



PUBLIEKE CONSULTATIE: DREMPELWAARDEN VOOR DE MAXIMUMCAPACITEIT VAN ELEKTRICITEITSPRODUCTIE-EENHEDEN VAN HET TYPE B, C EN D

Elia – TNB voorstel volgens de NC RfG Art. 5(3)

Consultatieperiode: van 19 mei tot 20 juni 2017

Mei 2017

INHOUDSOPGAVE

Inhoudsopgave	2
1. Inleiding	3
2. Context	4
2.1. Context van het document	4
2.1.1. Eerste iteratie SGU (eind 2015 – begin 2016)	5
2.1.2. Technische discussies per topic (begin 2016 – begin 2017)	5
2.1.3. Tweede iteratie SGU (begin 2017)	6
2.2. Toepassingsgebied van de publieke consultatie	6
2.3. Coördinatie met aangrenzende TNBs en DNBs	7
2.4. Verder proces voor het bepalen van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D ..	8
3. Technische en juridische oplossing	9
4. Voorgestelde drempelwaarden voor de maximumcapaciteit voor de bepaling van de significantie	11
4.1. Voorwaarden voor de keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit	13
4.1.1. PGM met $250\text{kW} \leq \text{PMAXCapacity} < 1\text{MW}$	13
4.1.2. Andere voorwaarden	14
5. Verantwoording van de keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit	14
5.1. Bestaand wettelijk kader	14
5.2. Verwachte evolutie van de energiemix	15
5.3. Drempelwaarde voor PGM type B = 0,25MW (max. toegelaten waarde = 1MW) ..	17
5.3.1. PGM van type B met $250\text{kW} \leq \text{PMAXCapacity} < 1\text{MW}$	18
5.3.1.1. Netherstel – Art. 14(4).....	19
5.3.1.2. Art 14(5).d - communicatie en informatie-uitwisseling	20
5.3.1.3. Andere eisen inzake netbeheer (Art. 14(5).a&b&c), operationele kennisgevingen (Art. 31, Art. 32) en conformiteit (Art. 44, Art. 47, Art. 50 en Art. 54)	21
5.4. Drempelwaarde voor PGM type C = 25MW (max. toegelaten waarde = 50MW) ...	22
5.5. Drempelwaarde voor PGM type D = 75MW (max. toegelaten waarde = 75MW) ...	23
5.5.1. PGM van type D kleiner dan 25MW	23
5.6. Benchmarking met aangrenzende TNB	24
6. Specifieke vragen voor de stakeholders in het kader van deze publieke consultatie	26
Bijlage I - NC RfG eisen met betrekking tot elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B, C, D	29
Bijlage II – Aangepast voorstel voor reactieve capaciteit en spanningsregeling voor PGM type B	31

1. Inleiding

Deze publieke consultatie betreft het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D zoals bepaald in de netwerkcode betreffende de eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net (NC RfG – artikel 5)¹ en heeft als doel te voldoen aan de eis die aan de relevante transmissienetbeheerder, Elia, wordt opgelegd om een publieke consultatie te houden over dit onderwerp zoals bepaald in artikel 5(3) van de NC RfG.

Met deze publieke consultatie wil Elia alle belanghebbende stakeholders de gelegenheid geven om te reageren op het voorstel van Elia. Zoals beschreven in paragraaf 1, konden stakeholders hun visie geven en reageren op eerdere voorstellen via verschillende meetings en via schriftelijke inbreng in de context van de Elia Users' Group.

Stakeholders kunnen vrij reageren op de inhoud van dit document, maar Elia stelt ook een aantal specifieke vragen waarvoor feedback van de stakeholders op prijs wordt gesteld. Deze vragen worden geformuleerd in hoofdstuk 6.

Alle reacties die worden ontvangen in verband met deze publieke consultatie zullen aan het einde van de publieke consultatie openbaar worden gemaakt, behalve indien de respondent expliciet heeft aangegeven dat zijn reactie vertrouwelijk is. In dat geval wordt de respondent gevraagd te specificeren of alleen de inhoud van zijn reactie als vertrouwelijk moet worden beschouwd, dan wel of ook de naam van de respondent vertrouwelijk is (d.w.z. anoniem). Niettemin zal Elia alle reacties transparant communiceren naar de bevoegde instanties, ook eventuele vertrouwelijke (en/of anonieme) reacties.

De consultatieperiode bedraagt één maand, wat in lijn is met artikel 10(1) van de NC RfG. De periode start op 19 mei en eindigt op 20 juni 2017, 18u00.

Reacties kunnen aan Elia worden overgemaakt via het formulier op de website, die bereikbaar is via de volgende link: <http://www.Elia.be/nl/over-Elia/publications/Publieke-consultatie>

Na afloop van de consultatieperiode zal Elia alle ontvangen reacties samenvoegen en een consultatieverslag voorbereiden en publiceren met de visie van Elia op de ontvangen feedback. Er zal geen rekening gehouden worden met reacties op aspecten die buiten het gebied van deze publieke consultatie vallen. Zoals bepaald in artikel 10(2) van de NC RfG zal Elia rekening houden met de visie van de stakeholders zoals die uit deze consultatie naar voren komt.

De rest van dit document is als volgt gestructureerd. Hoofdstuk 2 beschrijft de context van deze publicatie, met de achtergrond, het toepassingsgebied, coördinatieaspecten en volgende stappen. Hoofdstuk 3 bespreekt de link tussen de technische oplossing en de juridische oplossing. Terwijl hoofdstuk 4 het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D beschrijft,

¹ De verordening van de Commissie (EU) 2016/631 van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

wordt in hoofdstuk 5 een argumentatie voor dit voorstel gegeven. Hoofdstuk 6 tot slot stelt een aantal concrete vragen waarvoor Elia feedback hoopt te krijgen via deze publieke consultatie.

2. Context

2.1. Context van het document

In de tweede helft van 2015 lanceerde Elia met de steun van de Federale Overheidsdienst (FOD) Energie, via de Elia Users' Group, een proces om de implementatie van de Europese netwerkcodes in België te bespreken.

Hoewel specifiek gericht op de implementatie op federaal niveau, beoogde Elia altijd een aanpak die ook rekening hield met de aspecten die in België regionale bevoegdheden zijn. Elia stelde ook altijd het doel voorop om op alle niveaus en voor alle gewesten naar een coherent en consistent kader toe te werken.

Einde 2015 werd door de Users' Group, als subgroep van de Working Group Belgian Grid, de Task Force Implementatie Netwerkcodes opgericht als een platform om ideeën over de implementatie van de Europese netwerkcodes in de Belgische context te analyseren en uit te wisselen. De klemtoon van de gesprekken in deze Task Force lag op de inhoud en niet op hoe de technische analyses moesten worden meegenomen in juridische, contractuele en/of regelgevende documenten.

Alle geïnteresseerde partijen mochten deelnemen aan de vergaderingen van de Task Force. De leden van de Task Force Implementatie Netwerkcodes waren afgevaardigden van:

- BGA ('Belgian Generator Associations': met daarin BOP, COGEN Vlaanderen, EDORA, FEBEG en ODE)
- Febeliec (energieverbruikers en CDS)
- Federale Overheidsdienst Energie (FOD)
- Federale regulator (CREG)
- Regionale regulatoren (Brugel, CWaPE, VREG)
- Synergrid
- Apparatuur fabrikanten ('equipment manufacturers')
- Elia.

De agenda en onderwerpen van deze Task Force werden bepaald door de WG Belgian Grid en de status van deze Task Force werd sinds de oprichting ervan door de voorzitter van de Task Force Implementation Netwerkcodes gerapporteerd in elke vergadering van de WG Belgian Grid.

Topics	Task Force Implementation NC sessies
1 st SGU Iteration	26/11/2015; 25/01/2016; 25/02/2016;
Speciale Workshop Genval	06/09/2016
2 nd SGU Iteration	01/02/2017; 21/02/2017; 27/03/2017
Connection and Compliance processes	25/01/2016; 25/02/2016
Voltage Control & Reactive Power Management	25/02/2016; 26/04/2016; 30/05/2016; 14/12/2016; 1/02/2017
Robustness & Fault Ride Through	26/04/2016; 30/05/2016; 14/09/2016
Frequency Stability & Management	07/06/2016; 17/10/2016
Short-Circuit Power	07/06/2016; 14/09/2016
Operational Information Exchange	17/10/2016; 21/11/2016; 20/12/2016
Protection and Control	21/11/2016

Tabel 1: Besproken onderwerpen en data van de bijeenkomsten van de Task Force Implementation Network Codes

Tabel 1 geeft een overzicht van besproken onderwerpen en data van de bijeenkomsten van de Task Force Implementation Networkcodes. Deze Task Force startte einde 2015 en duurde tot einde maart 2017. Ze bestond uit een eerste SGU²-iteratie, verschillende bijeenkomsten over verschillende technische onderwerpen en eindigde met een tweede SGU-iteratie. De notulen en presentaties van alle vergaderingen kunnen worden geraadpleegd in de rubriek Users' Group op de website van Elia.³ De historiek van deze Task Force wordt hieronder kort besproken:

2.1.1. Eerste iteratie SGU (eind 2015 – begin 2016)

De Task Force startte met een eerste iteratie over 'Significant Grid Users', die plaatsvond eind 2015 en begin 2016, en leidde tot een voorlopig voorstel over de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden (hierna 'PGM' genoemd, 'Power-Generating Module') van het type B, C en D.

2.1.2. Technische discussies per topic (begin 2016 – begin 2017)

Het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM van het type B, C en D dat werd uitgewerkt tijdens de eerste iteratie, werd in 2016 en begin 2017 als een vaste aanname gebruikt in de technische discussies m.b.t. de netwerkcodes over verschillende onderwerpen, zoals vermeld in Tabel 1.

² Significant Grid Users, zoals gedefinieerd in de Europese Network Codes

³ Website van de Task Force Implementatie Netwerkcodes: <http://www.Elia.be/en/users-group/Working-Group-Belgian-Grid/Task-Force-Implementation-nc>

Tijdens die vergaderingen presenteerden technische experts van Elia en leden van de Task Force per onderwerp hun visie en voorstellen over hoe de exhaustieve maar vooral de niet-exhaustieve eisen moeten worden geïmplementeerd. Het aantal vergaderingen per onderwerp was afhankelijk van de complexiteit van het onderwerp en het belang van het stakeholderdebat.

Het doel van elk onderwerp was een voorstel te formuleren over een reeks eisen waarover instemming bereikt werd en die zo mogelijk gesteund werden door alle leden van de Task Force. Elia kwam voor alle onderwerpen met een eerste voorstel en dit werd beoordeeld en aangepast, indien gegrond en aangewezen geacht, na overweging van de opmerkingen van de stakeholders. Naast de presentaties in de vergaderingen van de Task Force bezorgde Elia de leden van de Task Force verschillende technische bijlagen om specifieke vragen van de leden te verduidelijken of te beantwoorden.

Op 6 september 2016 vond een eendaagse 'speciale' workshop plaats om de technische discussies tussentijds samen te vatten.

