



# **CONSULTATION PUBLIQUE : SEUILS DE PUISSANCE MAXIMALE APPLICABLES AUX UNITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE DE TYPES B, C ET D**

**Elia – Proposition du GRT en vertu de l'Art. 5(3) du NC RfG**

**Période de consultation: du 19 mai au 20 juin 2017**

Mai 2017

## TABLE DES MATIERES

<b>Table des matières</b> .....	<b>2</b>
<b>1. Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>2. Contexte</b> .....	<b>4</b>
<b>2.1. Historique</b> .....	<b>4</b>
2.1.1. Première itération SGU (fin 2015 – début 2016) .....	5
2.1.2. Discussions techniques par topic (début 2016 – début 2017) .....	5
2.1.3. Deuxième itération SGU (début 2017) .....	6
<b>2.2. Portée de la consultation publique</b> .....	<b>6</b>
<b>2.3. Coordination avec les GRT et les GRD adjacents</b> .....	<b>7</b>
<b>2.4. Poursuite du processus visant à déterminer les seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D</b> .....	<b>8</b>
<b>3. Solution technique et légale</b> .....	<b>9</b>
<b>4. Seuils de puissance maximale proposés pour déterminer le caractère significatif</b> .....	<b>11</b>
<b>4.1. Conditions relatives au choix des seuils de puissance maximale</b> .....	<b>13</b>
4.1.1. PGM ayant une $250\text{kW} \leq \text{PMAXCapacity} < 1\text{MW}$ .....	13
4.1.2. Autres conditions.....	14
<b>5. Justifications du choix des seuils de puissance maximale</b> .....	<b>14</b>
<b>5.1. Cadre législatif existant</b> .....	<b>14</b>
<b>5.2. Évolution attendue du mix énergétique</b> .....	<b>15</b>
<b>5.3. Seuil pour les PGM de type B = 0,25 MW (valeur maximale admissible = 1 MW)</b> 17	
5.3.1. PGM de type B ayant une $250\text{kW} \leq \text{PMAXCapacity} < 1\text{MW}$ .....	19
5.3.1.1. Reconstitution du réseau – Art. 14(4) .....	20
5.3.1.2. Communication et échange d'informations – Art. 14(5).d .....	20
5.3.1.3. Autres exigences relatives à la gestion du réseau (art. 14(5).a&b&c), aux notifications opérationnelles (art. 31 et 32) et à la conformité (art. 44, 47, 50 et 54).....	22
<b>5.4. Seuil pour les PGM de type C = 25 MW (valeur maximale admissible = 50 MW)</b> .	<b>22</b>
<b>5.5. Seuil pour les PGM de type D = 75 MW (valeur maximale admissible = 75 MW)</b> .	<b>23</b>
5.5.1. PGM de type D inférieures à 25 MW .....	23
<b>5.6. Comparaison avec les GRT voisins</b> .....	<b>24</b>
<b>6. Questions explicites posées aux acteurs de marché dans le cadre de la présente consultation publique</b> .....	<b>27</b>
<b>Annexe I – Exigences du NC RfG concernant les générateurs de types A, B, C et D</b> .....	<b>30</b>
<b>Annexe II – Proposition actualisée concernant la capacité réactive et le contrôle de la tension des PGM de type B</b> .....	<b>32</b>

## 1. Introduction

La présente consultation publique concerne la proposition relative aux seuils de puissance maximale des unités de production d'électricité de types B, C et D, comme défini dans le Code de réseau sur les exigences applicables aux installations de production d'électricité (NC RfG)<sup>1</sup> à l'article 5. Elle vise, en outre, à satisfaire à l'obligation imposée au gestionnaire de réseau de transport compétent, Elia, d'organiser une consultation publique en la matière, comme le prévoit l'article 5(3) du NC RfG.

Par le biais de la présente consultation publique, Elia souhaite donner à tous les stakeholders l'occasion de répondre à sa proposition. Comme précisé à la section 2.1, les stakeholders ont pu faire part de leurs observations et de leurs réactions quant aux propositions antérieures sur le sujet, lors de plusieurs réunions et par des contributions écrites dans le cadre du Users' Group d'Elia.

Les stakeholders peuvent réagir librement au contenu du présent document, mais Elia a également posé un certain nombre de questions spécifiques pour lesquelles un retour des stakeholders serait apprécié. Ces questions sont formulées à la section 6.

Toutes les réactions reçues durant la présente consultation publique seront publiées au terme de celle-ci, à l'exception de celles pour lesquelles le répondant a expressément signalé le caractère confidentiel de sa réponse. Le cas échéant, le répondant est invité à préciser si seul le contenu de sa réaction est jugé confidentiel et/ou si son nom est aussi confidentiel (anonyme). Néanmoins, Elia communiquera l'ensemble des réactions en toute transparence, y compris les réponses confidentielles (et/ou anonymes), aux autorités compétentes.

La consultation durera un mois, conformément à l'article 10(1) du NC RfG . La période de consultation débutera le 19 mai et s'achèvera le 20 juin 2017, 18h00.

Les réactions peuvent être transmises à Elia au moyen du formulaire présent sur le site web, accessible via le lien suivant : <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/Consultation-publique>

À l'issue de la période de consultation, Elia compilera toutes les observations reçues et un rapport de consultation contenant sa position à l'égard des réponses obtenues sera préparé et publié. Toutes les réactions relatives à des aspects dépassant la finalité de la présente consultation publique ne seront pas prises en compte. Comme le dispose l'article 10(2) du NC RfG, Elia prendra dûment en considération les observations des stakeholders exprimées lors de cette consultation publique.

La suite du présent document est structurée comme suit. La section 2 décrit le cadre de cette publication, à savoir le contexte, l'objectif, les aspects relatifs à la coordination et les prochaines étapes. La section 3 aborde le lien entre la solution technique et une solution légale. Quant à la section 4, elle détaille la proposition de seuils de puissance maximale

---

<sup>1</sup> Règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=FR>

applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D, tandis que la section 5 énonce les arguments étayant cette proposition. Enfin, la section 6 contient une série de questions concrètes pour lesquelles Elia souhaite obtenir un retour grâce à la présente consultation publique.

## 2. Contexte

### 2.1. Historique

Au second semestre de 2015, Elia a initié, avec le soutien du Service Public Fédéral en charge de l'Énergie (SPF Énergie) et par le biais du Users' Group, un processus de discussion sur la mise en œuvre des codes de réseau européens en Belgique.

Bien que l'initiative soit particulièrement axée sur le niveau fédéral, Elia a toujours envisagé une approche qui inclue également les aspects relevant, en Belgique, de compétences régionales. Par ailleurs, Elia poursuit aussi l'objectif visant à parvenir à un cadre cohérent et homogène à tous les échelons et dans toutes les régions.

La Task Force « Implementation Network Codes » a été créée à la fin de l'année 2015 par le Users' Group, en tant que sous-groupe du groupe de travail « Belgian Grid », dans le but de constituer une plateforme d'analyse et d'échange d'idées concernant l'application des codes de réseau européens dans le contexte belge. Les discussions menées au sein de cette Task Force étaient orientées sur le « contenu », et non sur la manière dont les analyses techniques devaient être prises en compte dans les documents législatifs, contractuels et/ou réglementaires.

Les réunions de la Task Force étaient ouvertes à toutes les parties intéressées. Les membres de la Task Force « Implementation Network Codes » étaient des représentants des organismes suivants :

- BGA (« Belgian Generator Associations », regroupant BOP, COGEN Vlaanderen, EDORA, FEBEG et ODE)
- Febeliec (consommateurs d'énergie et CDS)
- Service public fédéral énergie (SPF)
- Régulateur fédéral (CREG)
- Régulateurs régionaux (Brugel, CWaPE, VREG)
- Synergrid
- Fabricants d'équipement
- Elia

Le programme et les thématiques de la Task Force « Implementation Network Codes » ont été définis par le groupe de travail « Belgian Grid » et, depuis sa création, son président a, à chaque réunion, informé ce dernier de l'état d'avancement des travaux.

Topics	Task Force Implementation NC sessions
1 <sup>st</sup> SGU Iteration	26/11/2015; 25/01/2016; 25/02/2016;
Special Workshop Genval	06/09/2016
2 <sup>nd</sup> 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

Tableau 1 : Sujets abordés et dates des sessions de la Task Force « Implementation Network Codes ».

Tableau 1 liste les sujets abordés et les dates des sessions de la Task Force « Implementation Network Codes ». Cette Task Force a entamé ses activités à la fin de l'année 2015 et les a poursuivies jusqu'en mars 2017. Après avoir réalisé une première itération sur les SGU<sup>2</sup>, les acteurs ont traité divers thèmes techniques pendant plusieurs sessions, avant de terminer par une seconde itération sur les SGU. Les procès-verbaux et les présentations de toutes les réunions peuvent être consultés dans la section du Users' Group du site web d'Elia<sup>3</sup>. L'histoire de ce Task Force est brièvement décrit ci-dessous:

### 2.1.1. Première itération SGU (fin 2015 – début 2016)

La Task Force a débuté ses travaux par une première itération concernant les « Significant Grid Users » (SGU), qui s'est déroulée entre fin 2015 et début 2016 et a abouti à un projet de proposition de seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité (ci-après dénommée PGM, 'Power Generating Module') de types B, C et D.

### 2.1.2. Discussions techniques par topic (début 2016 – début 2017)

La proposition de seuils de puissance maximale applicables aux PGM de types B, C et D, développée durant la première itération, a été utilisée comme une hypothèse établie, lors des discussions techniques, qui ont porté, en 2016 et au début de l'année 2017, sur différents sujets liés au code de réseau, tels qu'ils sont énoncés au Tableau 1.

