

## VERSLAG ENOVER WERKGROEP FTR

2 maart 2018, FOD Economie, Brussel

### AANWEZIGEN

Steven Harlem (FEBEG)  
Valentijn Demeyer (FEBEG)  
Bram De Wispelaere (FEBEG)  
Jan Vandenbroucke (Elia)  
Carolien Pouleyn (Elia)  
Michaël Van Bossuyt (Febeliec)  
Senne Gabriels (Cogen Vlaanderen)  
Evert Eriksson (Departement Omgeving van de Vlaamse Overheid)  
Jo Robbelein (FOD Economie)  
Emmeric Mees (CREG)  
Frederik Van Goolen (VREG)  
Nick Haaker (Brugel)  
Pauline Ottoy (VREG)  
Sandrine Ekofo (Brugel)  
Joris Soens (Synergrid – Eandis)  
Marc Malbrancke (Synergrid, Inter-Regies)  
David Vangulick (Synergrid – ORES)  
Bruno Gouverneur (Synergrid)

### AGENDA

1. Presentatie Febeg betreffende de kosten gerelateerd aan de A/B limiet keuze
2. Presentatie Synergrid betreffende de kosten gerelateerd aan de A/B limiet op 1MW
3. Juridische analyse
4. Resultaat van de discussie

### VERSLAG

#### INLEIDING

In het kader van de toepassing van artikel 5 “Bepaling van de significantie” van Europees verordening 2016/631 van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, heeft via ENOVER werkgroep FTR op 2 maart 2018 een overleg plaats gevonden betreffende de grenswaarde van vermogen tussen elektriciteitsproductie-eenheden

#### Contactpersoon: Jo Robbelein

Algemene Directie Energie – Energiemonitoring & Elektriciteitssysteem

Elke werkdag van 9 tot 16 uur. In geval van onmogelijkheid tijdens deze uren, dinsdag en vrijdag, na afspraak, tot 20 uur.

van het type A en B. Volgend op een publieke consultatie gehouden door Elia tussen 19 mei 2017 en 20 juni 2017 en na het consultatierapport dat in september 2017 door Elia gepubliceerd werd, heeft het ENOVER overlegorgaan beslist de discussie betreffende de A/B limiet binnen een specifieke werkgroep te behandelen. Het doel van deze werkgroep was om een consensus te vinden tussen de verschillende stakeholders enerzijds en de verschillende beleidsniveaus binnen België anderzijds. Twee voorstellen liggen aan de basis van deze discussie:

Optie 1:

De A/B limiet op 1MW vastleggen en enkele bijkomende eisen opleggen voor de type A elektriciteitsproductie-eenheden met een vermogen tussen 250kW en 1MW. Deze bijkomende eisen moeten voldoen aan de finaliteit van de Europese netwerkcodes om juridische zekerheid te kunnen bieden.

Optie 2:

De A/B limiet op 250kW vastleggen en een reeks derogaties aanvragen op bepaalde eisen voor de elektriciteitsproductie-eenheden met een vermogen tussen 250kW en 1MW geconnecteerd op een spanningsniveau onder 110kV.

Deze voorstellen zijn door Elia voorgesteld tijdens het ENOVER overleg van 15 mei 2017, waarbij aangegeven werd dat optie 2 op juridisch vlak het meest zekerheid biedt.

Het overleg van 2 maart 2018 had dan ook tot doel een consensusvoorstel te vinden. Volgend op het overleg van 2 februari 2018 waren dan ook volgende vragen gesteld:

- 1) Aan de producenten:
  - a. Een overzicht krijgen van de kosten gerelateerd aan de implementatie van de netwerkcodes (best effort and range) met een A/B grens op 250kW en op 1MW.
  - b. Een verificatie van de kosteninschatting gemaakt in de presentatie van Synergrid.
- 2) Aan de distributienetbeheerders:
  - a. Kan de gepresenteerde kosten-batenanalyse gebeuren in de situatie dat de A/B grens op 1MW geplaatst zou worden? Door de dan veranderende omstandigheden hebben we met de gepresenteerde KBA geen zicht op de kostenstructuur.
  - b. De KBA oefening die we gezien hebben is specifiek voor het Waalse distributienet. Aan de Vlaamse distributienetbeheerders zouden we een zelfde oefening willen vragen. De situatie in Vlaanderen is immers anders en tot op heden hebben we geen zicht op de mogelijke kosten en baten op het Vlaamse distributienet bij het leggen van de A/B grens op 250kW of 1MW.
- 3) Een doelstelling voor de administraties en regulatoren is terug te bekijken wat de juridische mogelijkheden zijn. Meer concreet de 2 opties terug beoordelen:
  - a. Een A+ scenario (AB grens op 1MW), waarbij er extra eisen gesteld worden aan de type A generatoren tussen 250kW en 1MW.