2.1.3. Tweede iteratie SGU (begin 2017)

Met de resultaten van de technische discussies in het achterhoofd, werd het voorstel over drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM van het type B, C en D opnieuw bestudeerd tijdens een 2^e iteratie SGU tijdens het eerste kwartaal van 2017. Als input voor deze 2^e iteratie werkte Elia een technische samenvatting ('Technical Summary') uit met het bestaande voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en een link naar vele eisen om de voornaamste impact van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit coherent en transparant voor te stellen. Alle leden van de Task Force kregen de kans hun opmerkingen te geven en hun bekommernissen te formuleren over deze Technical Summary en andere aspecten die tot dan toe waren besproken.

Het eindresultaat van deze 2^e iteratie was een aangepast voorstel, na grondige evaluatie van alle opmerkingen die gemaakt werden binnen deze Task Force rekening houdend met de bekommernissen die door BGA, Febeliec en Synergrid werden geuit en de problematiek in verband met bepaalde punten rond de gesloten distributienetten (hierna 'CDS' genoemd, 'Closed Distribution Systems') besproken tussen Elia en Febeliec in maart 2017.

Gedurende het hele implementatieproces van de Task Force heeft Elia zijn voorstellen over technische onderwerpen, met name de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM type B, C en D, zorgvuldig gecoördineerd met de DNBs binnen Synergrid en deze voorstellen zo nodig aangepast op basis van de noden en verwachtingen van de DNBs.

Merk op dat bovenstaande aanpak duidelijk verder gaat dan de minimum eisen voor betrokkenheid van de stakeholders zoals bepaald door de NC RfG.

2.2. Toepassingsgebied van de publieke consultatie

Deze publieke consultatie wil voldoen aan de eis in artikel 5(3) van de NC RfG die bepaalt dat bij het uitwerken van de voorstellen voor de grenswaarden tussen de verschillende types elektriciteitsproductie-eenheden, de TNB een publieke consultatie moet uitvoeren.

Het toepassingsgebied van de door artikel 5(3) van de NC RfG bedoelde publieke consultatie is het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D, zoals beschreven in artikel 5(2) van de NC RfG. Hoofdstuk 4 van dit consultatiedocument beschrijft een dergelijk voorstel.

Een voorstel voor deze grenzen kan niet los worden gezien van de technische eisen die worden gevraagd van de installaties waarop deze grenzen betrekking hebben. Bovendien hebben de voorafgaande interacties met alle stakeholders (zie paragraaf 2.1) duidelijk

gemaakt welke aspecten van de technische eisen in het bijzonder relevant zijn om een redelijke set grenswaarden voor te stellen. Gedurende de verschillende interacties met de stakeholders heeft Elia voldoende inzicht verstrekt in de contouren en voor verschillende aspecten ook de details van deze technische eisen gegeven.

Bijgevolg verwijst Elia naar de technische eisen voor PGM in deze consultatie en stelt het een pakket voor, namelijk een technische oplossing die zowel de grenzen als aspecten in verband met technische eisen omvat.

Het voorstel dat in deze publieke consultatie naar voren wordt geschoven en de feedback die op dit voorstel wordt ontvangen, zal in aanmerking worden genomen bij de verdere specificatie van de details van de technische eisen en de voorbereiding voor het aanvragen van afwijkingen.

2.3. Coördinatie met aangrenzende TNBs en DNBs

Artikel 5(3) van de NC RfG vermeldt dat naast een publieke consultatie het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C, D moet worden gecoördineerd met de aangrenzende TNBs en DNBs.

Er wordt niet verder bepaald hoe deze coördinatie moet plaatsvinden, noch wat het concrete resultaat van de coördinatie moet zijn. Elia heeft de nood aan coördinatie opgevat als een nood om de context en voorstellen van de andere partijen (TNB en DNB) te begrijpen en als een middel om een mogelijke overeenstemming van standpunten te bespreken.

Een wederzijds begrip van de context en beperkingen in elk land en van de DNBs die zijn aangesloten op het transmissienet is belangrijk om een redelijke set drempelwaarden voor de maximumcapaciteit voor te stellen.

De noodzaak van coördinatie met aangrenzende TNBs impliceert echter geen noodzaak voor een volledige harmonisering van de maximumcapaciteitsdrempelwaarden. Aangezien de NC RfG de bepaling van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit expliciet aan het nationale niveau heeft toegewezen binnen een gebied van mogelijke waarden, impliceert dit dat er geen volledige harmonisering wordt nodig geacht.

Door de vrijheidsgraden en gebieden te bepalen waaronder de nationale implementatie moet plaatsvinden, heeft de NC RfG impliciet ook het niveau van de minimale harmonisering bepaald. Ondanks deze interpretatie meent Elia dat harmonisering gunstig zou zijn om een gelijk speelveld te bevorderen over heel Europa, maar enkel indien hierbij rekening wordt gehouden met de (mogelijk verschillende) nationale contexten en technische grenzen van de nationale transmissienetten. Paragraaf 5.6 bespreekt verder het momenteel geconsulteerde voorstel in de ruimere context van aangrenzende TNBs.

De noodzaak van coördinatie met aangrenzende DNBs was bijzonder belangrijk en sinds het begin van het proces heeft Elia binnen Synergrid de coördinatie verzekerd met de DNBs⁴ die zijn aangesloten op het Elia-net. Tijdens vorige interacties met stakeholders (zie paragraaf 2.1) zijn resultaten van het overleg binnen Synergrid naar voren geschoven. Het voorstel voor de grenzen dat momenteel wordt geraadpleegd, werd reeds besproken

⁴ In dit document verwijzen DNBs naar “publieke” DNBs. Wanneer ook Closed Distribution System Operators (CDSO) worden bedoeld, is dat expliciet vermeld. Wanneer de term ‘relevante systeembeheerder’ wordt gebruikt, kan dit verwijzen – afhankelijk van de technische context – naar transmissie-, gesloten distributie-, of distributienetbeheerder.

binnen Synergrid en hun feedback werd ook in aanmerking genomen. Het voorstel voor de grenzen in hoofdstuk 4 heeft de steun van alle netbeheerders die lid zijn van Synergrid. Naast de formele verplichting tot coördinatie met de DNBs, zijn Elia en de DNBs van mening dat coördinatie cruciaal is om een coherente en consistente totaaloplossing te kunnen bereiken.

Bovendien vatte Elia artikel 5(3) van de NC RfG in ruime zin op en besloot het ook te coördineren met de gesloten distributienetbeheerders (hierna 'CDSO' genoemd, 'Closed Distribution System Operator'). De bekommernissen van de CDSOs werden gehoord tijdens verschillende interacties met de stakeholders (zie paragraaf 2.1) en het voorstel in hoofdstuk 4 poogt ook maximaal rekening te houden met hun bekommernissen.

Elia begrijpt dat vanuit technisch oogpunt de context van een CDS anders is dan die van een 'publiek' distributienet. Een gesloten distributienet heeft te maken met industriële netgebruikers en is vanuit technisch oogpunt in principe niet anders dan een industriële demand facility die is aangesloten op het transmissienet.. Zoals eerder al meermaals vermeld doet Elia zijn best om - binnen de grenzen van het wettelijke kader - pragmatische oplossingen te vinden die rekening houden met de industriële realiteit van een CDS.

2.4. Verder proces voor het bepalen van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D

Paragraaf 2.1 beschrijft de timing en stellingname van de 1^e en 2^e SGU iteratie die vóór deze publieke consultatie werden georganiseerd in de Task Force Implementatie Netwerkkodes.

Zoals hierboven vermeld, wordt de eis voor de relevante TNB om drempelwaarden voor de maximumcapaciteit voor te stellen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D, beschreven in artikel 5(3) van de NC RfG. De timing om deze drempelwaarden voor de maximumcapaciteit in te dienen bij de bevoegde instanties, wordt niet gespecificeerd in de NC RfG. Daarom wordt voorgesteld dezelfde deadline te hanteren als opgegeven in artikel 7(4) van de NC RfG voor het voorstel eisen voor algemene toepassing (general requirements), nl. 2 jaar na de inwerkingtreding van de NC RfG.

De Belgische Federale Overheidsdienst (FOD) Energie presenteerde op 7 maart 2017 in de WG Belgian Grid⁵ zijn visie op het verdere implementatieproces van de Europese Netwerkkodes en deelde mee dat het definitieve voorstel over de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D moet worden ingediend bij de bevoegde overheid, samen met het voorstel over de eisen voor algemene toepassing (en samen met de track change versie van een gewijzigd Federaal Technisch Reglement), 2 jaar na de inwerkingtreding van de NC RfG, d.w.z. tegen mei 2018. Voor de definitieve indiening moet er door Elia een formele publieke consultatie

⁵ Presentatie FOD in WG Belgian Grid: http://www.Elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf

Notulen van de WG Belgian Grid vergadering van 7 maart 2017 (in het Frans): http://www.Elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421_WG%20BG/20170307_PV_WGBG_FR_FINAL_WRITTEN-APPROVED.pdf

worden georganiseerd voor alle deliverables. Bijgevolg zal na het sluiten van de consultatieperiode over de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D, de ontvangen feedback bestudeerd en in aanmerking genomen worden, maar de formele indiening van het definitieve voorstel voor de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit bij de bevoegde instanties, zal pas plaatsvinden in mei 2018. Ondertussen zal het resultaat van de publieke consultatie in aanmerking worden genomen bij het bepalen van het voorstel voor eisen voor algemene toepassing.

Na de definitieve indiening bij de bevoegde instanties op gewestelijk en federaal niveau, momenteel voorzien in mei 2018, zullen de bevoegde instanties een beslissing nemen over de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit. Op federaal niveau voorziet de FOD Energie momenteel december 2018 als richtdatum voor zijn beslissing over deze aspecten.

3. Technische en juridische oplossing

Zoals aangegeven in paragraaf 2.2 kunnen de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D niet los worden gezien van de technische eisen die voor deze installaties gelden. Daarom beschrijft hoofdstuk 4 een voorstel voor grenzen en wordt de koppeling gemaakt naar verschillende technische eisen. In paragraaf 5 verwijst de verantwoording voor het voorstel bovendien naar aspecten van de technische eisen.

Bij het voorstellen van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit samen met de eisen die moeten worden opgelegd in het kader van de technische oplossing moet echter ook rekening worden gehouden met de juridische haalbaarheid. Eenzelfde technische oplossing kan bijvoorbeeld worden bereikt door verschillende sets van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit in combinatie met verschillende begeleidende technische eisen, die hetzij rechtstreeks worden beschreven in de NC of die via verschillende wettelijke wegen moeten worden bevorderd (bv. afwijkingen of het opleggen van aanvullende eisen via nationale technische reglementen of contracten, ...). Er kunnen verschillende benaderingen worden overwogen, zoals (i) voorstellen van een hogere grens in termen van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit aangevuld met strengere technische eisen via nationale technische reglementen of contracten voor (bepaalde) eenheden die onder deze grens vallen; of (ii) een lagere grens instellen in termen van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en vervolgens afwijkingen vragen voor (bepaalde) eenheden boven deze grens via de in de NC RfG beschreven procedure.