<sup>2</sup> 'Significant Grid Users', comme défini par les Codes de Réseau européens

<sup>3</sup> Site web de la Task Force « Implementation Network Codes » : <http://www.elia.be/fr/users-group/belgian-grid/Task-Force-Implementation-nc>

À l'occasion de ces réunions, des experts techniques d'Elia et des membres de la Task Force ont présenté leur vision et leurs suggestions quant à la manière de satisfaire aux exigences exhaustives, mais surtout non exhaustives, pour chaque thématique. Le nombre de sessions par sujet était dépendant de la complexité du thème et de l'importance du débat entre les stakeholders.

L'objectif était de fournir, pour chaque point, une proposition concernant une série d'exigences qui soit comprise et, si possible, soutenue par tous les membres de la Task Force. Pour chaque thématique, Elia a soumis une proposition initiale, qui a été revue et adaptée, lorsqu'elle était jugée valable et applicable, après examen des commentaires des stakeholders. Outre les exposés durant les sessions de la Task Force, Elia a également transmis plusieurs annexes techniques aux membres de celle-ci, afin d'apporter des précisions ou de répondre à des questions spécifiques posées par les acteurs.

Un atelier « spécial » d'un jour a été organisé le 6 septembre 2016 en vue d'élaborer une synthèse provisoire des discussions techniques.

### **2.1.3. Deuxième itération SGU (début 2017)**

Compte tenu des conclusions des discussions techniques, la proposition relative aux limites ABCD a été réexaminée lors d'une deuxième itération sur les SGU, au premier trimestre 2017. En guise de contribution à cette seconde itération, Elia a préparé un résumé technique « Technical Summary » reprenant la proposition des seuils de puissance maximale, telle qu'elle existait, et en y associant plusieurs exigences, afin de relever, de manière cohérente et transparente, les principaux effets des seuils de puissance maximale. Tous les membres de la Task Force ont eu l'occasion de faire part de leurs commentaires et de leurs inquiétudes à propos de ce « Technical Summary » et des autres aspects discutés jusqu'alors.

Le résultat final de cette seconde itération fut une proposition amendée, rédigée après une évaluation approfondie de toutes les réactions émises au sein de la Task Force et tenant compte des inquiétudes soulevées par BGA, Febeliec et Synergrid et les problèmes liés aux réseaux fermés de distribution (ci-après dénommée CDS, 'Closed Distribution System') abordés entre Elia et Febeliec en mars 2017.

Tout au long du processus de travail de la Task Force, Elia a étroitement coordonné ses propositions concernant des sujets techniques – plus particulièrement les seuils de puissance maximale des PGM de types B, C et D – avec les GRD au sein de Synergrid et les a adaptées, lorsque c'était nécessaire, en fonction des besoins et des attentes de ceux-ci.

Il convient de souligner que l'approche décrite ci-dessus va clairement au-delà des exigences minimales d'implication des stakeholders imposées par le NC RfG.

## **2.2. Portée de la consultation publique**

La présente consultation publique entend satisfaire à l'exigence établie à l'article 5(3) du NC RfG, qui dispose qu'aux fins de l'élaboration des propositions relatives aux limites des différents types d'unités de production d'électricité, le GRT organise une consultation publique.

La portée de la consultation publique visée à l'article 5(3) du NC RfG est la proposition de seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D, telles que décrites à l'article 5(2) du NC RfG. La section 4 du présent document détaille cette proposition.

La proposition de ces seuils ne peut pas être dissociée des exigences techniques requises pour les installations concernées. Par ailleurs, les précédents échanges avec l'ensemble

des stakeholders (cf. section 2.1) ont permis d'identifier clairement les aspects particulièrement pertinents liés aux conditions techniques, en vue de proposer un ensemble raisonnable de seuils. Lors des divers débats avec les stakeholders, Elia a suffisamment défini les contours en la matière et a fourni, sur plusieurs points, des détails concernant ces exigences techniques.

Elia fait ainsi référence, dans la consultation, aux exigences techniques des PGM et présente un ensemble global (« package »), à savoir une solution technique couvrant à la fois les seuils et les aspects relatifs aux critères techniques.

La proposition soumise à la présente consultation publique et les réactions reçues à la suite de celle-ci seront prises en compte au moment de la détermination détaillée ultérieure des exigences techniques et de la préparation des demandes de dérogations.

### **2.3. Coordination avec les GRT et les GRD adjacents**

L'article. 5(3) du NC RfG indique qu'outre l'organisation d'une consultation publique, la proposition de seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D doit être coordonnée avec les GRT et les GRD adjacents.

Le règlement européen ne précise pas davantage la manière dont cette coordination doit être mise en place, ni le résultat concret auquel elle doit aboutir. Elia a interprété le besoin de coordination comme une nécessité de comprendre la situation et les propositions d'autres parties (GRT et GRD) et comme un moyen de discuter d'une possible harmonisation des points de vue.

Afin de proposer un ensemble raisonnable de seuils de puissance maximale, il est essentiel d'avoir une bonne compréhension du contexte et des contraintes de chaque pays et des GRD raccordés au réseau de transport.

La coordination requise avec les GRT adjacents n'implique toutefois pas l'obligation d'harmoniser totalement les seuils de puissance maximale. Le fait que le NC RfG ait expressément confié au niveau de décision national la détermination des seuils de puissance maximale dans une plage de valeurs possibles signifie qu'une harmonisation complète n'a pas été jugée nécessaire.

En fixant les degrés de liberté et plages dans lesquelles l'application nationale des codes peut se dérouler, le NC RfG a également déterminé de manière implicite le niveau d'harmonisation minimum à atteindre. Nonobstant cette interprétation, Elia considère que l'harmonisation serait bénéfique afin de promouvoir des conditions de concurrence équitables dans toute l'Europe, mais uniquement pour autant que soient pris en compte les contextes nationaux (potentiellement différents) et les contraintes techniques des réseaux de transport nationaux. La section 5.6 analyse de façon plus approfondie l'actuelle proposition soumise à consultation dans le cadre plus large des GRT adjacents.

La nécessité d'instaurer une coordination avec les GRD adjacents était particulièrement grande et, dès le début du processus, Elia a organisé une concertation au sein de Synergrid avec les GRD<sup>4</sup> raccordés à son réseau. Lors des échanges précédemment

---

<sup>4</sup> Tout au long de ce document, les abréviations « GRD » réfèrent aux GRD "publiques". Chaque fois que des opérateurs de réseaux de distribution fermés sont désignés, cela est explicitement indiqué. Cependant, chaque fois que "gestionnaire de réseau compétent" est utilisé comme terme, cela peut, selon le contexte technique, se référer au(x) gestionnaire de réseau (s) de transport, de distribution et / ou de réseau fermé de distribution..

menés avec les stakeholders (cf. section 2.1), les résultats de l'harmonisation au niveau de Synergrid ont été soulignés. La proposition de limites actuellement examinée a déjà été discutée à l'échelle de Synergrid et les réactions reçues ont également été intégrées. De plus, la proposition formulée à la section 4 bénéficie du soutien de tous les gestionnaires de réseau au sein de Synergrid. Outre l'obligation formelle de coordination avec les GRD, Elia et ces derniers estiment qu'une telle concertation est cruciale en vue de parvenir à une solution globale cohérente et homogène.

Par ailleurs, Elia a interprété l'article 5(3) du NC RfG, au sens large et a décidé de mettre aussi en place une coordination avec les gestionnaires de réseau fermé de distribution ('Closed Distribution System Operator' - CDSO). Les inquiétudes de ces derniers ont été entendues lors de plusieurs rencontres entre les stakeholders (cf. section 2.1) et la proposition énoncée à la section 4 vise à répondre au mieux à leurs préoccupations.

Elia est bien consciente que, d'un point de vue technique, le contexte des CDS est différent de celui d'un réseau « public » de distribution. Un réseau fermé de distribution traite avec des utilisateurs industriels et, sur le plan technique, ne diffère, en principe, pas d'une installation de consommation industrielle raccordée au réseau de transport. Comme elle l'a déjà précédemment déclaré, Elia s'engage à faire tout son possible – dans les limites du cadre légal – en vue de trouver des solutions pragmatiques s'adaptant à la réalité industrielle des CDS.

## **2.4. Poursuite du processus visant à déterminer les seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D**

La section 2.1 décrit le calendrier et la mise en place des première et deuxième itérations sur les SGU, organisées par la Task Force « Implementation Network Codes », préalablement à la présente consultation publique.

Comme mentionné ci-dessus, l'obligation imposée au GRT compétent de proposer des seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D est expliquée à l'article 5(3) du NC RfG. Cependant, cette norme ne précise pas à quel moment ces seuils de puissance maximale doivent être soumis aux autorités compétentes. Il est dès lors suggéré de respecter le même délai que celui indiqué à l'article 7(4) du NC RfG pour la proposition des exigences d'application générale, à savoir deux ans à compter de l'entrée en vigueur du NC RfG.

Le 7 mars 2017, le SPF en charge de l'Énergie (SPF Énergie) a exposé, dans le cadre du WG Belgian Grid<sup>5</sup>, sa vision au sujet de la poursuite du processus de mise en œuvre des codes de réseau européens. À cette occasion, il a annoncé que la proposition définitive des seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de

---

<sup>5</sup> Présentation SPF Energie dans le WG Belgian Grid (en néerlandais) :

[http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD\\_Vision-for\\_FederalGridCode.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf)

PV de la réunion WG Belgian Grid du 7 mars 2017 :

[http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421\\_WG%20BG/20170307\\_PV\\_WGBG\\_FR\\_FINAL\\_WRITTEN-APPROVED.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421_WG%20BG/20170307_PV_WGBG_FR_FINAL_WRITTEN-APPROVED.pdf)



types B, C et D devait être soumise à l'autorité compétente, en même temps que la proposition relative aux exigences d'application générale (et la version en suivi des modifications d'un règlement technique fédéral amendé), deux ans après l'entrée en vigueur du NC RfG, soit pour le mois de mai 2018. Une consultation publique officielle doit être planifiée par Elia concernant tous les deliverables, avant la soumission finale. Par conséquent, à l'issue de la période de consultation sur les seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D, les réactions reçues seront examinées et prises en considération, mais la soumission officielle aux autorités compétentes de la proposition définitive en la matière n'aura lieu que le 17 mai 2018. Entre-temps, le résultat de la consultation publique sera intégré dans la proposition portant sur les exigences d'application générale.

