieu,  
Beste Nancy,

Op dit ogenblik koopt Elia de ondersteunende dienst 'reactief vermogen' aan op basis van een marktgebaseerde procedure, namelijk een openbare offertevraag. Elia geeft zo uitvoering aan artikel 12 quinquies van de Elektriciteitswet: *'De door de aanbieders van de ondersteunende diensten voorgestelde prijzen op het transmissienet zijn voldoende aantrekkelijk om op korte en op lange termijn hun levering aan de netbeheerder te waarborgen. De netbeheerder verschaft zich deze ondersteunende diensten volgens transparante, niet-discriminerende en op de marktregels gebaseerde procedures'*.

In het voorstel van Elia voor een nieuw Federaal Technisch Reglement van 17 mei 2018 wijzigt Elia artikel 250 als volgt: *'De transmissienetbeheerder bepaalt, op transparante en niet-discriminerende wijze, in de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de aanbieders van de regeling van het reactief vermogen en van de handhaving van de spanning de technische specificaties inzake de levering van de dienst voor regeling van het reactief vermogen en van de handhaving van de spanning, de voorwaarden voor deelname en het mechanisme voor het opzetten van die ondersteunende dienst op transparante en niet-discriminerende wijze bepaald, alsook, in voorkomend geval, de modaliteiten voor de compensatie met betrekking tot de deelname aan deze dienst. (...)*. In de toekomst zal Elia de levering van deze ondersteunende dienst dus verplicht kunnen opleggen aan – in voorkomend geval – een gereguleerde vergoeding.

FEBEG is het niet eens met deze evolutie en wenst te benadrukken dat **dit voorstel voor wijziging van het Federaal Technisch Reglement dan ook niet consensueel is**. FEBEG betreurt dat het voorstel van Elia indruist tegen de geest van de Elektriciteitswet en het Clean Energy Package die beiden een lans breken voor het marktgebaseerd aankopen van ondersteunende diensten door de netbeheerders.

Het nieuwe voorstel voor de ondersteunende dienst garandeert geen gelijk speelveld tussen de netgebruikers. Volgens FEBEG zijn er **verschillende elementen in het voorstel die als discriminerend kunnen worden beschouwd**:

- sommige netgebruikers zullen verplicht zijn om de dienst te leveren – en de eraan verbonden kosten en risico's te dragen – terwijl andere netgebruikers de dienst niet moeten leveren;
- bestaande eenheden die reeds reactief vermogen geleverd hebben, kunnen verplicht worden om de ondersteunende dienst te leveren – en de eraan verbonden kosten en risico's te dragen – terwijl andere bestaande eenheden die de dienst nog niet hebben geleverd op vrijwillige basis kunnen deelnemen.

FEBEG blijft ervan overtuigd dat het **marktgebaseerd aankopen van het reactief vermogen uiteindelijk zal leiden tot de levering van de dienst aan – rekening houdend met zowel de kost voor Elia als voor de netgebruiker – de laagste globale kost voor de maatschappij**. FEBEG is van oordeel dat – in tegenstelling tot de initiatieven voor de andere ondersteunende diensten zoals R1 en R2 of, recent, voor black start – **Elia onvoldoende heeft onderzocht hoe een markt voor reactief vermogen kan gefaciliteerd worden**. FEBEG heeft in dit verband nochtans verschillende voorstellen geformuleerd.

**Om deze reden steunt FEBEG de wijziging van artikel 250 van het Federaal Technisch Reglement niet**. Mocht, niettemin, toch beslist worden om het mechanisme voor de verwerving van de ondersteunende dienst te wijzigen, dan dient ook de Elektriciteitswet gewijzigd te worden. **Tot nu toe zijn de netgebruikers nog niet geraadpleegd over eventuele voorstellen tot wijziging van de Elektriciteitswet**.

FEBEG wenst hoe dan ook reeds de **volgende aanbevelingen te formuleren**, in het geval toch een wijziging van de Elektriciteitswet zou voorbereid worden:

- Artikel 12 quinquies is een uitermate belangrijk artikel in de Elektriciteitswet, in het bijzonder ook voor de economische leefbaarheid van de Belgische elektriciteitscentrales: het verzekert immers dat de ondersteunende diensten op basis van marktgebaseerde procedures worden aangekocht. **Elke wijziging aan dit artikel riskeert een precedent te creëren, dient nauwkeurig onderzocht te worden en restrictief ingevuld te worden**. FEBEG raadt dan ook aan om de eventuele uitzondering voor reactief vermogen op het principe van marktgebaseerde aankoop van ondersteunende diensten zorgvuldig te omschrijven en af te lijnen.
- De precieze modaliteiten van de vergoeding voor het leveren van het reactief vermogen ontbreken nog. Het is daarom nog niet mogelijk om de eventuele vergoeding te toetsen op de wettelijkheid (eigendomsrecht, vrijheid van contracteren, onteigeningsregels, ...) of het redelijke karakter ervan. **FEBEG is bijzonder bezorgd dat de uiteindelijke vergoeding niet alle kosten zal dekken**: dit betekent dat elektriciteitscentrales zullen geconfronteerd worden met bijkomende kosten en risico's wat een negatief effect zal hebben op hun economische leefbaarheid en op het investeringsklimaat in het algemeen. **FEBEG beveelt dan ook aan om in de Elektriciteitswet een aantal 'richtlijnen' voor de vergoeding van de dienst op te nemen**, bijvoorbeeld:
  - o de vergoeding moet tenminste de volgende kostencomponenten opvatten: industriële en operationele risico's, kosten voor monitoring, kosten voor opleiding, administratieve kosten, commercieel risico, onderhoudskosten, investeringskosten, ...;
  - o zowel de manuele als de automatische levering van reactief vermogen moet vergoed worden;
  - o de vergoeding moet voldoende gedifferentieerd worden rekening houdend met het type van technologie en de leeftijd van de eenheid;
  - o de vergoeding moet variëren in functie van de band voor reactief vermogen en in functie van injectie of absorptie;
  - o de kost van een uitval van een eenheid als gevolg van het verplicht leveren van reactief vermogen moet vergoed worden;
  - o zowel het ter beschikking stellen van capaciteit als het leveren van energie moet vergoed worden.

FEBEG is vanzelfsprekend graag bereid om met uw diensten verder te overleggen over de bezorgdheden en de aanbevelingen van FEBEG.

Met vriendelijke groeten,



Marc Van den Bosch  
General Manager