Het voorstel beschreven in paragraaf 4 houdt reeds rekening met een wisselwerking tussen lagere of hogere drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en daaruit volgende noden voor verschillende wettelijke manieren om technische eisen te implementeren. Meer bepaald wordt aangenomen dat het wettelijk eerder aangewezen is een lagere grens in te stellen in termen van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en vervolgens afwijkingen te vragen voor (bepaalde) eenheden boven deze grens, dan voor de eerste methode te kiezen die in de paragraaf hierboven beschreven werd en waarbij een hogere grens wordt voorgesteld in termen van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en die aan te vullen met strengere technische eisen. Natuurlijk wordt in beide methodes dezelfde technische oplossing nagestreefd en moet dit voorstel om voor de tweede methode te kiezen eerder worden opgevat als een juridische implementatiekeuze.

De juridische redenering achter dit voorstel is als volgt: Door eisen te voorzien voor een bepaald type netgebruikers harmoniseert de NC RfG wat op EU-niveau noodzakelijk wordt geacht voor de toepassing van de genoemde eis. Er kan dus worden aangenomen dat het niet noodzakelijk wordt geacht de eisen toe te passen op andere type netgebruikers. Over het algemeen impliceert het feit dat de NC RfG in een bepaald geval, bijvoorbeeld voor

type B, specifieke eisen heeft voorzien inherent dat het opleggen van dezelfde eis aan een PGM van type A niet in overeenstemming is met de NC RfG. Het opleggen van aansluitingseisen van een hoger type PGM aan een lager type (bv. eisen van type B voor een PGM van type A) zou namelijk alleen als aanvaardbaar kunnen worden beschouwd als (1) het volledig verenigbaar is met de doelstellingen van de eisen die van toepassing zijn op het betreffende type PGM volgens de NC RfG, (2) als het toegelaten is door de doelen die aan de technische eis zijn gekoppeld zoals geformuleerd in de preambule van de NC RfG en de specifieke eisen en (3) als is aangetoond dat het de grensoverschrijdende handel niet beïnvloedt, tenzij wordt aangetoond dat de maatregel op nationaal niveau enkel de eis van de NC RfG detailleert. Elia beschouwt het voldoen aan deze wettelijke voorwaarden – in het geval van de hierboven beschreven eerste methode – als zeer moeilijk zo niet onmogelijk voor de aspecten die aan bod komen in het in hoofdstuk 4 beschreven voorstel, met name omdat het verder gaat dan enkel het detailleren van reeds bestaande eisen voor het lagere type van PGM (nl. type A in het voorbeeld). Door het feit dat verschillende eisen als dusdanig niet bestaan in de NC RfG voor het lagere type, kunnen we moeilijk beweren dat het geen invloed heeft op de grensoverschrijdende handel, aangezien deze invloed voor de NC RfG een van de voornaamste drijfveren was om de eisen te bepalen voor elk type.

Bijgevolg vindt Elia de methode om afwijkingen voor te stellen via het ingebouwde mechanisme in de NC RfG juridisch meer aangewezen. Uiteraard moeten voor het afwijkingsproces ook verschillende verantwoordingen worden voorgelegd en uiteindelijk aanvaard en goedgekeurd door de betreffende regelgevende instantie(s).

Bijgevolg, en zoals beschreven in hoofdstuk 4, wordt voorgesteld de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit aan te vullen met afwijkingen voor verschillende eisen, waarbij wordt gewaarborgd dat de beoogde technische oplossing kan worden geïmplementeerd. De context van deze afwijkingen wordt beschreven in artikel 63 van de NC RfG. Natuurlijk heeft Elia niet de bevoegdheid om afwijkingen toe te staan, noch kan Elia beslissen over gereguleerde contracten (bv. het aansluitingscontract) of andere gereguleerde eisen (bv. Technische Reglementen, C10/11 eisen). Niettemin verbinden Elia en de DNBs zich ertoe de nodige acties te ondernemen om de afwijkingen en andere noodzakelijke juridische implementatiebepalingen die in het voorstel naar voren werden geschoven, in te dienen en te verdedigen. Iedereen die het voorstel in deze publieke consultatie beoordeelt, moet zich bewust zijn van deze ‘package approach’ die een technische oplossing beoogt en niet alleen naar de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit kijkt die zijn vastgelegd in artikel 5 van de NC RfG.

Tot slot is het belangrijk om rekening te houden met de ‘scope’ en doelstellingen van de EU netwerkcodes voor aansluiting. Door het bepalen van connectievereisten voor elektriciteitsproductie-eenheden die nodig zijn om bij te dragen in het oplossen van grensoverschrijdende kwesties⁶, garandeert de NC RfG de beschikbaarheid van de nodige

⁶ Verordening (EG) 714/2009 Artikel 8(7) bepaalt dat “De netcodes worden ontwikkeld voor grensoverschrijdende aangelegenheden en aangelegenheden betreffende de marktintegratie en doen geen afbreuk aan de rechten van de lidstaten om nationale codes vast te stellen die niet van invloed zijn op de grensoverschrijdende handel.”

Daarnaast bepaalt de preambule (2) van de NC RfG dat “De eisen die bijdragen tot het in stand houden en herstellen van de systeemveiligheid teneinde een goede werking van de interne elektriciteitsmarkt binnen en tussen synchrone zones te vergemakkelijken en kostenefficiëntie te bewerkstelligen, moeten worden beschouwd als grensoverschrijdende netwerk-kwesties en marktintegratiekwesties’

middelen en technische capaciteiten ('capabilities') om het Europese elektriciteitssysteem op een veilige manier te beheren. Het is duidelijk dat de NC RfG vereisten ook van toepassing zijn voor installaties aangesloten op het distributienet waarop een significant deel van de nieuwe generatiecapaciteit (voornamelijk type A en B PGMs) aangesloten zal zijn. Dit impliceert dat voor de implementatie voor deze vereisten coördinatie met de distributiesystemen nodig is.

Daarnaast definiëren connectievereisten de minimale capaciteiten ('capabilities') die nodig zijn om aan de connectieregels te voldoen. Tijdens het nagaan van deze naleving met de connectieregels is het identificeren van de beschikbaarheid van capaciteiten ('capabilities') die verder gaan dan deze minimumvereisten is van het groot belang voor de relevante systeembeheerder. Inderdaad, de kennis van deze capabilities zou het de systeembeheerder mogelijk maken om de optimale beslissingen te maken via het meest geschikte kader ter bevordering van het algemeen belang.

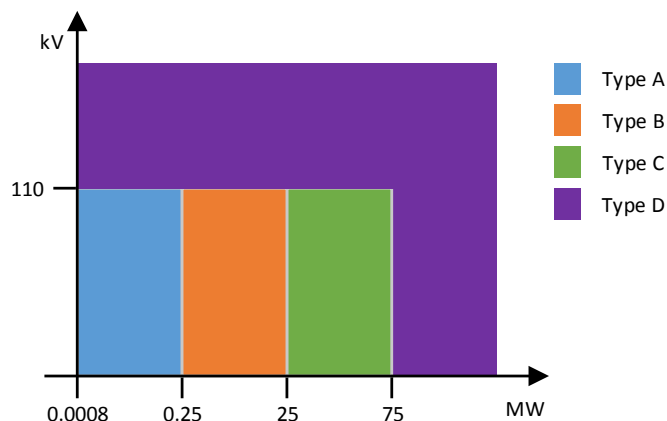
4. Voorgestelde drempelwaarden voor de maximumcapaciteit voor de bepaling van de significantie

Overeenkomstig artikel 5 van de NC RfG, verricht Elia een consultatie over de volgende keuze van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit voor de typebepaling:

- Type A
 - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 0.25 MW$ and $V_{cp} < 110kV$
- Type B
 - $0.25 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$ and $V_{cp} < 110kV$
- Type C
 - $25MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 75MW$ and $V_{cp} < 110kV$
- Type D
 - $75MW \leq P_{MAX}^{Capacity}$ of
 - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity}$ en $V_{cp} \geq 110kV$

Waarin $P_{MAX}^{Capacity}$ de maximale (geïnstalleerde) capaciteit is van de elektriciteitsproductie-eenheden en V_{cp} het spanningsniveau op het aansluitpunt.

De parameters voor de bepaling van de significantie zijn grafisch geïllustreerd in Figuur 1 hieronder.



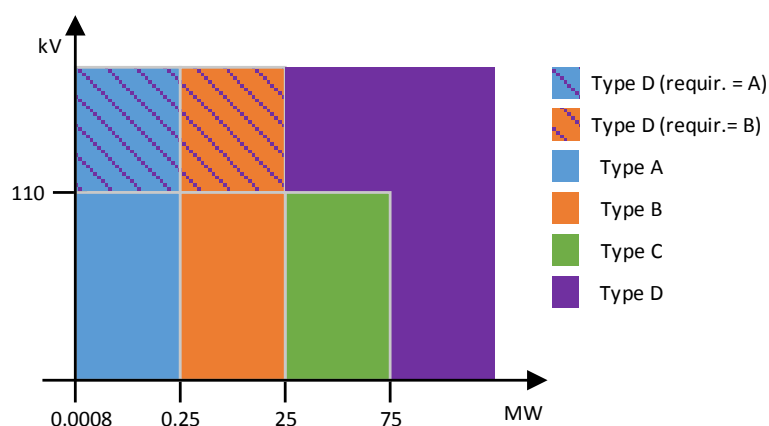
Figuur 1: Grafische voorstelling van de voorgestelde drempelwaarden voor de maximumcapaciteit.

Elia stelt echter voor de eisen voor elektriciteitsproductie-eenheden (PGM) met een maximale geïnstalleerde capaciteit van minder dan 25MW en met een spanning op het aansluitpunt hoger dan of gelijk aan 110kV aan te passen volgens de specificatie van de PGM van dezelfde grootte met een spanning op het aansluitpunt lager dan of gelijk aan 110kV. De verantwoording voor deze keuze wordt gegeven in Sectie 5.5.1. De eisen zullen worden aangepast via een voorstel tot afwijking.

Meer bepaald worden de volgende eisen voorgesteld:

- PGM van type D met een $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 0.25 MW$ zullen dezelfde eisen volgen als PGM van type A
- PGM van type D met een $0.25 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$ zullen dezelfde eisen volgen als PGM van type B

Een grafische voorstelling van de verwachte resulterende eisen wordt gegeven in Figuur 2 hieronder.



Figuur 2: Grafische voorstelling van de eisen waaraan PGM moeten voldoen, afhankelijk van de voorgestelde drempelwaarden voor de maximumcapaciteit, rekening houdend met de resultaten van het bedoelde afwijkingsproces.

4.1. Voorwaarden voor de keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit

De voorgestelde drempelwaarden zijn het resultaat van verschillende rondes van workshops en discussies met de stakeholders en worden voorgesteld onder de voorwaarden die in dit hoofdstuk worden toegelicht.

4.1.1. PGM met $250kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1MW$

Voor PGM met $250kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1MW$ bestaat er een aanzienlijke onzekerheid over het verwachte groeicijfer op de middellange en lange termijn. Deze PGM worden als type B beschouwd in het voorstel, maar ze hoeven niet aan de volledige set eisen voor dit type te voldoen. Daarom moet het voorstel hieronder voor afwijkingen voor deze groep van PGM worden beschouwd in de context van verdere evoluties van de productiemix en systeembehoefden. Als de context verandert en de evoluties in een richting gaan waarin de systeembehoefden niet meer passend zouden worden gedekt, zouden strengere eisen noodzakelijk kunnen zijn of afwijkingen kunnen worden ingetrokken (of niet verlengd) of zelfs de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit worden herzien. Alleen als een dergelijke flexibele aanpak aanvaardbaar is, kunnen Elia en de DNBs overeenkomen afwijkingen te vragen voor bepaalde specifieke eisen en overwegen om de optie om, in de toekomst, retroactief investeringen te vereisen in bestaande installaties om aan de behoeften van het systeem te voldoen, niet te gebruiken.