Après la soumission finale aux autorités fédérales et régionales compétentes – qui est actuellement prévue en mai 2018 –, celles-ci définiront les seuils de puissance maximale. Au niveau fédéral, le SPF en charge de l'Énergie mise sur décembre 2018 comme échéance pour la prise d'une décision en la matière.

### 3. Solution technique et légale

Comme annoncé à la section 2.2, les seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D ne peuvent pas être étudiés indépendamment des exigences techniques requises par ces installations. Dès lors, la section 4 détaille une proposition de limites, en établissant le lien avec plusieurs critères techniques. La section 4.1, qui contient la justification de la proposition, renvoie ainsi aux aspects relatifs aux exigences techniques.

La proposition de seuils de puissance maximale parallèlement aux exigences requises en tant que composante de la solution technique devrait, toutefois, aussi tenir compte de la faisabilité légale. Une même solution technique peut, par exemple, être atteinte par différentes séries de seuils de puissance maximale combinées à diverses exigences techniques connexes, qui soit sont directement décrites dans le code de réseau, soit doivent être encouragées par des moyens légaux variés (tels que l'octroi de dérogations ou l'imposition d'exigences supplémentaires par des codes de réseau nationaux, des conventions, etc.). Plusieurs approches pourraient être envisagées : (i) proposer une limite plus élevée pour les seuils de puissance maximale et assortir celle-ci d'exigences techniques plus strictes au moyen de codes de réseau nationaux ou de conventions pour les (certaines) unités inférieures à cette limite, ou (ii) définir une limite plus basse en termes de seuils de puissance maximale et demander alors des dérogations pour les (certaines) unités excédant cette limite par le biais de la procédure élaborée dans le NC RfG.

La proposition énoncée à la section 4 intègre déjà un compromis entre des seuils de puissance maximale inférieurs ou supérieurs et les besoins qui en découlent en matière de moyens légaux pour l'application des critères techniques. Plus précisément, il est supposé d'être légalement plus indiqué de fixer une limite inférieure concernant les seuils de puissance maximale et de demander ensuite des dérogations pour les (quelques) unités dépassant cette limite, plutôt que d'adopter la première approche mentionnée ci-dessus, qui consiste à proposer une limite plus élevée et à la compléter par des exigences techniques plus strictes. Bien entendu, la même solution technique est recherchée dans les deux approches et la recommandation visant à préférer la seconde option devrait plutôt être interprétée comme un choix de mise en œuvre légale.

Le raisonnement légal sous-jacent est le suivant : en prévoyant des exigences pour un certain type d'utilisateurs du réseau, le NC RfG harmonise les éléments considérés comme indispensables au niveau européen pour l'application de ladite exigence. On peut donc

supposer qu'il n'est pas jugé nécessaire d'appliquer ces exigences à d'autres types d'utilisateurs du réseau. De façon générale, si le NC RfG introduit des exigences spécifiques, par exemple pour le type B, cela signifie, fondamentalement, que requérir les mêmes exigences pour une PGM de type A ne serait pas conforme au NC RfG. L'extension, à une catégorie inférieure, d'exigences de raccordement liées à une catégorie supérieure de PGM (par ex. des critères propres au type B étendus au type A) pourrait, en effet, uniquement être admise si (1) elle était parfaitement compatible avec les conditions applicables à la catégorie concernée conformément aux types PGM conformément au NC RfG, (2) autorisée par les objectifs relatifs aux exigences techniques, formulés dans les considérants du NC RfG, et par les exigences spécifiques, et (3) qu'il est démontré qu'une telle disposition n'influence pas les échanges transfrontaliers, à moins qu'il ne soit prouvé que la mesure au niveau national ne vise qu'à détailler l'exigence énoncée dans le NC RfG. Elia estime que le respect de ces conditions légales – dans le cas de la première approche détaillée ci-dessus – est très difficile voire impossible pour les aspects étudiés dans la proposition figurant à la section 4, en particulier parce que ces critères ne se limitent pas à une simple énumération des exigences existantes concernant les PGM de la catégorie inférieure (le type A dans l'exemple précité). Plusieurs exigences n'étant pas mentionnées, en tant que telles, dans le NC RfG pour la catégorie inférieure, il est difficile d'affirmer qu'elles n'influencent pas les échanges transfrontaliers, dans la mesure où ces répercussions ont été l'un des principes directeurs appliqués lors de la détermination des exigences de chaque type dans le NC RfG.

Par conséquent, Elia considère que l'approche consistant à demander des dérogations par le mécanisme élaboré dans le NC RfG est légalement plus indiquée. Il va de soi que le processus de dérogation requiert aussi plusieurs justifications qui doivent être soumises et, finalement, acceptées et approuvées par l'autorité de régulation concernée.

À l'instar de ce qui est décrit à la section 4, il est dès lors proposé d'assortir les seuils de puissance maximale de dérogations pour certaines exigences, permettant ainsi de mettre en œuvre la solution technique envisagée. Le cadre de ces dérogations est détaillé à l'article 63 du NC RfG. Bien entendu, Elia n'est pas compétente pour octroyer des dérogations, ni pour statuer sur des conventions réglementées (par ex. contrat de raccordement) ou d'autres exigences réglementées (par ex. codes de réseau, exigences C10/11). Néanmoins, Elia et les GRD s'engagent à prendre les mesures nécessaires pour introduire et défendre des demandes de dérogations et d'autres actes d'application légale obligatoires cités dans la proposition. Toute personne qui étudie la proposition faisant l'objet de la présente consultation publique doit être consciente de cette approche globale « package », dont le but est de parvenir à une solution technique, et ne pas examiner uniquement les seuils de puissance maximale définis à l'article 5 du NC RfG.

Enfin, il est important de garder à l'esprit la portée et les objectifs des codes de réseau Européen traitant du raccordement. En déterminant les exigences de raccordement pour les PGM qui sont nécessaires pour contribuer à la résolution des problèmes transfrontaliers<sup>6</sup>, le NC RfG s'assure la disponibilité des moyens et capacités techniques

---

<sup>6</sup> Règlement (CE) 714/2009 article 8(7) déclare que «Les codes de réseau sont élaborés pour des questions transfrontalières ayant trait au réseau et à l'intégration du marché et sont sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers. »

En outre, le préambule (2) du NC RfG déclare que «Les exigences qui contribuent à assurer, à maintenir et à restaurer la sûreté du réseau afin de faciliter le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité au sein des zones synchrones et entre

nécessaires pour exploiter le système électrique européen de manière sûre, Il est clair que les exigences du NC RfG s'appliquent également aux installations raccordées aux réseaux de distribution, qui accueilleront une partie très importante de la nouvelle capacité de production (surtout des PGM de types A et B). Ceci soutient le besoin de coordination avec les réseaux de distribution pour la mise en œuvre de ces exigences.

En outre, les exigences de raccordement définissent les capacités techniques minimales nécessaires pour se conformer aux règles de raccordement. Lors du processus de vérification de la conformité aux règles de raccordement, il est considéré de grande importance pour les gestionnaires de réseau compétents d'identifier la disponibilité de toute capacité technique allant au-delà de ces exigences minimales. En effet, la connaissance de ces capacités techniques permettrait aux gestionnaires de réseau de prendre des décisions optimales de la manière la plus appropriée au bénéfice de l'intérêt général.

#### 4. Seuils de puissance maximale proposés pour déterminer le caractère significatif

Conformément à l'article 5 du NC RfG, Elia mène une consultation sur le choix de seuils de puissance maximale en vue de déterminer les catégories :

- Type A
  - $0,8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 0,25 MW$  et  $V_{cp} < 110kV$
- Type B
  - $0,25 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$  et  $V_{cp} < 110kV$
- Type C
  - $25MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 75MW$  et  $V_{cp} < 110kV$
- Type D
  - $75MW \leq P_{MAX}^{Capacity}$  ou
  - $0,8kW \leq P_{MAX}^{Capacity}$  et  $V_{cp} \geq 110kV$

où  $P_{MAX}^{Capacity}$  est la puissance (installée) maximale des unités de production d'électricité et  $V_{cp}$  est le niveau de tension au point de raccordement.

Les paramètres de détermination du caractère significatif sont illustrés par le graphique de la Figure 1 ci-dessous.

ces zones, et de parvenir à l'efficacité en termes de coûts, devraient être considérées comme des questions transfrontalières liées aux réseaux et comme des questions liées à l'intégration du marché. »

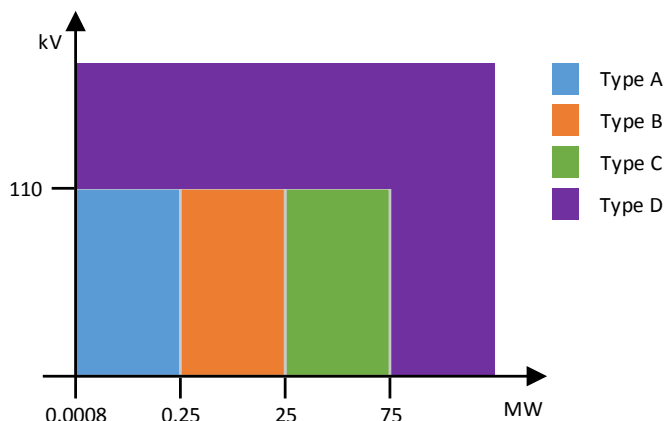


Figure 1 : Représentation graphique des seuils de puissance maximale proposés

Cependant, Elia suggère d'adapter les exigences relatives aux unités de production d'électricité ayant une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV, afin de refléter la particularité de l'unité de production d'électricité de même taille dont la tension au point de raccordement est inférieure ou égale à 110 kV. La justification motivant ce choix est expliquée à la section 1. Les exigences seront modifiées au moyen d'une dérogation.