- b. Een B- scenario (AB grens op 250kW), waarbij er derogaties aangevraagd worden voor type B generatoren tussen 250kW en 1MW.

Dit met de focus op juridische zekerheid van beide scenario's.

Er was ook nog een bijkomende vraag om de status van noodgeneratoren beter te definiëren en te beschermen tegen bepaalde eisen uit de netwerkcode

#### 1. PRESENTATIE FEBEG BETREFFENDE DE KOSTEN GERELATEERD AAN DE A/B LIMIET KEUZE

FEBEG begon haar presentatie met duidelijk te stellen dat ze akkoord gaat met de methodiek voorgesteld door Synergrid. Maar FEBEG geeft ook aan dat er bijkomende kosten verbonden zijn aan het leggen van de A/B limiet op 250kW die Synergrid niet heeft meegenomen en bovenop de kosten voor de eis van een telecontrolekast komen. Febeg is van mening dat meer flexibiliteit eisen op eenheden met een maximaal vermogen groter dan 1MW kostenefficiënter is.

FEBEG geeft in de presentatie een voorstelling van alle kosten verbonden aan het voldoen aan de gestelde type B eisen (uit de netcodes RfG en SOGL), inclusief de eisen die voorlopig gesteld worden in het iCAROS project. De vertegenwoordigers van de DNB's stellen een aantal vragen over de assumpties. FEBEG verduidelijkt dat ze er vanuit gaan dat het ICAROS model uit de conceptnota's van Elia ook geldig zal zijn voor het distributienet. De vertegenwoordigers van de DNB's geven aan dat de besprekingen hierover lopende zijn met Elia en dat afhankelijk daarvan de assumpties van FEBEG misschien niet volledig correct zijn. Febeg gaat verder met de presentatie en geeft als kernboodschap dat de additionele kosten bovenop wat door Synergrid werd voorgesteld aangeven dat het positieve resultaat van de kosten-batenanalyse door Synergrid al gauw omslaat in een negatief resultaat. Voor de exacte cijfers van de verschillende onderdelen wordt verwezen naar de presentatie.

De eindboodschap door FEBEG gegeven is dat de kosten voor het leggen van de A/B limiet op 250kW i.p.v. 1MW substantieel zijn. Daarbij vraagt FEBEG dan ook om de A/B limiet op 1MW te leggen en bijkomende eisen naar telecontrole buiten de vereisten van de netwerkcodes om te doen. Meer specifiek is het voorstel van FEBEG om de eis voor telecontrole op te nemen met als doel **lokale** congestie op het elektriciteitsnet te vermijden. Deze extra eis zou juridisch moeten in lijn liggen met wat mogelijk is binnen de Europese netwerkcodes.

De conclusies van FEBEG waren als volgt

- FEBEG prefereert de A/B grens op 1MW en dit om de kosten gerelateerd aan de eisen gesteld binnen het iCAROS project te vermijden.
- FEBEG betwist niet dat de distributienetbeheerders extra eisen m.b.t. telecontrole kunnen stellen om de betrouwbaarheid en de veiligheid van het elektriciteitsnet te garanderen.

- FEBEG vraagt aan de distributienetbeheerders om
  - o Geen onnodige eisen te stellen via de telecontrole
  - o De kost van de telecontrole omlaag te halen
  - o Onderzoeken of de kosten voor telecontrole te verdelen vallen (socialiseren)

Febeliec trad FEBEG hier bij en gaf aan de bespreking van iCAROS nauwgezet te volgen, gezien de vereisten die daar gesteld worden een grotere kostenimpact hebben dan de eisen gelieerd aan de netwerkcodes.