Meer bepaald wordt voorgesteld dat de relevante netbeheerder of de relevante TNB een afwijkingsaanvraag indient voor de volgende eisen (overeenkomstig artikel 63 van de NC RfG). De initiële duur van de afwijking dient te worden vastgelegd op vijf jaar. Na deze periode zal een herbeoordeling van de noodzaak voor de afwijking worden uitgevoerd.

- Robuustheid
 - 14(3)a&b - Fault Ride Through (FRT).
 - 17(3) – het bieden van post-fault active power recovery (SPGM)

- 20(2)b&c. – het bieden van fast fault current (PPM)
- 20(3)a&b. – het bieden van post-fault active power recovery (PPM)

Elia verwacht steun van alle stakeholders om het proces van afwijking te definiëren en te verdedigen.

4.1.2. Andere voorwaarden

Voor Synchronous Power Generating Modules (SPGM) van type C zullen wat de spanningsregeling betreft strengere eisen nodig zijn dan de NC RfG voorziet. Elia zal de functies Automatische spanningsregeling (AVR), Overbekrachtingsbegrenzer (OEL) en Onderbekrachtigingsbegrenzer (UEL) en power system stabilizer (PSS) vragen. De activering en stemming van de PSS functie zal vereist zijn afhankelijk van het connectiepunt, de grootte en de karakteristieken van de SPGM. Deze aanpak is in lijn met het begeleidend document ter nationale implementatie van connectie netwerkcodes (hierna 'IGD' genoemd; 'Implementation Guidance Document'), voorbereid en ter beschikking gesteld door ENTSO-E, over 'parameters van niet-exhaustieve vereisten' die een site specifieke implementatie van vereiste NC RfG artikel 19(2).b.(v) aanraadt.

De eisen voor de gesloten distributienetten (CDS) zullen zoveel mogelijk worden afgestemd op die voor demand facilities en de DNB.

5. Verantwoording van de keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit

De keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D is het resultaat van de combinatie van een analyse van het bestaande wettelijke kader en van de verwachte ontwikkeling van de energiemix de komende jaren, rekening houdend met grensoverschrijdende effecten en coördinatie met de buurlanden. In dit hoofdstuk worden de essentiële redenering en verantwoordingen van de keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit uiteengezet. De redenering houdt al rekening met de feedback van de stakeholders ontvangen tijdens besprekingen.

5.1. Bestaand wettelijk kader

De bestaande federale en gewestelijke regelgeving werd onderzocht en vergeleken met de voorgestelde drempelmarges binnen de NC RfG. De analyse wordt beknopt voorgesteld in Tabel 2.

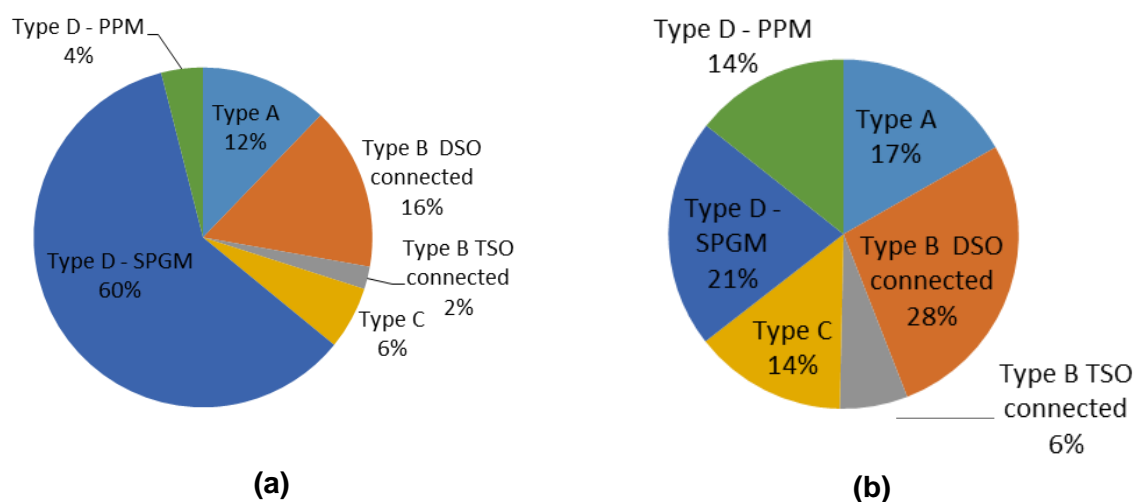
De voorgestelde drempelwaarden werden zodanig gekozen dat ze waar mogelijk in overeenstemming zijn met het bestaande wettelijke kader. Deze keuze vloeit voort uit de wil om het systeem niet volledig omver te gooien en – waar mogelijk en redelijk – eerder op een evolutie dan op een revolutie te mikken. Aangezien sommige eisen echter intrinsiek nieuw zijn wat de ontwikkeling van bepaalde technologieën en beschikbaarheid van functionaliteiten (bv. 'Fault Ride Through') op de markt betreft, zou een perfecte overeenstemming niet alleen onmogelijk zijn maar ook onvoldoende om de evoluerende behoeften van het systeem te dekken.

Het verband tussen de specifieke Belgische eisen voorafgaand aan de inwerkingtreding van de NC RfG en die met betrekking tot de verschillende types, worden verderop in het document gedetailleerd beschreven waar dit relevant is voor elke drempelwaarde.

5.2. Verwachte evolutie van de energiemix

De huidige productiemix in België wordt getoond in Figuur 3 (a). Deze bestaat hoofdzakelijk uit (wat totale MW-waarden betreft) grote (equivalent aan type D) synchrone generatoren (SPGM) die zijn aangesloten op het TNB-netwerk, gevolgd door een relatief groot MW-volume van op DNB aangesloten PGM van type A en B. De verwachte tendens naar meer hernieuwbare productie laat enerzijds een verschuiving zien naar een toename van PPM-productie van type D, meestal offshore parken, en anderzijds een aanzienlijke verhoging van PPM-productie van type B, aangesloten op de DNB, zoals getoond in Figuur 3 (b).

Voor 2030 en verder wordt voor België in alle Europese scenario's van de tienjarige netwerkontwikkelingsplannen ('Ten-Year-Network Development Plans' of 'TYNDP') de tendens naar grote offshore parken en een groter aantal kleinere op DNB aangesloten PGM bevestigd. Een toename van het volume PGM in de types A, B en C bevestigt de nood aan strengere eisen dan voorzien in het huidige Belgische kader voor deze types PGM om het huidige niveau van de dienstverleningskwaliteit (veilig netbeheer, bevoorradingskwaliteit (bevoorradingszekerheid inbegrepen)) te kunnen aanhouden, om de toegang tot het net te vergemakkelijken en om nationale en gewestelijke doelstellingen en de algemene economische efficiëntie te ondersteunen.



Figuur 3: Huidige situatie - 2016 (a) en verwachte evolutie tegen 2025 (b) met aanname van beperkte groei van de energiemix in België per type generator met de voorgestelde indeling in categorieën.

Belgian Texts	Stirling below 30kVA	User above 5kVA	Generator above 10kVA	User above 25kVA	User above 56kVA	User above 250kVA	Generator above 400kVA	Users above 630kVA	Generator above 1 MVA	Cogen above 1MW	User above 2MVA	Generator above 2.5MVA	Generator above 4MVA	User above 5MW	User above 10MVA	User above 15MW	Cogen below 20MW	Generator above 25MW	Generator above 75MW	Generator above 100MW	Nuclear / Not Nuclear	DS / Local TS / TS	Above 70kV	Cogen	RES	Local Generation	DSO	CDS	Mobile Load	
Electricity Law 1999						X												X	X	X	X	X	X	X	X					
Federal Grid Code						X											X	X	X					X	X	X	X			
Walloon Grid Code		X			X	X	X				X			X									X		X	X	X		X	
Flemish Grid Code			X	X		X	X		X	X				X		X													X	
Brussels Grid Code						X																		X	X	X				
MD Afschakel Plan						X																	X					X		
Connection Contract						X																	X							
Access Contract						X										X							X						X	
ARP Contract						X										X							X						X	
CIPU Contract						X																	X							
Tariff methodology						X																	X							X
Synergrid C10-11	X	X	X			X			X		X	X	X		X								X							

Tabel 2: Vergelijking van de bestaande drempelwaarden binnen het bestaande Belgische kader

5.3. Drempelwaarde voor PGM type B = 0,25MW (max. toegelaten waarde = 1MW)

De huidige en verwachte evolutie van de energiemix in België laat zien dat, meestal, grote, thermisch controleerbare synchrone generatoren zullen worden vervangen door kleinere via vermogenselektronica aangesloten eenheden op basis van hernieuwbare energie, waarvan veel van type B.

Hun vermogensinjectie is inherent veel variabeler dan die van klassieke thermische generatoren. Dit maakt enerzijds de controle van de vermogensstromen uitdagender en dynamischer terwijl er anderzijds meer technische capaciteit aan reactief vermogen nodig is en controleerbaarheid van deze PGM om een correcte spanning te handhaven op het net ondanks deze schommelingen. Controle van actief en reactief vermogen op afstand en reactieve capaciteit ('capability') zijn dus nodig om het systeem in de toekomst met dezelfde dienstverleningskwaliteit te beheren als vandaag en om ervoor te zorgen dat het distributienet (inclusief gesloten distributienetten) voldoet aan de NC DCC⁷- eisen op het raakvlak tussen transmissie en distributie.

De huidige voorgestelde eisen⁸ inzake regelbaarheid sluiten aan bij wat er al beschikbaar is op de markt en zijn in veel opzichten gekozen uit de minder strenge eisen binnen de marges die de NC RfG toelaat.

Voorname­lijk voor PGM type A en B wordt een evolutie in de internationale standaarden verwacht die deze volledig in lijn brengt met de Europese implementatie van de NC RfG. Eenmaal deze evolutie is bereikt, en in de veronderstelling dat deze standaarden de Belgische systeemvereisten voldoende afdekken, zal de conformiteit van een PGM met deze internationale standaarden toestaan om een naleving met de Belgische implementatie van de NC RfG te bereiken, zonder de nood om hevige procedures te ondergaan.

Wat reactieve capaciteit en de eisen voor spanningsregeling betreft, hebben Elia en de publieke distributienetbeheerders binnen Synergrid rekening gehouden met de opmerkingen van de Belgian Generators Association (BGA) in hun stellingname van 20/10/2016 over reactieve vermogenscapaciteit voor PGM van type B tussen 250kW en 1MW. Op basis van hun argumenten werd een verbeterd voorstel uitgewerkt voor PGM van type B. Het voorstel wordt toegelicht in Bijlage II.

Om het gedrag van de eenheden correct te kunnen voorspellen en in real-time te observeren, is voldoende kennis nodig over hun kenmerken en hun operationele toestand. Daarom is informatie over de kenmerken van de installatie en operationele informatie-uitwisseling noodzakelijk en zal deze gevraagd worden voor nieuwe PGM, terwijl dit niet retroactief vereist is voor de bestaande PGM, tenzij dit bij een bestaande installatie mogelijk zou zijn tegen beperkte of geen meerkosten.