En particulier, les exigences proposées sont les suivantes :

- Les PGM de type D ayant une  $0,8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 0,25 MW$  respecteront les mêmes exigences que les unités de production d'électricité de type A.
- Les PGM de type D ayant une  $0,25 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$  respecteront les mêmes exigences que les PGM de type B.

Une représentation graphique des exigences ainsi attendues est donnée à la Figure 2 ci-dessous.

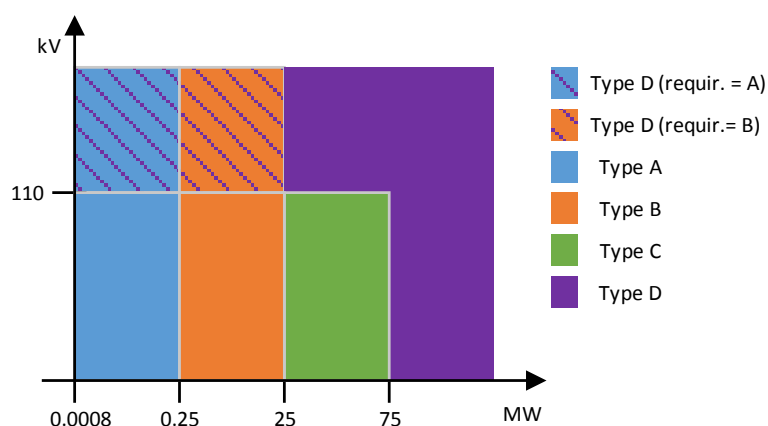


Figure 2 : Représentation graphique des exigences à respecter pour les PGM, selon les seuils de puissance maximale proposés, compte tenu des résultats du processus de dérogation prévu

#### 4.1. Conditions relatives au choix des seuils de puissance maximale

Les seuils proposés sont le résultat de plusieurs cycles d'ateliers et de discussions impliquant les stakeholders et sont présentés aux conditions expliquées dans la présente section.

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

Concernant les PGM ayant une  $250kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1MW$ , il existe une grande incertitude quant à la vitesse de croissance attendue à moyen et long terme. Dans la proposition, ces PGM relèvent du type B, mais ne devront pas respecter l'ensemble des exigences de cette catégorie. Par conséquent, la proposition formulée ci-dessous pour les dérogations relatives à ce groupe de PGM doit être envisagée dans le cadre de futures évolutions du mix énergétique et des besoins du réseau. Si, à la suite des changements de contexte ou à des évolutions, les besoins du réseau n'étaient plus suffisamment couverts, des exigences plus strictes pourraient être imposées ou des dérogations pourraient être abrogées (ou non prolongées), ou encore les seuils de puissance maximale pourraient être revus. Ce n'est que si une telle approche flexible est jugée acceptable qu'Elia et les GRD pourront consentir à solliciter des dérogations pour certaines exigences spécifiques et envisager de ne pas recourir, dans le future, à l'option qui consiste à demander rétroactivement de nouveaux investissements à des installations existantes, en vue de satisfaire aux besoins du système.

En particulier, il est proposé que les exigences suivantes soient soumises à des dérogations introduites par le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent (conformément à l'article 63 du NC RfG). Il est prévu de fixer la durée initiale de la dérogation à cinq ans. À l'expiration de cette période, la nécessité de la dérogation sera réévaluée.

- Robustesse
  - Art. 14(3).a&b – Tenue aux creux de tension (FRT)

- Art. 17(3). – Assurer le rétablissement de la puissance active après défaut (SPGM)
- Art. 20(2).b&c. – Assurer l'injection rapide d'un courant de défaut (PPM)
- Art. 20(3).a&b. – Assurer le rétablissement de la puissance active après défaut (PPM)

Elia compte sur le soutien de tous les stakeholders pour définir et défendre le processus de dérogation.

#### **4.1.2. Autres conditions**

Pour les unités de production d'électricité synchrones (SPGM) de type C, des exigences plus strictes que celles prévues par le NC RfG en matière de régulation de la tension seront nécessaires. Elia exigera des fonctions de régulateur automatique de tension (AVR), de limiteur de surexcitation (OEL), de limiteur de sous-excitation (UEL) et de stabilisateur de puissance (PSS). L'activation et le réglage de la fonction PSS sera nécessaire en fonction du point de raccordement, de la taille et de la caractéristique du SPGM. Cette approche est conforme aux documents d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux traitant du raccordement au réseau ('Implementation Guidance Document'), préparés et fournis par ENTSO-e, traitant des « Paramètres des exigences non exhaustives » qui recommande une implémentation spécifique pour chaque site de production de l'exigence de l'article 19(2).b.(v) du NC RfG.

Les exigences applicables aux réseaux fermés de distribution (CDS) seront alignées, dans la mesure du possible, sur celles des installations de consommation et des GRD.

## **5. Justifications du choix des seuils de puissance maximale**

Le choix des seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D a été obtenu en prenant en compte l'analyse du cadre législatif existant, l'évolution attendue du mix énergétique dans les prochaines années, les considérations relatives aux effets transfrontaliers et la coordination avec les pays voisins. Le présent chapitre expose le raisonnement fondamental et les justifications majeures du choix des seuils de puissance maximale. Les arguments énoncés intègrent les réactions émises par les stakeholders lors des discussions.

### **5.1. Cadre législatif existant**

Les réglementations fédérales et régionales ont été étudiées et comparées avec les plages de seuils proposées dans le NC RfG. Cette analyse est résumée dans le Tableau 2.

Les seuils suggérés ont été définis de manière à respecter, autant que possible, le cadre législatif existant. Ce choix a été guidé par la volonté de ne pas bouleverser entièrement le système et – dans la mesure du possible et du raisonnable – de viser plutôt une évolution qu'une révolution. Néanmoins, étant donné que certaines exigences sont intrinsèquement nouvelles car liées au développement de technologies spécifiques et à la disponibilité sur le marché de fonctionnalités (par ex., tenue aux creux de tension), une correspondance parfaite aurait non seulement été impossible, mais aussi insuffisante pour couvrir les besoins changeants du système.

Le lien entre les exigences spécifiques belges antérieures à l'entrée en vigueur du NC RfG et celles relatives aux différentes catégories est précisé dans le reste du document, le cas échéant, pour chaque valeur de seuil.

## 5.2. Évolution attendue du mix énergétique

Le mix énergétique actuel en Belgique est présenté à la Figure 3 (a). Il est composé essentiellement (en ce qui concerne les valeurs en MW agrégées) de grands générateurs synchrones (SPGM) (équivalents au type D) raccordés au réseau GRT et d'un volume de MW relativement important de PGM de types A et B, raccordées au GRD. La tendance annoncée d'une hausse de la production d'énergie renouvelable indique, d'une part, une évolution vers une augmentation de la production des PPM de type D, principalement en mer, et, d'autre part, une forte croissance de la production des PPM de type B raccordés au GRD, comme représenté à la Figure 3 (b).

Pour 2030 et au-delà, tous les scénarios européens des plans de développement du réseau à 10 ans ('Ten-Year-Network Development Plans' - TYNDP) prédisent pour la Belgique une tendance vers des grands parcs en mer et un nombre croissant de plus petites PGM raccordées au réseau GRD. L'augmentation du volume des PGM de types A, B et C confirme la nécessité d'instaurer des exigences plus strictes que celles en vigueur en Belgique pour ces catégories de PGM, en vue de pouvoir maintenir l'actuel niveau de qualité de service (fonctionnement sûr du réseau, qualité de l'approvisionnement [y compris sécurité d'approvisionnement]), faciliter l'accès au réseau et soutenir les objectifs nationaux et régionaux, ainsi que l'efficacité économique globale.

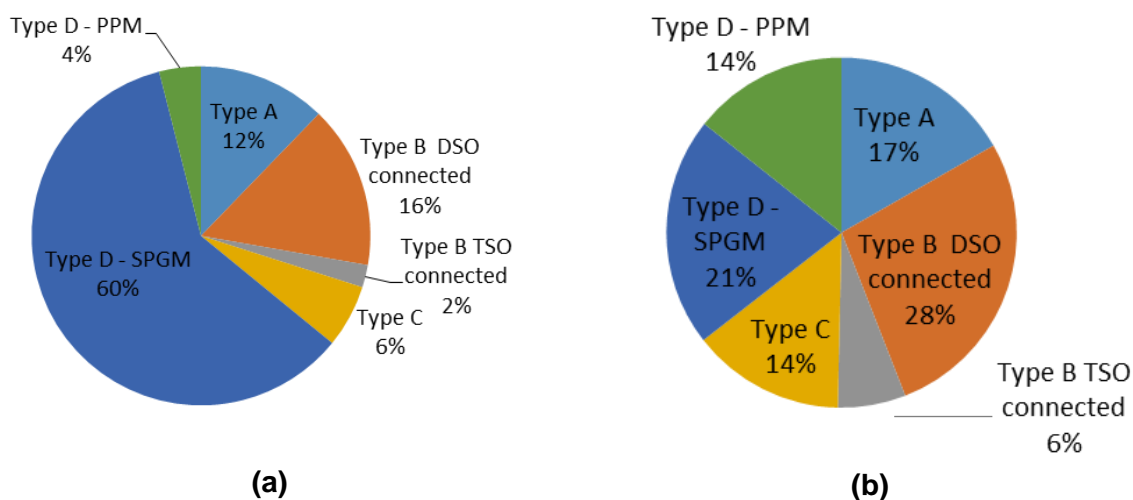


Figure 3 : Évolution actuelle en 2016 (a) et attendue (b) à l'horizon 2025 sur la base d'une hypothèse d'évolution limitée du mix énergétique en Belgique, par type de générateur selon la catégorisation proposée

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	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	
ARP Contract						X										X												X	
CIPU Contract						X																X							
Tariff methodology						X																X							X
Synergrid C10-11	X	X	X			X			X		X	X	X		X														

Tableau 2 : Comparaison des seuils existants en vertu du cadre légal belge en vigueur



### 5.3. Seuil pour les PGM de type B = 0,25 MW (valeur maximale admissible = 1 MW)

L'évolution actuelle et attendue du mix énergétique en Belgique indique que, typiquement, les grands générateurs synchrones thermiques contrôlables seront remplacés par des unités de production connectée par de l'électronique de puissance de plus petite taille fonctionnant à partir d'énergies renouvelables, la plupart d'entre elles relevant de la catégorie B.