## **2. PRESENTATIE SYNERGRID BETREFFENDE DE KOSTEN GERELATEERD AAN DE A/B LIMIET OP 1MW**

Dit betreft een update van de vorige presentaties naar aanleiding van onze specifieke vraag om de kosten-batenanalyse uit te voeren in de situatie waarbij de A/B limiet op 1MW gelegd wordt. In een eerste iteratie is de kost gereduceerd t.o.v. het scenario om de A/B limiet op 250kW te plaatsen. Synergrid geeft wel aan dat er bijkomende effecten zijn die er voor zorgen dat het kostenplaatje wel negatief zal geïmpacteerd worden zoals het feit dat telecontrolekast ook nodig zal zijn voor spanningscontrole door het sturen van het reactief vermogen. Voor die doeleinden zal er wel telecontrole nodig zijn vanaf 250kW

## **3. JURIDISCHE ANALYSE**

De vertegenwoordigers van bevoegde overheden en regulatoren zijn het erover eens dat

- optie 2 met de A/B limiet op 250kW met derogaties op bepaalde eisen gesteld aan type B generatoren voor de groep productie-installaties die vallen tussen 250kW en 1MW, als juridisch de meest zekere optie wordt beschouwd, aangezien deze het best strookt met de tekst van de netcode RfG.

- optie 1, met de A/B limiet op 1MW en het vastleggen van bepaalde extra technische vereisten voor een type A installatie, in het bijzonder voor lokaal congestie- en spanningsbeheer als er geen sprake is van een grensoverschrijdende impact, verdedigbaar is. Volgens de gewestelijke regulatoren brengt dit juridisch gezien een klein risico met zich mee en zijn er genoeg juridische argumenten om dit risico zeer klein in te schatten.

Deze extra technische vereisten kunnen dan opgenomen worden in het gewestelijk Technisch Reglement of gelijkwaardige wetgeving en de daarop gebaseerde technische voorschriften of modelcontracten, mits er hiervoor een verantwoording van de technische behoeften wordt gegeven en er voldoende economische argumenten zijn, of op basis van een reeds bestaande wetgeving op gewestelijk niveau.

De vertegenwoordigers van de bevoegde overheden en van de gewestelijke regulatoren menen dat deze redenering indien gewenst ook publiek kan bevestigd worden in hun formele beslissing of commentaren op de voorgestelde drempels A/B, en/of motivatie voor het technisch reglement.

#### **4. RESULTAAT VAN DE DISCUSSIE**

De grenswaarde tussen type A en type B elektriciteitsproductie-eenheden wordt vastgelegd op 1MW zoals voorzien in het originele optie 1 voorstel. De extra technische vereisen die gevraagd worden door Synergrid worden opgenomen in de regionale technische reglementen met modaliteiten die afhangen van het gewest. Dergelijke eisen zijn mogelijk voor het oplossen van lokale congestie, of het bewaken van de operationele veiligheid, maar mogen nooit raken aan grensoverschrijdende netwerkkwesties (cross-border effect) en marktintegratiekwesties. Er worden dan ook geen extra eisen vastgelegd in het federaal “koninklijk besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe”.

De extra gestelde eisen van de (Vlaamse) distributienetbeheerders over telecontrole voor lokale congestie zullen verder bekeken worden in het kader van de aanpassing van het Technisch Reglement Distributie in Vlaanderen.

Het voorgestelde compromis beantwoordt grotendeels aan de verwachtingen van Synergrid, maar er wordt wel een waarschuwing gegeven dat het niet duidelijk is of dit de congestie oplost die kan plaatsvinden op het connectiepunt tussen het distributie- en transmissienet.

Elia geeft aan hiermee akkoord te gaan. Er wordt wel gewaarschuwd dat het onmogelijk zal zijn zowel het voorstel voor federaal “koninklijk besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe”, als de “general requirements” documenten tijdig aan te passen voor de publieke consultatie die zal gehouden worden tussen 15 maart 2018 en 15 april 2018. Waar dit nog niet mogelijk is, zal Elia de stukken aangeven die zullen veranderen door deze nieuwe consensus.

Dit resultaat van de discussie onder de deelnemers doet geen afbreuk aan de beslissings- en/of adviesbevoegdheid van de respectieve regulatoren/overheden.