⁷ Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers: <http://www.Elia.be/nl/over-Elia/publications/Publieke-consultatie>

⁸ De recentste informatie over de voorgestelde niet-exhaustieve eisen voor elk type is online beschikbaar op <http://www.Elia.be/nl/users-group/belgian-grid/Task-Force-Implementation-nc/Sujets>. Het werk om de eisen exhaustief te bepalen is nog bezig, maar er wordt geen grote verandering in de huidige toestand van het debat verwacht.

Indien een gebeurtenis ernstige spanningsvallen veroorzaakt en er geen of onvoldoende betrouwbare LVRT-functionaliteit is ingebouwd, kan een groot aantal van deze PGM uitschakelen en vervolgens vermogensonevenwicht, mogelijke overbelastingen met cascade-uitschakeling of zelfs ergere gevolgen zoals lokale en regionale belastingsafschakeling veroorzaken.

De eisen zoals voorgesteld tijdens de verschillende Task Force sessies met betrekking tot LVRT-functionaliteit voor dit type komen binnen de marges van de vrijheidsgraden in de NC RfG om verder nationaal in te vullen overeen met de minder strenge keuze wat betreft de resterende spanning. Verwacht wordt dat deze keuze de conformiteit bevordert en de impact op de kosten van de installatie beperkt.

Veel van de PGM van deze klasse zijn en zullen in de toekomst worden aangesloten via vermogenselektronica (PPM). Deze technologie ondersteunt de netspanning niet door foutstroom te injecteren tijdens spanningsvallen, waardoor het algemene spanningsprofiel nog slechter wordt. Gezien deze PPM de spanningsondersteuningsvriendelijke SPGM meer en meer zullen gaan vervangen wordt dit effect nog versterkt. Deze verzwakking van de spanningsondersteuning vergroot de omvang van het systeem dat gevolgen ondervindt van een spanningsval en bijgevolg de hoeveelheid PGM die kunnen uitschakelen.

Daarom wordt voor PPM geëist capaciteit te voorzien om de spanning actief te ondersteunen door reactieve foutstroom te injecteren tijdens spanningsvallen en om nadien het actief vermogen te herstellen. Een dergelijke functionaliteit wordt niet van alle PPM geëist omdat dit verband houdt met de kenmerken van het net op het aansluitingspunt. De kenmerken en activering hiervan zullen worden overeengekomen met de relevante TNB tijdens de aansluitingsprocedure en zullen vermoedelijk aansluiten bij wat er beschikbaar is op de markt en bij het Europese begeleidend implementatiedocument (IGD) over snelle foutstroominjectie.

Tijdens grote stringen of werkzaamheden aan het net, kan een automatische, ongecontroleerde heraansluiting van PGM het reeds delicate proces van netbeheer in niet normale uitbatingssituaties in gevaar brengen. De automatische heraansluiting van deze PGM moet worden overeengekomen met de relevante TNB en mag geen effect hebben op de kosten van de installaties.

Sommige van de bovengenoemde eisen, zoals spanningsregeling voor PGM met een maximumcapaciteit van minder dan 25MW, kwamen niet voor in het huidige wettelijke kader. De beweegreden om deze eisen op te nemen wordt verantwoord door de huidige en toekomstige evolutie van de Belgische energiemix en door de ervaring van andere TNB met vergelijkbare vraagstukken die te maken kregen met een hoog risico op grensoverschrijdende gevolgen, bv. bij plotselinge spanningsvallen.

Om het conformiteitsproces te vereenvoudigen, is Elia bereid voor PGM van Type B het FRT-karakteristiek en mogelijk andere eisen, certificaten van fabrikanten of simulaties in plaats van specifieke tests te aanvaarden. Deze keuze zal het proces aanzienlijk vergemakkelijken.

5.3.1. PGM van type B met $250kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1MW$

De beslissing om voor een aantal van de eisen voor de PGM met een maximumcapaciteit tussen 250kW en 1MW af te wijken, wordt gemotiveerd door het relatief grote effect van de vereisten op de kosten van de installatie, de beschikbaarheid van de vereiste functionaliteiten en het beperkte gunstige effect van de vereiste op het hele net.

Zoals uiteengezet in Sectie 4.1.1, zal worden afgeweken van de eisen in verband met de robuustheid.

Vanwege de verwachte evolutie van de energiemix (van hoofdzakelijk type D naar 50% type B PGM), worden PGM van type B belangrijker om de spanningsstabiliteit op het net te garanderen. Daarom moeten in het kader van de EU NC's ruime capaciteiten van reactief vermogen worden geëist voor de latere uitdagingen op het vlak van beheer van reactief vermogen en spanningsregeling.

Spanningskwaliteit en spanningsregeling is nauw verbonden met de capaciteit van de TNB en DNBs om reactieve vermogensstromen te beheren.

Wanneer de op het distributienet aangesloten hernieuwbare energiebronnen (HEB) op volle productiecapaciteit draaien en tegelijk het verbruik laag is, dan kan het spanningsprofiel binnen het distributienet en het transmissienet niet beheerd worden zonder een goed evenwicht van het reactieve vermogen.

Dat is de reden waarom in artikel 15 van de NC DCC wordt geëist dat in dat geval de reactief vermogensbalans van iedere DNB lokaal moet beheerd worden om een watervaleffect in het managen van reactief vermogen in het TNB net te vermijden.

Rekening houdend met de inherente kenmerken van de HEB aangesloten op het distributienet, wordt het gebruik van hun capaciteiten ('capabilities') verkozen om een reactieve vermogensbalans te bekomen boven het gebruik van specifieke en geconcentreerde installaties. Deze aanpak is in lijn met het ENTSO-Es begeleidend document (IGD) over de nationale implementatie van de connectie netwerkcodes over 'Reactief vermogen beheer aan de T-D interface'.

De gevraagde capaciteit ('capability') moet uiteraard redelijk zijn en dus aansluiten bij het voorstel van de Belgian Generators Association (BGA) (zie vorige paragraaf en Bijlage II). Daarom wordt een afwijking hiervoor niet nodig geacht.

Wat de robuustheid betreft, hebben studies uitgewezen dat het verschil in productievolume dat gevaar loopt bij een spanningsval op basis van de huidige productieontwikkelingsscenario's beperkt is als de PGM van type B kleiner dan 1MW niet beantwoorden aan de FRT-curve van type B PGM. Het opleggen van die eis voor deze PGM kan bij de huidige stand van de technologie een niet verwaarloosbaar effect hebben op de kost van de installatie en kan een aantal specifieke technologieën zoals kleine WKK-centrales of asynchrone generatoren de toegang tot de Belgische markt ontzeggen. Zoals hierboven vermeld moet de relevante netbeheerder op de hoogte worden gebracht (en moet het beschermingsplan dienovereenkomstig worden opgesteld) als PGM buiten de minimum eisen kunnen terechtkomen (bv. breder LVRT-profiel).

Omwille van deze effecten wordt een afwijking voorgesteld van de FRT vereiste beschreven in artikel 15(3)a&b van de NC RfG. Daarnaast wordt er, zoals beschreven in sectie 4.1.1. ook voorgesteld om af te wijken van de eisen in artikel 17(3), 20(2)b&c en 20(3)a&b. Van de overige eisen voor dit type PGM zal niet worden afgeweken: de motivaties worden hieronder uiteengezet.

5.3.1.1. Netherstel – Art. 14(4)

Tijdens een heropbouw van het net moeten de DNBs de afname in een onderstation verhogen met een afgesproken hoeveelheid vermogen (zoals gevraagd door de TNB). De DNBs moeten ervoor zorgen dat de hoeveelheid vermogen binnen de marge blijft die met de TNB is afgesproken, zelfs wanneer feeders worden heraangeschlossen waarop gedecentraliseerde PGM zijn aangesloten. In de tijd tussen de heraansluiting van nieuwe feeders, moet de DNB garanderen dat de afname in een onderstation niet significant verandert; dit kan het geval zijn wanneer hernieuwbare gedecentraliseerde productie

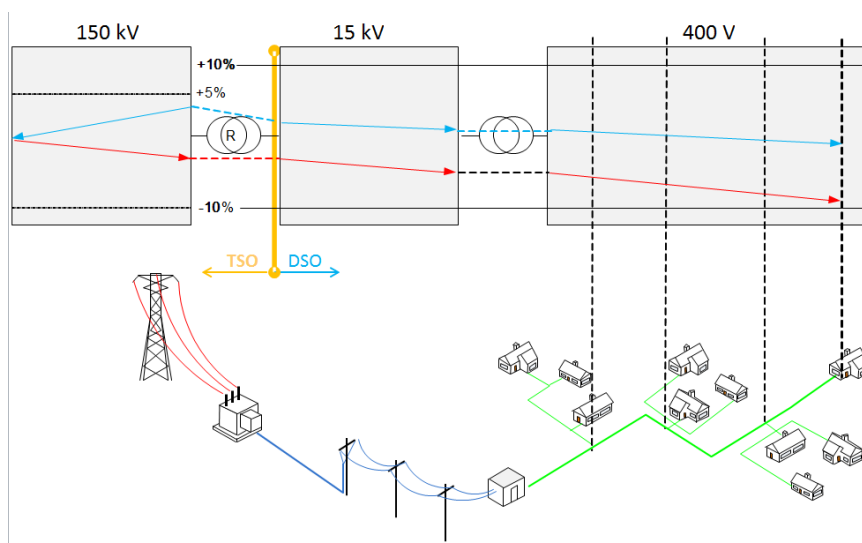
aanwezig is op de feeder. Deze eis is dus nodig om een netherstel mogelijk te maken op een net met een hoge mate van verspreide productie, zoals reeds het geval is op het Belgische net.

5.3.1.2. Art 14(5).d - communicatie en informatie-uitwisseling

Vanwege het intermitterende karakter van verspreide hernieuwbare energiebronnen (HEB), kunnen de spanningsschommelingen op het MS-net groter (amplitude) en frequenter worden dan in het verleden.

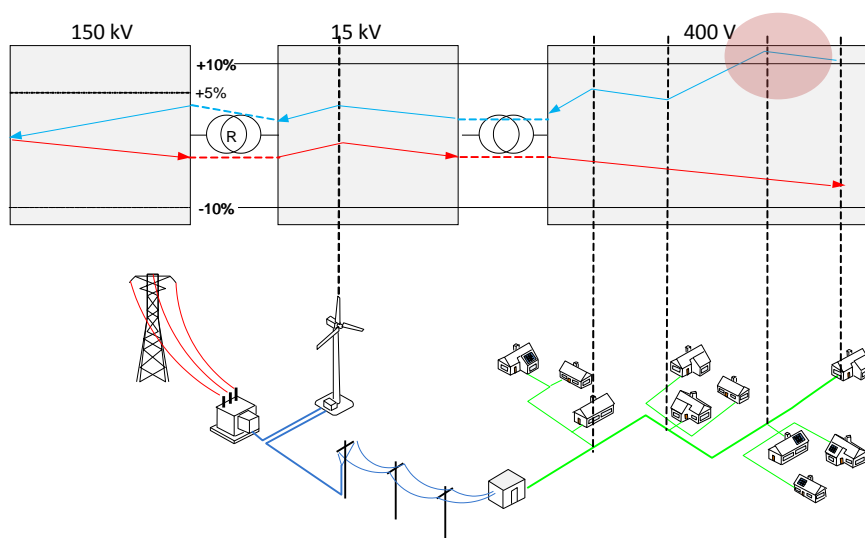
De Figuren 4 en 5 illustreren het fenomeen.