De par leur nature, leur injection de puissance varie considérablement plus que celle des générateurs thermiques classiques. Cette variabilité rend, d'une part, le contrôle des flux d'électricité plus complexe et dynamique et requiert, d'autre part, une capacité de puissance réactive supplémentaire et un meilleur contrôle de ces PGM, en vue de maintenir des tensions correctes sur tout le réseau malgré ces fluctuations. Il est dès lors nécessaire de pouvoir contrôler à distance la puissance active et réactive, ainsi que de disposer de capacité réactive, afin d'exploiter le réseau en offrant, à l'avenir, la même qualité de service qu'aujourd'hui et de permettre au réseau de distribution (y compris les réseaux fermés de distribution) de satisfaire aux exigences imposées par le NC DCC<sup>7</sup> au niveau de l'interface transport/distribution.

Les exigences actuellement proposées<sup>8</sup> en matière de contrôlabilité sont conformes à ce qui existe déjà sur le marché et sont, sur de nombreux aspects, parmi les moins sévères des plages autorisées par le NC RfG.

En particulier pour les PGM types A et B, une évolution est attendue dans les normes internationales, en les rendant entièrement conformes aux codes réseaux européens et plus particulièrement au NC RfG. Une fois cette évolution atteinte et pour autant que ces normes couvrent suffisamment les besoins du système belge, elles seront adoptées via le cadre le plus approprié tandis que la conformité d'un PGM avec ces normes internationales permettra de satisfaire à la mise en œuvre belge du NC RfG, sans être confronté à de lourdes procédures.

En termes de capacité réactive et d'exigence de contrôle de la tension, Elia et les gestionnaires de réseau de distribution au sein de Synergrid ont pris en compte les commentaires formulés par la Belgian Generators Association (BGA) dans son document de position du 20/10/2016 relatif aux capacités de puissance réactive des PGM de type B entre 250 kW et 1 MW. Une proposition améliorée a été rédigée pour les PGM de type B sur la base de ces arguments. Celle-ci est présentée à l'Annexe II.

Une connaissance suffisante des caractéristiques des unités et de leur état de fonctionnement est nécessaire pour pouvoir correctement prédire et observer leur comportement en temps réel. Pour cette raison, les données relatives aux caractéristiques

---

<sup>7</sup> Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation,

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>

<sup>8</sup> Les dernières informations relatives aux exigences non exhaustives proposées pour chaque catégorie sont disponibles en ligne sur <http://www.elia.be/fr/users-group/belgian-grid/Task-Force-Implementation-nc/Sujets>. Les travaux sont toujours en cours en vue de définir les exigences de façon exhaustive, mais aucun changement majeur dans la discussion n'est attendu.

de l'installation et un échange d'informations opérationnel sont essentielles et seront requis pour les nouvelles PGM, bien qu'il n'y ait pas d'exigence rétroactive pour les PGM existantes, à moins que ceci puisse être obtenu pour les installations existantes à un coût additionnel nul ou réduit.

En cas d'événement entraînant de graves creux de tension et en l'absence de fonctionnalité LVRT suffisamment robuste, un grand nombre de ces PGM peuvent se déconnecter, ce qui peut dès lors provoquer un déséquilibre de la puissance, d'éventuelles surcharges avec des déclenchements en cascade, voire des conséquences plus graves encore, telles qu'un délestage local et régional de charges.

Les exigences présentées dans les différentes sessions de la Task Force concernant la fonctionnalité LVRT pour ce type d'unités de production d'électricité représentent le choix le moins strict en vertu des plages définies comme degrés de liberté pour la mise en œuvre nationale de l'exigence du NC RfG pour ce qui est de la tension résiduelle. Ce choix devrait faciliter la conformité en la matière et limiter les effets sur le coût des actifs.

Bon nombre de PGM de cette catégorie sont et seront à l'avenir connectée par de l'électronique de puissance (PPM). Normalement, cette technologie ne soutient pas la tension du réseau par l'injection rapide d'un courant de défaut pendant les creux de tension, ce qui dégrade d'avantage le profil global de tension. Etant donné que ces PPM remplaceront de plus en plus les SPGM, qui contribuent au bon soutien de la tension, renforce cet effet. Cette baisse de soutien de la tension augmente la proportion du réseau impactée par un creux de tension et, par conséquent, le nombre de PGM susceptibles d'être déconnectées.

Dès lors, en ce qui concerne les PPM, il est recommandé d'inclure une capacité de soutien actif de la tension par l'injection rapide d'un courant de défaut pendant les creux de tension et d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut.. Une telle fonctionnalité ne sera pas requise pour tous les PPM, car elle est liée aux caractéristiques du réseau au point de raccordement. Ses caractéristiques et son activation seront convenues avec le GRT compétent lors de la procédure de raccordement et devraient être conformes aux possibilités disponibles sur le marché et au document d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux traitant du raccordement au réseau ('Implementation Guidance Document'), préparés et fournis par ENTSO-e traitant de « l'injection rapide d'un courant de défaut ».

Pendant de graves perturbations ou en cas de reconstruction du réseau, une reconnexion automatique non contrôlée de PGM peut mettre en danger et compromettre le processus déjà délicat de gestion du système dans des situations anormales. La reconnexion automatique de ces PGM devrait être décidée en concertation avec le GRT compétent et ne devrait pas avoir d'incidence sur le coût des installations.

Certaines des exigences susmentionnées, telles que le contrôle de la tension pour les PGM dont la puissance maximale est inférieure à 25 MW, ne figuraient pas dans le cadre légal en vigueur. L'introduction d'une telle exigence est justifiée par l'évolution actuelle et future du mix énergétique belge, par l'expérience d'autres GRT ayant rencontré des problèmes similaires engendrant un risque élevé d'incidence transfrontalière, par ex. en cas de creux de tension soudains.

En vue de simplifier le processus de mise en conformité, Elia est disposée à accepter, pour la caractéristique FRT des PPM de type B et, éventuellement, d'autres exigences, des attestations de conformité ou des simulations, au lieu d'essais spécifiques. Ce choix facilitera considérablement le processus en la matière.

### 5.3.1. PGM de type B ayant une $250\text{kW} \leq P_{\text{MAX}}^{\text{Capacity}} < 1\text{MW}$

La décision de déroger à certaines exigences applicables aux PGM dont la puissance maximale est comprise entre 250 kW et 1 MW est motivée par l'incidence relativement grande de ces exigences sur le coût de l'actif, la disponibilité des fonctions requises et l'effet bénéfique limité au niveau du système.

Comme expliqué à la section 3, les exigences relatives à la robustesse feront l'objet de dérogations.

En raison de l'évolution attendue du mix énergétique (de presque 100 % de PGM de type D à 50 % de PGM de type B), les PGM de type B sont de plus en plus importantes pour garantir la stabilité de la tension sur le réseau. Par conséquent, il convient, idéalement, de requérir de grandes capacités de puissance réactive, dans le cadre des codes de réseau européens, en vue de relever les défis futurs de gestion de la puissance réactive et de contrôle de la tension.

La qualité de puissance et la gestion de la tension est étroitement liée à la capacité des GRT et des GRD à gérer les flux de puissance réactive.

Lorsque les sources d'énergie renouvelables (RES) raccordées au réseau de distribution sont au maximum de leur capacité de production et qu'au même moment, la consommation est faible, le profil de tension au sein du réseau de distribution et du réseau de transport ne peut pas être géré sans assurer un équilibre approprié des puissances réactives.

C'est la raison pour laquelle, dans le NC DCC, il est exigé que, le cas échéant, l'équilibre de la puissance réactive de chaque GRD soit gérée localement afin d'éviter l'effet en cascade de la gestion de la puissance réactive dans le réseau de transport.

Au vu des caractéristiques propres aux RES, il est plutôt recommandé de disposer de capacités de modulation de puissance réactive dispersées, que de les concentrer uniquement sur des équipements de taille plus importante.

Les capacités requises devraient, bien entendu, être raisonnables et sont dès lors alignées sur la proposition de la Belgian Generators Association (BGA) (cf. paragraphe précédent et Annexe II), c'est pourquoi il n'est pas jugé nécessaire d'accorder une dérogation.

Concernant la robustesse, des études ont montré que, compte tenu des scénarios de développement de production actuels, la différence de volume de production à risque en cas de creux de tension est limitée si les PGM de type B de moins d'1 MW ne satisfont pas aux exigences de FRT des PGM de type B. L'instauration d'une telle exigence pour ces PGM pourrait, en l'état actuel de la technologie, avoir des répercussions non négligeables sur les coûts des actifs et pourrait empêcher certaines technologies spécifiques, comme les petites centrales de cogénération ou les générateurs asynchrones, d'accéder au marché belge. Comme indiqué ci-dessus, si les PGM ont une capacité excédant les exigences minimales (par ex., profil LVRT plus large), le gestionnaire de réseau compétent doit en être informé (et le régime de protection devra être activé en conséquence).

A cause de ces répercussions une dérogation de ces FRT exigences mentionné dans l'article 15(3)a&b du NC RfG est proposé. En plus, comme décrit en section 4.1.1. il est aussi proposé de dévier des exigences décrit dans les articles 17(3), 20(2)b&c and 20(3)a&b. Les autres exigences applicables à ce type de PGM ne feront pas l'objet de dérogations : les motivations de cette décision sont détaillées ci-dessous.

### 5.3.1.1. Reconstitution du réseau – Art. 14(4)

Durant la reconstitution du réseau, les GRD doivent augmenter le prélèvement dans un poste en ajoutant la quantité convenue d'électricité (demandée par le GRT), par la reconnexion de départs. Les GRD doivent s'assurer que la quantité d'électricité n'excède pas la marge définie en concertation avec le GRT, y compris lors de la reconnexion des départs auxquels les PGM décentralisées sont raccordées. En attendant la reconnexion de nouveaux départs, les GRD doivent veiller à ce que le prélèvement dans un poste ne varie pas fortement ; de telles fluctuations peuvent survenir en cas de présence de production décentralisée d'énergies renouvelables sur le départ. Cette exigence est dès lors nécessaire pour permettre la reconstitution d'un réseau ayant un niveau élevé d'intégration de la production décentralisée, comme c'est déjà le cas en Belgique.

### 5.3.1.2. Communication et échange d'informations – Art. 14(5).d

En raison de la nature intermittente des sources d'énergie renouvelable (RES) décentralisées, les variations de tension sur le réseau MT peuvent devenir plus fortes (amplitude) et plus fréquentes que celles observées par le passé.

Les Figures 4 et 5 illustrent le phénomène.

Situation « classique » (sans production décentralisée) : le régulateur HT/MT permet de limiter la MT à + ou - 3 % de la tension de consigne.

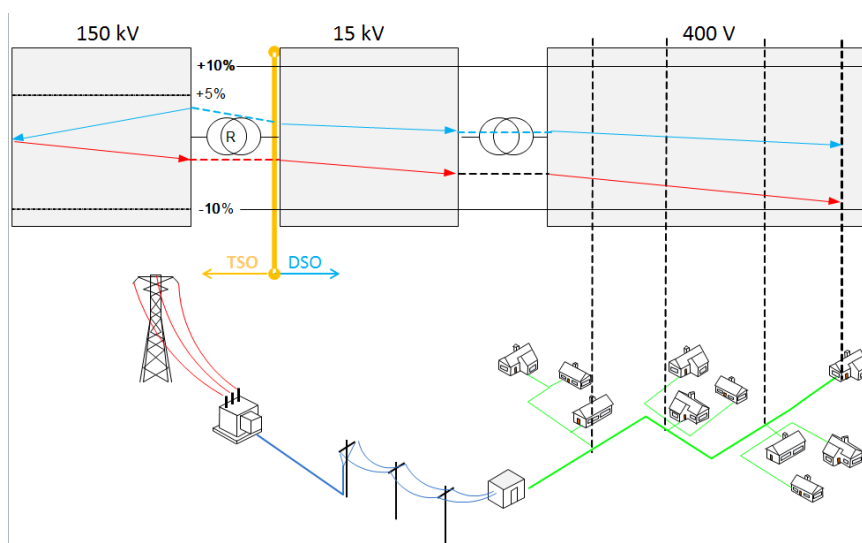


Figure 4 : Représentation graphique et profil de tension d'une situation 'classique' (sans production distribuée)

Avec l'arrivée de la production décentralisée : les RES raccordées au réseau MT augmentent le risque de problèmes de BT dus aux hausses de tension à proximité d'une PGM.

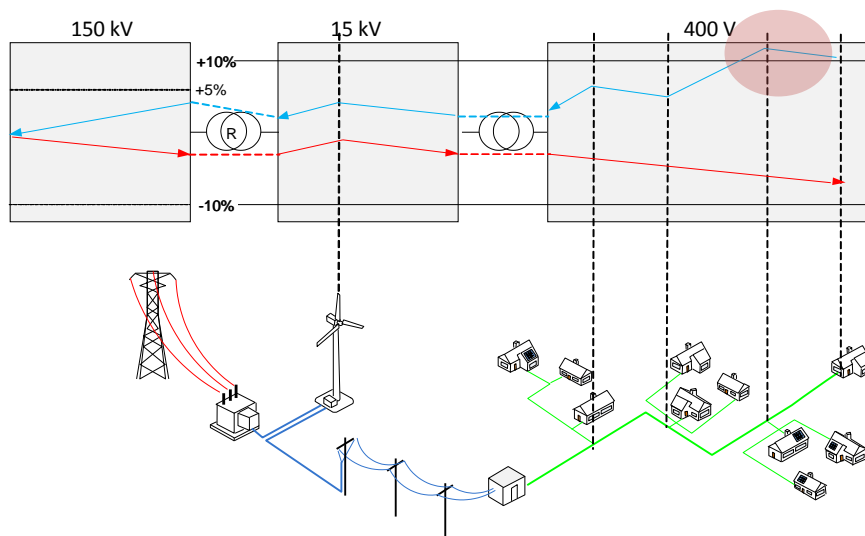


Figure 5 : Représentation graphique et profil de tension d'une situation avec génération distribuée

Il va de soi que les utilisateurs du réseau (MT, mais aussi BT pour lesquels le niveau de tension est influencé par les variations de la MT) ne peuvent pas être désavantagés et que la qualité du produit (dont la tension est l'un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la norme EN 50160).

Au vu de ce qui précède, il est dès lors essentiel que les GRD possèdent une meilleure connaissance des flux de puissance du réseau MT et qu'ils puissent les prédire. Par conséquent, il convient de :

- disposer des informations sur la quantité de kW & kVAR produite ;
- augmenter le nombre de capteurs et d'appareils de mesure sur le réseau MT ;
- utiliser des outils permettant de prévoir ces flux de puissance (au moyen d'un système d'estimation d'état).

Ce n'est qu'alors que les GRD seront en mesure d'anticiper ces flux de puissance et d'y préparer le réseau, afin de faciliter la gestion active de la structure du réseau, par ex., en simplifiant le transfert de charges d'un poste de transformation à un autre, en estimant plus précisément les capacités d'injection disponible.

Par ailleurs, comme l'impose le règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, pour leurs zones de réglage, les GRT fournissent à ENTSO-E les informations suivantes après calcul : art. 16 b) la production agrégée par unité de temps du marché et par type de production. Ces informations sont publiées au plus tard une heure après la période d'activité.

Pour l'instant, le GRT reçoit déjà ces données de la part des GRD pour les grandes unités de production (à partir de 1 MW) et émet des hypothèses pour les unités plus petites. Le fait de disposer des informations relatives à l'électricité produite pour les unités comprises entre 250 kW et 1 MW améliorera la qualité de cette publication et aidera également le GRT et, dès lors, l'ensemble du marché, à mieux estimer et prévoir la part des RES dans

la production. Cet aspect deviendra plus important avec la croissance potentielle de cette catégorie d'unités de production.

#### **5.3.1.3. Autres exigences relatives à la gestion du réseau (art. 14(5).a&b&c), aux notifications opérationnelles (art. 31 et 32) et à la conformité (art. 44, 47, 50 et 54)**

Il est considéré que ces dernières exigences ont une incidence limitée sur les coûts, étant donné qu'elles ne nécessitent aucun investissement supplémentaire en actifs, mais uniquement un coût pour le traitement d'informations déjà existantes.

En ce qui concerne les schémas de protection électrique et les réglages s'y afférents, les GRD exigent depuis plusieurs années déjà, lors du processus de raccordement, de recevoir les schémas de protection électrique et définissent des valeurs pour la protection des réseaux locaux. Il s'agit d'un des aspects à respecter dans l'ensemble des deliverables en vue d'obtenir un raccordement au réseau de distribution, non seulement pour les générateurs compris entre 250 kW et 1 MW, mais aussi pour ceux dépassant 10 kW.

Quant à la vérification de la conformité (article 41 du NC RfG) des unités de type B, le gestionnaire de réseau compétent aura le droit de demander au propriétaire de l'installation de production d'électricité de réaliser des essais et des simulations de conformité. Bien entendu, ce droit sera exercé en recourant à la solution la moins coûteuse, notamment et dans la mesure du raisonnable, en recourant à des attestations de conformité et des procédures générales de test (en usine).

### **5.4. Seuil pour les PGM de type C = 25 MW (valeur maximale admissible = 50 MW)**

Les PGM dont la puissance maximale est supérieure à 25 MW sont supposées contribuer à la stabilité du système électrique dans des situations exceptionnelles (par ex. soutien de tension lors de creux de tension), mais aussi, en cas de fonctionnement normal, au contrôle et au soutien du système, avec une implication plus grande que les PGM de type B.

Au vu de l'évolution attendue du mix énergétique, un volume croissant de PGM classiques contrôlables sera remplacé par des RES, dont le contrôle est intrinsèquement plus complexe ou limité. Cette évolution pourra provoquer des difficultés dans certaines situations ou à certains moments, lorsque les PGM classiques restantes devront compenser ce manque de capacité de contrôle, en particulier en ce qui concerne la fréquence et la tension.

La fiabilité du contrôle de la tension est primordiale en cas d'utilisation à grande échelle. Par conséquent, les SPGM de type C devront également respecter les exigences relatives aux SPGM de type D en termes de fonction de contrôle de la tension, notamment les AVR, OEL et UEL. En outre, la tendance d'avoir de plus en plus de production (PPM) et des charges (tels que des machines tournantes domestiques ou industrielles à haut rendement) connectée par de l'électronique de puissance réduira drastiquement l'inertie totale du système et affectera sa répartition. Cela aura pour conséquence une réduction des moyens d'amortir les oscillations d'une manière naturelle (telles que des charges rotatives connectées en AC et des gros générateurs synchrones). Pour cette raison, des moyens additionnels d'amortir les oscillations d'une manière active sont demandés, via la présence d'une fonction PSS dans le système de contrôle de la tension des SPGM.