'Klassieke' situatie (zonder verspreide productie): De HS/MS-regulator houdt de MS op + of - 3% van de referentiespanning.



Figuur 4: Grafische voorstelling en spanningsprofiel van een 'klassieke' situatie (zonder decentrale generatie)

Met de opkomst van verspreide productie: HEB aangesloten op het MS-net verhogen het risico op LS-problemen omdat in de nabijheid van een PGM de spanning toeneemt.



Figuur 5: Grafische voorstelling en spanningsprofiel van een situatie met gedistribueerde generatie

Het spreekt voor zich dat de netgebruikers (in MS maar ook in LS omdat het spanningsniveau van deze laatste wordt beïnvloed door variaties van de MS) geen nadeel mogen ondervinden en dat de kwaliteit (waarvoor spanning een van de indicatoren is) op een aanvaardbaar niveau moet blijven (zoals bepaald in de norm EN50160).

Om deze redenen is het dus essentieel dat DNBs een betere kennis hebben van de vermogensstromen in het MS-net en dat zij ze kunnen voorspellen, wat impliceert:

- dat er informatie beschikbaar moet zijn over hoeveel kW & kVAR er wordt opgewekt;
- dat er meer sensoren en meetapparatuur nodig zijn in het MS-net;
- dat er tools moeten worden geïmplementeerd om deze vermogensstromen te voorspellen (met een statuscalculator).

Pas dan zullen DNBs kunnen anticiperen en het net voorbereiden om deze vermogensstromen op te vangen, en dus het actief beheer van de netstructuur te bevorderen, bv. door de transfer van belasting van het ene transformatorstation naar een ander te vergemakkelijken, door een betere berekening van de beschikbare injectiecapaciteit, ...

Bovendien, zoals vereist door de VERORDENING VAN DE COMMISSIE (EU) Nr. 543/2013 van 14 juni 2013 betreffende de toezending en publicatie van gegevens inzake de elektriciteitsmarkten en houdende wijziging van bijlage I bij Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad voor hun regelzones, berekenen en leveren TNB de volgende informatie aan de ENTSO voor elektriciteit: art 16(b) geaggregeerde opwekkingsoutput per markttimeenheid en per productietype. De informatie moet ten laatste één uur na de operationele periode worden gepubliceerd.

Voorlopig ontvangt de TNB deze gegevens al van de DNBs voor grote productie (vanaf 1 MW) en worden voor kleinere eenheden veronderstellingen gemaakt. Met de informatie over de opgewekte energie voor eenheden van 250 kW tot 1 MW verhoogt de kwaliteit van deze publicatie en zal de TNB, en dus de markt in haar totaliteit, het HEB-gedeelte van de productie beter kunnen inschatten en voorspellen. Dit wordt almaar belangrijker gezien de potentiële groei van deze vorm van productie.

5.3.1.3. Andere eisen inzake netbeheer (Art. 14(5).a&b&c), operationele kennisgevingen (Art. 31, Art. 32) en conformiteit (Art. 44, Art. 47, Art. 50 en Art. 54)

Deze laatste worden beschouwd als eisen met een beperkt effect op de kosten, aangezien er geen bijkomende installatie-investeringen nodig zijn om conform te zijn, maar alleen kosten voor de verwerking van reeds bestaande informatie.

Met name aangaande de elektrische beveiligingsplannen en -instellingen vragen DNBs al vele jaren om tijdens het aansluitingsproces elektrische beveiligingsplannen en stellen zij waarden in voor de beveiliging van de lokale netten. Het is een van de elementen waaraan moet worden voldaan in het pakket van deliverables om een aansluiting op het distributienet toe te staan, en dat niet alleen voor generatoren tussen 250kW en 1 MW, maar zelfs voor generatoren vanaf 10kW.

Aangaande de conformiteitscontrole (artikel 41 van de NC RfG) voor eenheden van type B, zal de relevante netbeheerder het recht hebben te eisen dat de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie conformiteitstests en simulaties verricht. Het spreekt voor zich dat dit recht enkel zal worden uitgeoefend door middel van de oplossing met het kleinste effect op de kosten, met voor zover als redelijkerwijs mogelijk uitrustingscertificaten en algemene (fabrieks)testprocedures.

5.4. Drempelwaarde voor PGM type C = 25MW (max. toegelaten waarde = 50MW)

PGM met een maximumcapaciteit hoger dan 25 MW worden verwacht bij te dragen aan de stabiliteit van het elektriciteitsnet, niet alleen tijdens buitengewone situaties (bv. spanningsondersteuning tijdens spanningsvallen) maar ook tijdens de normale werking om het net te regelen en te ondersteunen met een grotere inbreng dan voor PGM van type B.

Gezien de verwachte evolutie van de energiemix, zal een almaar groter volume van regelbare conventionele PGM worden verschoven naar HEB, die inherent moeilijker of beperkt regelbaar zijn. Die evolutie kan problemen veroorzaken in bepaalde situaties of periodes waarin de resterende conventionele PGM dit gebrek aan regelbaarheid moeten compenseren, met name voor frequentie- en spanningsregeling.

De betrouwbaarheid van de spanningsregeling is bij veelvuldig gebruik van het grootste belang. Daarom zullen SPGM van type C eveneens moeten voldoen aan de eisen voor SPGM van type D in verband met de spanningsregelingsfunctionaliteit, zoals AVR, OEL en UEL. Daarnaast zal door de tendens om meer en meer elektromotorisch aangesloten generatoren (PPM) en belasting (zoals hoge efficiënte huishoudelijke of industriële roterende machines) te hebben, de totale inertie van het systeem aanzienlijk verminderen en de spreiding ervan beïnvloeden. Deze tendens heeft ook tot gevolg dat er een vermindering optreedt in het aantal voor handen zijnde middelen om de oscillaties (zoals AC verbonden roterende ladingen en grote synchrone generatoren) op een natuurlijke manier te temperen. Om deze reden zijn additionele middelen om oscillaties op een actieve manier te temperen vereist, afhankelijk van de connectiesite, via de aanwezigheid van een PSS-functie in het SPGM spanningscontrolesysteem.

Dit sluit aan bij de eisen voor PGM van deze grootte zoals gevraagd door het huidige Belgische wettelijke kader.

De niet-verplichte eis van 'synthetische inertie' voor PGM van dit type, zal vooralsnog niet opgelegd worden omdat ze niet nodig wordt geacht. Die keuze vergemakkelijkt het conformiteitsproces en vermindert de impact op de installatiekosten, maar dit kan in de toekomst veranderen. Elia zal de aanbevelingen volgen die ENTSO-E in het Implementation Guiding Document (IGD) heeft gedaan over synthetische inertie en de link met hoge penetratie van niet-synchrone productie.

Het FRT-profiel van Type C is identiek aan dat van Type B. De voorgestelde FRT-eis voor PGM van type C is minder streng dan wat de FRT-eis vroeg die werd opgelegd door het huidige Belgische wettelijke kader.

Gezien het feit dat voor SPGM de geaggregeerde geïnstalleerde capaciteiten per site niet in aanmerking worden genomen om PGM te categoriseren (behalve in geval van een ondeelbaar geheel van installaties), leiden de voorgestelde drempelwaarden voor type C tot minder strenge eisen dan wat het huidige Belgische wettelijke kader vraagt.

De conformiteitscontrole van de regulerende functionaliteiten via simulatie en ten slotte tests, is van groot belang voor de veilige werking van het elektriciteitsnet en om te voorkomen dat een lagere drempelwaarde dan 25MW moet worden gebruikt.

De voornaamste drijfveer voor de keuze van de drempelwaarde van 25MW is de overeenstemming met de huidige wetgeving, zowel op federaal als op gewestniveau. Zo worden bijvoorbeeld PGM groter dan 25MW zowel in het Federaal Technisch Reglement art. 68 als het Vlaams Gewestelijk Technisch Reglement (Technisch Reglement Plaatselijk Vervoersnet) Art III.3.2.6. als 'regulerend' beschouwd. De huidige eisen voor deze klasse van PGM sluiten aan bij die van de NC RfG.

5.5. Drempelwaarde voor PGM type D = 75MW (max. toegelaten waarde = 75MW)

Naast de bovengenoemde hoofdprincipes is de keuze van de drempelwaarde voor PGM van type D gebaseerd op het feit dat, aangezien het grote PGM zijn die meestal zijn aangesloten op de hoogste spanningsniveaus, het aangenomen is dat ze sterk moeten bijdragen aan het behoud van de stabiliteit van het systeem door de spanning en netfrequentie te regelen.

Voor deze PGM is ook de Fault Ride Through van fundamenteel belang, omdat ze aangesloten zijn op de hoogste spanningsniveaus en ze zich 'elektrisch dicht bij' aangrenzende netten bevinden, met als gevolg dat ze een grote grensoverschrijdende impact hebben. De eisen aangaande Fault Ride Through zijn strenger dan voor PGM van type B en C. Niettemin sluiten de voorgestelde eisen inzake Fault Ride Through voor dit type PGM aan bij de bestaande eis in het huidige Belgische wettelijke kader (zie Art. 64 van het Federaal Technisch Reglement) met betrekking tot de resterende spanning en de duur van de eerste spanningsval).

Bovendien zijn de spanningsbereiken waarin deze PGM moeten kunnen werken, het spanningsregelsysteem en de capaciteiten de meest strikte in vergelijking met PGM van type A, B en C.

De drempelwaarde voor PGM van type D is afgestemd op de maximaal toegelaten waarde volgens de RfG, omdat die voldoende geacht wordt voor de huidige en toekomstige noden van het Belgische net.

5.5.1. PGM van type D kleiner dan 25MW

Kleine PGM, d.w.z. met een capaciteit van minder dan 25MW, aangesloten op spanningsniveaus hoger dan 110kV, zullen relatief hoge meerkosten vergen om te voldoen aan de specificaties van type D gezien hun relatief lage kosten in vergelijking met grotere PGM van dezelfde categorie.

Gezien het verwachte geaggregeerde volume van dergelijke installatie, ziet Elia beperkte netvoordelen in het toepassen van de eisen van type D op deze PGM.

Elia stelt voor de eis voor deze klasse PGM aan te passen naar de eisen voor PGM van dezelfde grootte die zijn aangesloten op spanningsniveaus lager dan 110kV. Dit betekent dat PGM van type D met een grootte tussen 0.25 MW en 25MW dezelfde eis zouden volgen als type B, en PGM kleiner dan 0.25 MW dezelfde als type A.

De PGM van type D met een grootte tussen 25MW en 75MW aangesloten op spanningsniveaus hoger dan 110kV blijven echter van type D. Deze keuze wordt verantwoord door het feit dat deze PGM nu al een groot volume vertegenwoordigen, dat in de toekomst wellicht nog zal toenemen. Bovendien is vanwege de nabijheid van hun aansluitingspunt bij het hoogste spanningsniveau(s) de grensoverschrijdende impact groter. Tot slot wordt de conformiteit meer vereenvoudigd omdat ze moet worden gevalideerd voor een aansluiting op een sterker net, d.w.z. een spanningsniveau hoger dan

110kV. Voor bepaalde eisen, zoals FRT, kan een hoger spanningsniveau aan het aansluitingspunt, met vaak een hoger kortsluitvermogen sterk ten dienste zijn van de conformiteit.