Cette exigence est conforme aux exigences imposées aux PGM de cette taille par le cadre légal belge actuel.

N'étant pas jugée nécessaire, l'exigence non obligatoire d'inertie synthétique pour les PPM de cette catégorie ne sera pas déjà requise. Un tel choix allège le processus de conformité et réduit les répercussions sur le coût de l'installation, mais pourrait évoluer à l'avenir. Elia suivra la recommandation proposée dans le document d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux traitant du raccordement au réseau ('Implementation Guidance Document'), préparés et fournis par ENTSO-e traitant de « l'inertie synthétique et à la forte pénétration de production non synchrone ».

Le profil FRT du type C est identique à celui du type B. L'exigence FRT proposée pour les PGM de type C est moins sévère que celle imposée par le cadre légal belge en vigueur.

En tenant compte du fait que, pour les SPGM, les puissances installées agrégées par site ne seront pas prises en considération pour classer les PGM (sauf dans le cas d'un ensemble indivisible d'installations), le seuil suggéré pour le type C mène à une exigence moins stricte que celle requise par le cadre légal actuellement en vigueur en Belgique.

La vérification de la conformité des fonctions de régulation au moyen de simulations et, éventuellement, d'essais est fondamentale pour garantir le fonctionnement sûr du système électrique et éviter de devoir utiliser un seuil inférieur à 25 MW.

Le principal critère appliqué pour le choix de ce seuil de 25 MW est l'harmonisation des législations actuelles tant fédérales que régionales. À titre d'exemple, les PGM supérieures à 25 MW sont considérées comme « réglantes » à la fois dans le Règlement technique fédéral (art. 68) que dans le Règlement technique régional flamand (art. III.3.2.6 du Technisch Reglement Plaatselijk Vervoersnet). Les exigences actuelles pour cette catégorie d'unités de production d'électricité sont conformes à celles du NC RfG.

## **5.5. Seuil pour les PGM de type D = 75 MW (valeur maximale admissible = 75 MW)**

Outre les arguments clés énoncés ci-dessus, le choix du seuil pour les PGM de type D est fondé sur le fait que, comme il s'agit de grandes PGM habituellement raccordées aux niveaux de tension les plus élevés, il est considéré qu'elles doivent contribuer fortement au maintien de la stabilité du système, en contrôlant la tension et sa fréquence.

La tenue aux creux de tension est aussi un élément essentiel pour ces PGM, étant donné qu'elles sont raccordées aux niveaux de tension les plus élevés et qu'elles sont « électriquement proches » des réseaux voisins, ce qui entraîne une importante incidence transfrontalière. Les exigences relatives à la tenue aux creux de tension sont plus strictes que celles applicables aux PGM de types B et C. Toutefois, les conditions proposées en la matière pour ce type de PGM sont conformes à celles figurant dans l'actuel cadre légal belge (cf. art. 64 du Règlement technique fédéral) au sujet de la tension résiduelle et de la durée du premier creux de tension.

Par ailleurs, les plages de tension dans lesquelles ces PGM doivent pouvoir fonctionner, le système de contrôle de la tension et les capacités des unités sont plus strictes que ceux des PGM de types A, B et C.

Le seuil applicable aux PGM de type D a été aligné sur la valeur maximale admissible établie dans le NC RfG, dans la mesure où il est considéré comme suffisant par rapport aux besoins actuels et futurs du réseau belge.

### **5.5.1. PGM de type D inférieures à 25 MW**

Les petites PGM, d'une puissance inférieure à 25 MW, raccordées à des niveaux de tension supérieurs à 110 kV, vont supporter, proportionnellement, des coûts

supplémentaires élevés pour leur mise en conformité aux prescriptions propres au type D, si l'on considère leur coût plutôt faible comparé aux plus grandes PGM de la même catégorie.

Étant donné le volume agrégé attendu pour des telles installations, Elia estime que les avantages pour le réseau d'appliquer les exigences du type D à ces PGM sont limités.

Elia propose d'adapter les exigences de cette catégorie de PGM afin de refléter celles applicables aux PGM de même taille raccordées à des niveaux de tension inférieurs à 110 kV. Autrement dit, les PGM de type D comprises entre 0,25 MW et 25 MW seraient ainsi soumises aux exigences relatives au type B, tandis que les PGM inférieures à 0,25 MW suivraient celles du type A.

En revanche, les PGM de type D comprises entre 25 MW et 75 MW raccordées à des niveaux de tension supérieurs à 110 kV relèveront toujours du type D. Ce choix s'explique par le fait que ces PGM représentent d'ores et déjà un grand volume, qui devrait encore augmenter à l'avenir. De plus, vue la proximité de leur pont de raccordement avec les niveaux de tension les plus élevés, leur incidence transfrontalière est plus importante. Enfin, la conformité est plus simplifiée puisque elle doit être validée pour un raccordement à un réseau plus puissant, à savoir à un niveau de tension supérieur à 110 kV. Pour certaines exigences, telles que la FRT, un réseau de tension plus élevé au point de raccordement, ayant souvent une puissance de court-circuit plus élevée) peut fortement faciliter la conformité.

Elia demande le soutien des acteurs de marché en vue de définir et de défendre la dérogation nécessaire pour modifier les exigences applicables à cette catégorie de PGM (type D d'une puissance inférieure à 25 MW, comme PGM de type A et B).

## 5.6. Comparaison avec les GRT voisins

Un processus de discussion et de comparaison des seuils proposés a été lancé au sein d'ENTSO-e au moyen de réunions bilatérales et multilatérales avec les GRT voisins.

Plus particulièrement, Elia a mené des échanges avec RTE, TENNET BV, CREOS, TENNET GmbH, AMPRION et TransnetBW GmbH, respectivement les GRT français, néerlandais, luxembourgeois et (une partie des) allemands.

L'objectif de ces rencontres consiste à coordonner les seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D, décrits à l'article 5(3) du NC RfG.

Les propositions actuelles des seuils de puissance maximale considérées par les différents GRT sont repris dans le tableau 3 ci-dessous.

Au moment de la rédaction du présent document de consultation, certains GRT (à savoir, les allemands et les français) étaient encore en discussion, c'est pourquoi ils ne sont cités qu'à titre informatif. CREOS étant, en ce qui concerne l'électricité, fortement interconnecté au réseau Allemand, envisage d'appliquer les mêmes seuils que celui-ci.

Les négociations ont porté principalement sur l'origine du choix des valeurs de seuil. Le fait que des seuils différents ont été fixés s'explique souvent par la différence de portefeuille en matière de production et par la recherche de cohérence entre les cadres légaux nationaux en vigueur. Les intentions de garantir le fonctionnement sûr et stable du réseau sont identiques dans tous les pays et passent par la responsabilisation, par exemple, en imposant des exigences de tenue aux creux de tension à un volume suffisant de puissance installée.

Le choix du seuil est aussi influencé par la structure du réseau et le développement actuel et attendu du parc de production.



Cet aspect est particulièrement visible quand on compare les propositions belge et française. Ces deux séries de seuils de puissance maximale sont pratiquement identiques, si l'on prend en compte l'évolution pour le seuil B. En l'occurrence, la seule différence minimale est le seuil C. Elia et RTE estiment que la différence de volume de production des types B et C due à cette non-correspondance sera très limitée.

Il ressort des discussions et de la sélection du seuil pour les PGM de type B qu'un facteur clé à cet égard est le niveau de pénétration des petites PGM fonctionnant aux énergies renouvelables. Cette observation explique la faible valeur du seuil B en Allemagne, qui est inférieure aux autres limites et similaire à celle fixée en Belgique. En revanche, aux Pays-Bas, le nombre de petites PGM n'est pas considéré comme critique ou allant le devenir, comparé à la puissance installée totale dans un avenir proche.

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

Tableau 3: Comparaison des seuils proposés par les GRT voisins

Par conséquent, compte tenu de la comparaison effectuée ci-dessus entre les seuils définis dans les pays limitrophes et bien que tant les seuils que les exigences générales puissent être déterminants, Elia est d'avis que les seuils proposés pour la Belgique ne compromettent pas les conditions de concurrence équitables, ni n'isolent le pays sur le marché des PGM.

<sup>9</sup> Référence au document de consultation de TENNET BV:  
<http://www.netbeheernederland.nl/Content/Files/file/20161031%20voorstel%20BR-16-1249%20maximumcapaciteitsdrempelwaarden%20RfG.pdf>

<sup>10</sup> Ces données sont le résultat de leur consultation publique mais l'autorité compétente allemande n'a pas encore approuvé ce choix, c'est pourquoi leurs données ne sont présentées qu'à titre informatif. Référence :

<https://www.vde.com/de/fnn/themen/europaeische-network-codes/umsetzung-im-fnn/leistungsklassen>

<sup>11</sup> L'autorité compétente française n'a pas encore approuvé ce choix, c'est pourquoi leurs données ne sont présentées qu'à titre informatif (les données sont basées sur information reçue de RTE). RTE planifie de ramener le seuil B à 0,25 MW dès que le coût de la communication diminue.

Étant donné que, par leur taille, les marchés français et allemand semblent considérablement peser sur les efforts de développement réalisés par les fabricants de PGM en Europe, il peut être supposé que le marché belge en tirera également indirectement profit. À cet égard, les limites plus strictes pour l'un ou l'autre seuil, définies à l'article 5 du NC RfG ou fixées dans d'autres régions d'Europe (notamment dans les régions nordiques et baltiques, en Irlande et en Irlande du Nord), augmentent la probable disponibilité de PGM correspondant aux différents seuils proposés en Belgique.

## 6. Questions explicites posées aux acteurs de marché dans le cadre de la présente consultation publique

Tous les acteurs de marché intéressés peuvent librement réagir à la proposition exposée dans le présent document de consultation publique.

Elia invite, en outre, les acteurs de marché à répondre aux questions spécifiques suivantes :

1. Concernant les seuils de puissance maximale :
  - a. Soutenez-vous la proposition de seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de types B, C et D, compte tenu du lien établi avec les exigences techniques actuellement présentés, à savoir l'approche « ensemble global » (« package-approach ») ?
  - b. Si vous ne soutenez pas la proposition, quels aspects trouvez-vous gênants et pourquoi ?
  - c. Si vous ne soutenez pas la proposition, quels arguments avancés par Elia contestez-vous ?
2. Concernant la future évolution possible des seuils de puissance maximale et des exigences techniques :

Pouvez-vous accepter l'approche proposée selon laquelle des exigences techniques spécifiques (par ex. tenue aux creux de tension pour les PGM de type B comprises entre 250 kW et 1 MW) ne soient pas requises dans un premier temps (et une dérogation s'applique), mais néanmoins puissent être imposées ultérieurement en fonction de l'évolution future du mix énergétique et des besoins du réseau (par une adaptation des seuils de puissance maximale et/ou une modification des exigences techniques, en fonction quelle sera la solution optimale) ?
3. Concernant le seuil proposé de 250 kW distinguant les PGM de type A et les PGM de type B, et la série de dérogations y afférentes suggérées :
  - a. Partagez-vous le point de vue selon lequel l'approche légale basée sur un seuil inférieur (à savoir, 250 kW) assorti d'une série de dérogations est la manière la plus indiquée de parvenir à la solution technique envisagée ? Dans le cas contraire, quelle approche légale proposeriez-vous et sur quelle base légale peut-elle être justifiée ?
  - b. Trouvez-vous acceptable la liste de dérogations suggérées? En particulier, êtes-vous également d'avis que, *ceteris paribus*, les exigences de NC RfG art. 14(4), 14(5).a&b&c, 31, 32, 44, 47, 51 et 54), pour lesquelles aucune dérogation est visée, n'influent pas sensiblement sur le coût des investissements réalisés pour une PGM ?

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

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

# ANNEXE I – EXIGENCES DU NC RFG CONCERNANT LES GENERATEURS DE TYPES A, B, C ET D<sup>12</sup>

Tableau 4 : Exigences générales :

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

<sup>12</sup> À partir de l'annexe 3 du document d'orientations non contraignantes sur la mise en oeuvre nationale des codes de réseaux traitant du raccordement au réseau ('Implementation Guidance Document'), préparés et fournis par ENTSO-e, traitant « La sélection des seuils MW au niveau national », version consultable, 1<sup>er</sup> juillet-15 août 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

Tableau 5 : Exigences relatives aux unités de production d'électricité synchrones:

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

Tableau 6 : Exigences relatives aux PPM :

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

## ANNEXE II – PROPOSITION ACTUALISEE CONCERNANT LA CAPACITE REACTIVE ET LE CONTROLE DE LA TENSION DES PGM DE TYPE B

---

En termes de capacité réactive et de contrôle de la tension, Elia a identifié un événement qui change la donne, ; la suppression progressive du nucléaire. Ce changement introduira la perte d'une énorme quantité de capacités de puissance réactive et de contrôle de la tension. Par conséquent (pendant les Task Force relatives à la puissance réactive et la gestion de tension), par rapport aux exigences actuelles (voir le règlement technique fédéral), Elia a proposé de maintenir des exigences similaires à celle en vigueur en Belgique sur les PGM de types C et D et des exigences plus strictes sur les générateurs de type B (étant donné que beaucoup de ces générateurs vont reprendre le rôle des unités nucléaires). Toutefois, les exigences proposées ont été commentées<sup>13</sup> par la Belgian Generators Association (BGA) dans son document de position du 20/10/2016 relatif aux capacités de puissance réactive des PGM de type B entre 250 kW et 1 MW. Elia et les gestionnaires de réseau de distribution au sein de Synergrid ont pris en compte les commentaires et une proposition améliorée a été rédigée sur la base de ces arguments pour les PGM de type B. Celle-ci est présentée ci-dessous.

Pour les SPGM de type B, la capacité de fourniture de puissance réactive requise au point de raccordement est déterminée par le profil Q-P représenté à la Figure 6. Les limites dans ce profil sont basées sur le courant nominal à haute production de puissance active et une puissance réactive (Q) comprise entre -25 % et + 48 % de  $P_D$ , où  $P_D$  est la puissance active maximale qui peut être produite en cas de puissance réactive maximale demandée (donc égale à  $0,9 \cdot S_{nom}$ ). Cette figure doit pouvoir être respectée à la tension nominale. Il est à noter que, selon le type de raccordement, la capacité disponible du SPGM (qui peut être plus vaste que l'exigence minimale) doit être communiquée, prouvée et considérée comme le profil Q-P de l'unité.

Comme imposé par le NC RfG, le SPGM doit, en outre, être équipée d'un système de contrôle permanent de l'excitation qui peut délivrer une tension constante aux bornes de l'alternateur égale à une valeur de consigne sélectionnable, sans instabilité, sur toute la plage de fonctionnement.

---

<sup>13</sup> Position BGA on Reactive Power and Voltage Control (20/10/2016)(en anglais): [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/2016\\_TF%20Implementation%20NCs/17102016\\_TFNCs/20161020\\_BGA\\_Position%20ReactivePower.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/2016_TF%20Implementation%20NCs/17102016_TFNCs/20161020_BGA_Position%20ReactivePower.pdf)



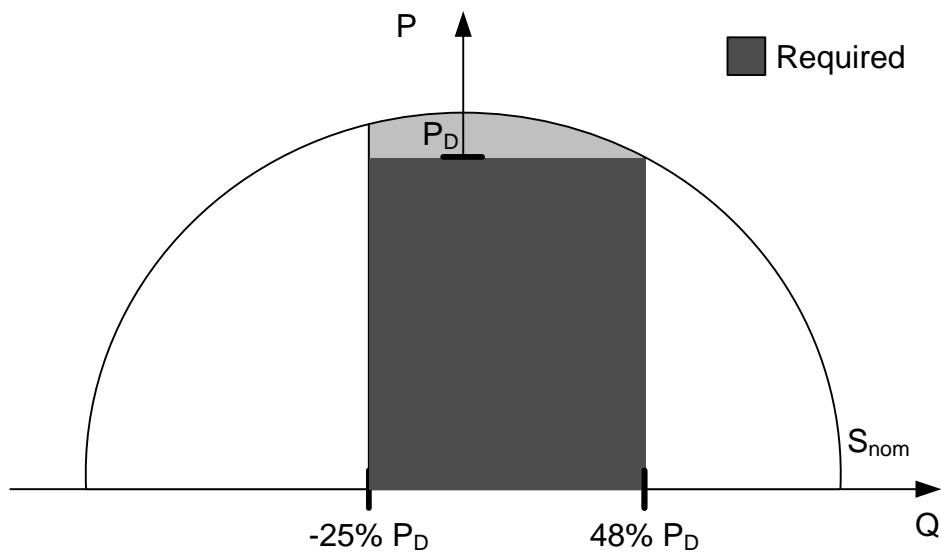


Figure 6: Capacités de puissance réactive des SPGM de type B

Pour les PPM de type B, la capacité de fourniture de puissance réactive requise au point de raccordement est déterminée par le profil Q-P représenté à la Figure 7. Les limites dans ce profil sont basées sur le courant nominal à haute production de puissance active et un facteur de puissance ( $\cos(\varphi)$ ) défini par les deux points à  $Q = -30\%$  et  $+33\%$  de  $P_D$ , où  $P_D$  est la puissance active maximale qui peut être produite en cas de puissance réactive maximale demandée (donc égale à  $0,9 \cdot S_{nom}$ ). Cette figure doit pouvoir être respectée à la tension nominale. Il est à noter que, selon le type de raccordement, la capacité disponible du PPM (qui peut être plus vaste que l'exigence minimale) doit être communiquée, prouvée et considérée comme le profil Q-P du PPM.

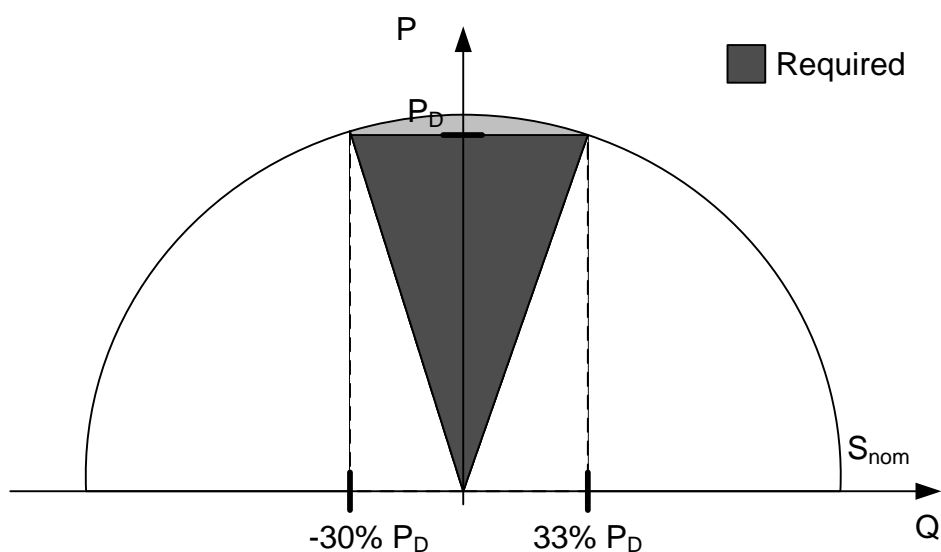


Figure 7: Capacités de puissance réactive des PPM de type B