Elia vraagt steun van de stakeholders om de afwijking die nodig is voor een aanpassing van de eisen voor deze klasse van PGM (type D met een capaciteit van minder dan 25MW, net als PGM type A en B), te verdedigen en te argumenteren.

5.6. Benchmarking met aangrenzende TNB

Binnen ENTSO-E werden de voorgestelde drempelwaarden besproken en gebenchmarkt door middel van bilaterale en multilaterale meetings met aangrenzende TNB.

Meer bepaald voerde Elia gesprekken met RTE, TENNET BV, CREOS, TENNET GmbH, AMPRION en TransnetBW GmbH, respectievelijk de Franse, Nederlandse, Luxemburgse en (een vertegenwoordiger van) de Duitse TNB's.

Het doel van deze meetings is de coördinatie inzake drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D zoals beschreven in artikel 5(3) van de NC RfG.

De huidige voorgestelde drempelwaarden voor de maximumcapaciteit die door de verschillende TNB worden gehanteerd, staan vermeld in de onderstaande Tabel 3.

Bij het opstellen van dit consultatiedocument zijn een aantal TNB (nl. de Duitse en de Franse) nog in gesprek. Daarom worden deze enkel ter informatie gegeven. CREOS, dat elektrisch sterk verbonden is met Duitsland, overweegt dezelfde drempelwaarden toe te passen als in Duitsland.

De gesprekken spitsten zich toe op de achtergrond van de keuze van drempelwaarden. Het verschil in productieportefeuille is vaak de reden waarom de drempelwaarden verschillen, alsook de overeenstemming met bestaande nationale wettelijke kaders. De intenties om een veilige en stabiele werking van het net te verzekeren zijn dezelfde in de verschillende landen, bijvoorbeeld door Fault Ride Through- eisen op te leggen aan een voldoende groot volume van geïnstalleerd vermogen.

De keuze van de drempelwaarde wordt ook beïnvloed door de netstructuur en de huidige en toekomstige verwachte ontwikkeling van de productiemiddelen.

Dit is met name duidelijk wanneer we het Belgische voorstel vergelijken met het Franse. Deze twee sets van drempelwaarden voor de maximumcapaciteit komen vrijwel overeen wanneer we naar de evolutie van drempelwaarde B kijken. In dit geval is de drempelwaarde C het enige beperkte verschil. Elia en RTE gaan ervan uit dat het verschil in productievolume van type B en C door deze ongelijkheid zeer beperkt is.

De gesprekken en de keuze van de drempelwaarde voor PGM van type B geven aan dat het penetratieniveau van kleine hernieuwbare PGM een cruciale factor is in de keuze. Dit verklaart de lage B-drempelwaarde in Duitsland, die lager is dan de andere en deels overeenstemt met de Belgische. In Nederland echter wordt aangenomen dat de hoeveelheid kleine PGM niet kritiek is of zal worden in de nabije toekomst in vergelijking met het totale geïnstalleerde vermogen.

	Belgium (Elia)	France (RTE)	The Netherlands (TENNET BV) ⁹	German TSOs ¹⁰
Threshold B	0.25 MW	(0.25MW ¹¹) 1MW	1MW	0.135 MW
Threshold C	25MW	18MW	50MW	36MW
Threshold D	75MW	75MW	60MW	45MW

Tabel 3: Vergelijking van de voorgestelde drempelwaarde met aangrenzende TNB

Rekening houdend met de bovenstaande benchmarking van de drempelwaarden met de buurlanden en ondanks het feit dat niet alleen de drempelwaarden maar ook algemene eisen bepalend kunnen zijn, is Elia daarom van oordeel dat de voorgestelde drempelwaarden voor België geen gevaar vormen voor een gelijk speelveld, noch België in een geïsoleerde positie plaatsen op de markt van PGM.

Aangezien kan worden aangenomen dat zowel de Franse als de Duitse markt vanwege hun omvang flink doorwegen op de Europese ontwikkelingsinspanningen voor PGM door fabrikanten, mag worden verwacht dat de Belgische markt impliciet eveneens wordt 'bediend'. In dit opzicht dragen ook de strengere grenzen voor één of meer drempelwaarden vastgelegd in artikel 5 van de NC RfG of gekozen door andere Europese regio's (met name de Noordelijke en Baltische regio's, Ierland, Noord-Ierland) bij tot de waarschijnlijke beschikbaarheid van PGM die overeenstemmen met de verschillende voor België voorgestelde drempelwaarden.

⁹ Link naar het consultatiedocument van TENNET BV:

<http://www.netbeheernederland.nl/Content/Files/file/20161031%20voorstel%20BR-16-1249%20maximumcapaciteitsdrempelwaarden%20RfG.pdf>

¹⁰ Deze waarden zijn het resultaat van hun publieke consultatie maar zijn nog niet goedgekeurd door de Duitse bevoegde instantie. Deze waarden worden dus louter ter informatie weergegeven. Referentie: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/europaeische-network-codes/umsetzung-im-fnn/leistungsklassen>

¹¹ De Franse bevoegde instantie heeft deze drempelwaarden nog niet goedgekeurd en worden daarom enkel ter informatie voorgesteld (de waarden zijn gebaseerd op informatie ontvangen van RTE). RTE plant Drempelwaarde B te herzien naar 0,25 MW zodra de verbindingskosten dalen.

6. Specifieke vragen voor de stakeholders in het kader van deze publieke consultatie

Alle geïnteresseerde stakeholders kunnen vrij reageren op het voorstel dat naar voren wordt geschoven in dit publieke consultatiedocument.

Elia nodigt de stakeholders ook uit om te antwoorden op de volgende specifieke vragen:

1. In verband met de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit:
 - a. Steunt u het voorstel dat de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C, D rekening houden met de koppeling met de momenteel voorgestelde technische eisen, d.w.z. de 'package approach'?
 - b. Als u het voorstel niet steunt, welke aspecten houden u tegen en waarom?
 - c. Als u het voorstel niet steunt, met welke argumenten van Elia bent u het niet eens?
2. In verband met de mogelijke toekomstige evolutie van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en technische eisen:

Kunt u zich vinden in de voorgestelde aanpak waarbij in een eerste fase bepaalde technische eisen (bv. fault ride through voor PGM type B tussen 250 kW en 1 MW) niet vereist zijn (en een afwijking is toegepast), maar afhankelijk van de verdere evolutie van de energiemix en netbehoeften niettegenstaande in een latere fase wel kunnen worden geëist (via een wijziging van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit en/of wijziging van de technische eisen, afhankelijk van wat de beste oplossing zal zijn)?
3. In verband met de voorgestelde drempelwaarde van 250 kW die een onderscheid maakt tussen PGM van type A en B en de voorgestelde gekoppelde set afwijkingen:
 - a. Deelt u de mening dat de wettelijke aanpak op basis van een lagere drempelwaarde (nl. 250kW) in combinatie met een reeks afwijkingen de aangewezen manier is om de vooropgestelde technische oplossing te verkrijgen? Zo niet, welke wettelijke aanpak zou u voorstellen en op welke wettelijke basis zou dit kunnen worden verantwoord?
 - b. Vindt u de voorgestelde lijst afwijkingen aanvaardbaar? Meer bepaald, deelt u de mening dat, ceteris paribus, afwijkingen voor de vereisten van NC RfG art. 14(4), 14(5).a&b&c, 31, 32, 44, 47, 51 and 54 waarvoor geen afwijking wordt voorgesteld niet beschouwd moeten worden als elementen met een significant effect op de investeringskosten voor een PGM?

	Description in English	Description en français	Betekenis in het Nederlands
AVR	Automatic Voltage Regulator	Régulateur automatique de tension	Automatische spanningsregeling
CDS	Closed Distribution System	Réseau fermé de distribution	Gesloten Distributiesysteem
CDSO	Closed Distribution System Operator	gestionnaire de réseau fermé de distribution	beheerder van gesloten distributiesysteem
DCC	Demand Connection Code	Demand Connection Code	Demand Connection Code
DSO	Distribution System Operator	Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	Distributienetbeheerder (DNB)
FRT	Fault Ride Through	tenue aux creux de tension	Fault-ride-through
HV	High Voltage	Haute tension (HT)	Hoogspanning (HS)
IGD	Implementation Guidance Document	Document d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux (Implementation Guidance Document)	Begeleidend niet-bindend document over de implementatie van de netwerkcodes (Implementation Guidance Document)
LV	Low Voltage	Basse tension (BT)	Laagspanning (LT)
LVRT	Low Voltage Ride Through	Low Voltage Ride Through	Low Voltage Ride Through
MV	Medium Voltage	Moyenne tension (MT)	Middenspanning (MS)
NC	Network Code	Code de Réseau	Netwerkkode
OEL	Over Excitation Limiter	imateur de surexcitation	Overbekrachtingsbegrenzer
PGM	Power Generating Module	Unité de production d'électricité	elektriciteitsproductie-eenheid
PPM	Power Park Module	parc non synchrone de générateurs	power park module
PSS	Power System Stabiliser	stabilisateur de puissance	power system stabiliser
RES	Renewable Energy Sources	Sources d'énergie renouvelables (SER)	Hernieuwbare energiebronnen (HEB)
RfG	Requirements for Generator	Requirements for Generator	Requirements for Generators
SGU	Significant Grid User	Utilisateur significatif du réseau	Significante netgebruiker
SPGM	Synchronous Power Generating Module	Unité de production d'électricité synchrone	Synchrone elektriciteitsproductie-eenheid

TSO	Transmission System Operator	Gestionnaire de réseau de transport (GRT)	Transmissienetbeheerder (TNB)
UEL	Under Excitation Limiter	Limiteur de sous-excitation	Onderbekrachtingsbegrenzer

BIJLAGE I - NC RFG EISEN MET BETREKKING TOT ELEKTRICITEITSPRODUCTIE-EENHEDEN VAN HET TYPE A, B, C, D¹²

Tabel 4: Algemene eisen

Title	Requirement type	Type A	Type B	Type C	Type D
FREQUENCY RANGES	Frequency stability	X	X	X	X
LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE (OVERFREQUENCY)	Frequency stability	X	X	X	X
RATE OF CHANGE OF FREQUENCY WITHSTAND CAPABILITY	Frequency stability	X	X	X	X
CONSTANT OUTPUT AT TARGET ACTIVE POWER	Frequency stability	X	X	X	X
MAXIMUM POWER REDUCTION AT UNDERFREQUENCY	Frequency stability	X	X	X	X
AUTOMATIC CONNECTION	Frequency stability	X	X	X	X
REMOTE SWITCH ON/OFF	Frequency stability	X	X		
ACTIVE POWER REDUCTION	Frequency stability		X		
ACTIVE POWER CONTROLLABILITY AND CONTROL RANGE	Frequency stability			X	X
DISCONNECTION OF LOAD DUE TO UNDERFREQUENCY	Frequency stability			X	X
FREQUENCY RESTORATION CONTROL	Frequency stability			X	X
FREQUENCY SENSITIVE MODE	Frequency stability			X	X
LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE (UNDERFREQUENCY)	Frequency stability			X	X
MONITORING OF FREQUENCY RESPONSE	Frequency stability			X	X
CONTROL SCHEMES AND SETTINGS	General system management		X	X	X
INFORMATION EXCHANGE	General system management		X	X	X
PRIORITY RANKING OF PROTECTION AND CONTROL	General system management		X	X	X
TRANSFORMER NEUTRL-POINT TREATMENT	General system management			X	X
ELECTRICAL PROTECTION SCHEMES AND SETTINGS	General system management		X	X	X
INSTALLATION OF DEVICES FOR SYSTEM OPERATION AND/ OR SECURITY	General system management			X	X
INSTRUMENTATION FOR FAULT AND DYNAMIC BEHAVIOUR RECORDING	General system management			X	X
LOSS OF STABILITY	General system management			X	X
RATE OF CHANGE OF ACTIVE POWER	General system management			X	X
SIMULATION MODELS	General system management			X	X
SYNCHRONISATION	General system management				X
AUTO RECLOSURES	Robustness of Generating Units			X	X
STEADY-STATE STABILITY	Robustness of Generating Units			X	X

¹² Uit Bijlage 3 van "Selecting national MW boundaries" ENTSO-E begeleidend document (IGD) ter implementatie van de connectie netwerkcodes, 16 November 2016.

RECONNECTION AFTER AN INCIDENTAL DISCONNECTION DUE TO A NETWORK DISTURBANCE	System restoration		X	X	X
BLACK START	System restoration			X	X
CAPABILITY TO TAKE PART IN ISOLATED NETWORK OPERATION	System restoration			X	X
QUICK RE-SYNCHRONISATION	System restoration			X	X
HIGH/LOW VOLTAGE DISCONNECTION	Voltage stability			X	
VOLTAGE RANGES	Voltage stability				X

Tabel 5: eisen voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden (SPGM):

Title	Requirement type	Type A	Type B	Type	Type D
POST FAULT ACTIVE POWER RECOVERY	Robustness of Generating Units		X	X	X
FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY OF SYNCHRONOUS GENERATORS CONNECTED BELOW 110 kV	Robustness of Generating Units		X	X	
FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY OF SYNCHRONOUS GENERATORS CONNECTED AT 110 kV OR ABOVE	Robustness of Generating Units				X
CAPABILITIES TO AID ANGULAR STABILITY	Robustness of Generating Units				X
VOLTAGE CONTROL SYSTEM (SIMPLE)	Voltage stability		X	X	
REACTIVE POWER CAPABILITY (SIMPLE)	Voltage stability		X		
REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM ACTIVE POWER	Voltage stability			X	X
REACTIVE POWER CAPABILITY BELOW MAXIMUM ACTIVE POWER	Voltage stability			X	X
VOLTAGE CONTROL SYSTEM	Voltage stability				X

Tabel 6: eisen voor PPM's:

Title	Requirement type	Type A	Type B	Type	Type D
SYNTHETIC INERTIA CAPABILITY	Frequency stability			X	X
POST FAULT ACTIVE POWER RECOVERY	Robustness of Generating Units		X	X	X
FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY OF POWER PARK MODULES CONNECTED BELOW 110 kV	Robustness of Generating Units		X	X	
FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY OF POWER PARK MODULES CONNECTED AT 110kV OR ABOVE	Robustness of Generating Units				X
REACTIVE CURRENT INJECTION	Voltage stability		X	X	X
REACTIVE POWER CAPABILITY(SIMPLE)	Voltage stability		X		
PRIORITY TO ACTIVE OR REACTIVE POWER CONTRIBUTION	Voltage stability			X	X
REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM ACTIVE POWER	Voltage stability			X	X
REACTIVE POWER CAPABILITY BELOW MAXIMUM ACTIVE POWER	Voltage stability			X	X
REACTIVE POWER CONTROL MODES	Voltage stability			X	X
POWER OSCILLATIONS DAMPING CONTROL	Voltage stability			X	X

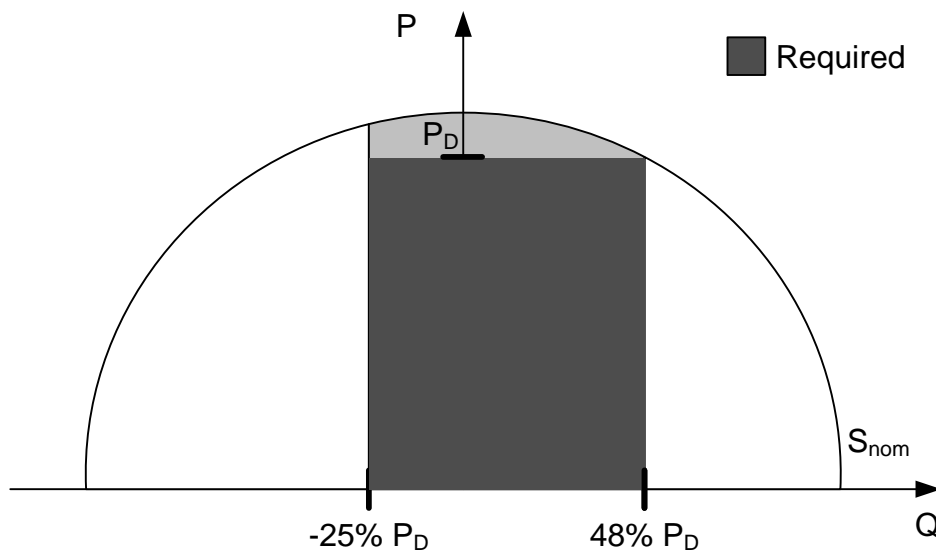
BIJLAGE II – AANGEPAST VOORSTEL VOOR REACTIEVE CAPACITEIT EN SPANNINGSREGELING VOOR PGM TYPE B

Wat reactieve capaciteit en de eisen voor spanningsregeling betreft, identificeerde Elia een 'big game changer' voor het reactief vermogensbeheer en de spanningscontrole, namelijk de nucleaire phase-out. Hierdoor zullen heel wat mogelijkheden ('capabilities') van reactief vermogensbeheer en spanningscontrole verdwijnen. Daarom stelde Elia (tijdens de Task Forces ivm Reactief Vermogensbeheer en Spanningscontrole), in vergelijking met de actuele vereisten (cfr. Federaal Technische Reglement), gelijkaardige vereisten voor op type C en D PGMs én hogere capaciteitsvereisten op type B generatoren (aangezien een groot deel van de generatoren de rol van de nucleaire units zal overnemen). De voorgestelde vereisten werden echter becommentarieerd¹³ door de Belgian Generators Association (BGA), gecommuniceerd in hun position paper van 20/10/2016 ivm reactief vermogen-mogelijkheden (of 'capabilities') voor type B PGMs tussen 250kW en 1MW. Elia en de distributienetbeheerders binnen Synergrid hebben deze commentaren in rekening genomen, en op basis van hun argumenten werd een verbeterd voorstel uitgewerkt voor PGMs van type B. Het voorstel wordt hieronder toegelicht

Voor SPGM's wordt de eis voor de leveringscapaciteit van reactief vermogen op het koppelpunt bepaald door het Q-P-profiel weergegeven in Figuur 6. De begrenzingen worden bepaald door de nominale stroom bij hoge actieve vermogensoutput en door een reactief vermogen (Q) dat beperkt is tot -25% en +48% van P_D , waarbij P_D het maximum actieve vermogen is dat geproduceerd kan worden in het geval van een maximaal vereiste reactieve vermogensoutput (dus gelijk aan $0,9 \cdot S_{nom}$). Deze figuur moet gerespecteerd kunnen worden bij een nominale spanning. Merk op dat voor elke aansluiting van een SPGM, de beschikbare capaciteit (die ruimer kan zijn dan de minimum eis) moet worden meegedeeld. Deze beschikbare capaciteit beschrijft het Q-P-profiel van de SPGM.

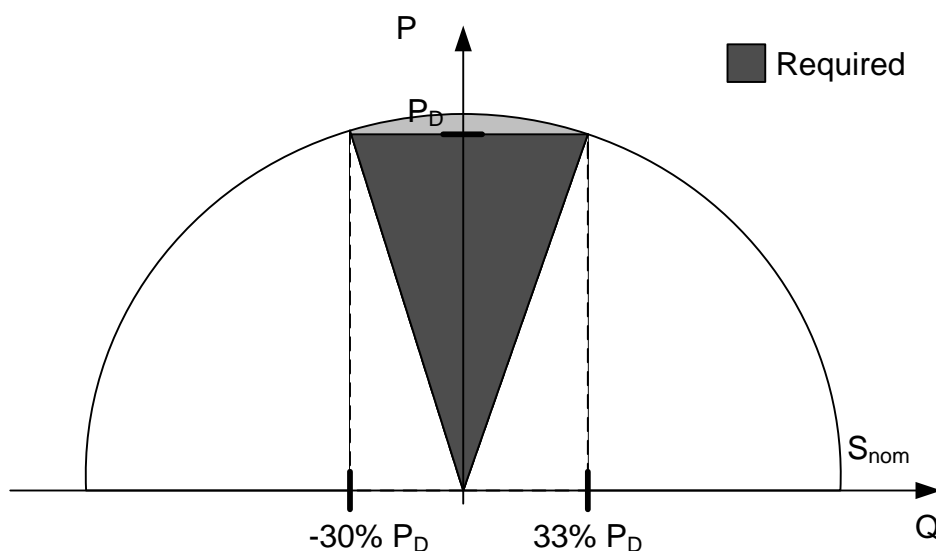
Zoals gevraagd door de NC, moet de SPGM bovendien uitgerust zijn met een permanent bekrachtigingsregelsysteem dat constante alternatorspanning kan leveren op een selecteerbaar instelpunt zonder instabiliteit en dit over het hele werkingsgebied.

¹³ Position BGA on Reactive Power and Voltage Control (20/10/2016): http://www.Elia.be/~media/files/Elia/users-group/2016_TF%20Implementation%20NCs/17102016_TFNCs/20161020_BGA_Position%20ReactivePower.pdf



Figuur 6: Reactieve vermogenscapaciteit voor SPGM's van type B

Voor PPM's van het type B wordt de eis voor de leveringscapaciteit van reactief vermogen op het koppelpunt bepaald door het Q-P-profiel weergegeven in Figuur 7. De begrenzungen worden bepaald door de nominale stroom bij hoge actieve vermogensoutput en door een vermogensfactor ($\cos(\phi)$) bepaald door de 2 punten -30% en $+33\%$ van P_D , waarbij P_D het maximale actieve vermogen is dat geproduceerd kan worden in het geval van een maximaal vereiste reactieve vermogensoutput (dus gelijk aan $0,9 \cdot S_{nom}$). Deze figuur moet gerespecteerd kunnen worden bij een nominale spanning. Merk op dat voor elke aansluiting van een PPM, de beschikbare capaciteit (die ruimer kan zijn dan de minimum eis) moet worden megedeeld. Deze beschikbare capaciteit beschrijft het Q-P-profiel van de PPM.



Figuur 7: Reactieve vermogenscapaciteit voor PPM's van type B