

Bemerkingen en suggesties naar aanleiding van de publieke consultatie omtrent het wijzigingsvoorstel aan de T&C BRP met betrekking tot de integratie van de procedure voor het beheer van storm op zee

In dit document groepeerd het BOP haar bemerkingen en suggesties, samen met die van haar leden, met betrekking tot de integratie van de procedure voor het beheer van storm op zee.

Voorafgaand aan deze publieke consultatie heeft het BOP reeds uitgebreid opmerkingen overgemaakt aan Elia op 26 juni 2019 in een feedback nota gebaseerd op de ontwerpnota van de voorliggende procedure. Op 18 juli 2019 ontvingen we een update van deze ontwerpnota.

Algemene opmerkingen

Uit het voorliggende BRP contract:

“Storm op zee”: een voorspelbare slechte weersomstandigheid met een niet te verwaarlozen risico van onvrijwillige afschakeling of beperking van de productie van Offshore-power park modules, met name rekening houdend met de technische kenmerken van deze Offshore-power park modules met als gevolg een niet te verwaarlozen risico van een onevenwicht van de betrokken BRP's en van de Belgische regelzone;

BOP wenst te herhalen dat zij nog steeds van mening is dat (1) stormrisico (tenminste gedeeltelijk) moet meegenomen worden in de dimensionering van de reserves, (2) de voorgestelde procedures de duidelijke grens tussen de taken van de BRP (middelenverbintenis voor het balanceren van haar portfolio) en de TSO (opvangen van systeem risico's) doet vervagen, en (3) de huidige onbalans markt reeds voldoende incentieven biedt voor BRPs om hun taken correct uit te voeren.

Elia argumenteert dat een stormevent geen “forced outage” is, en dus niet moet meegerekend worden in de reserveringsdimensionering, omdat enerzijds de uitschakeling van de productie niet onmiddellijk gebeurt en anderzijds stormevents voorspelbaar zouden zijn. De resultaten van het storm forecast model, zoals voorgesteld tijdens de offshore integration workshop van 12 juni 2019 waren ons inziens niet overtuigend, en tonen aan dat stormevents niet voldoende accuraat voorspelbaar zijn. Er kan min of meer voorspeld worden of er de dag nadien een storm zal plaatsvinden, maar voornamelijk in de voorspelling van de start en duurtijd van een storm zijn de huidige modellen ronduit ontoereikend. BOP verwijst in deze naar voorgaande communicatie hieromtrent.

Het BOP en haar leden wenst echter wel constructief bij te dragen aan de verdere ontwikkeling van deze design nota en het storm forecast model.

BOP en haar leden blijven ter beschikking voor bijkomende vragen of verduidelijkingen en bijkomende bilaterale contacten indien gewenst.

Storm definitie

In de update van de design note wordt de definitie van een 'storm event' verder gedetailleerd, namelijk de gelijktijdige combinatie van de volgende 4 criteria door minstens één van de windparken op zee:

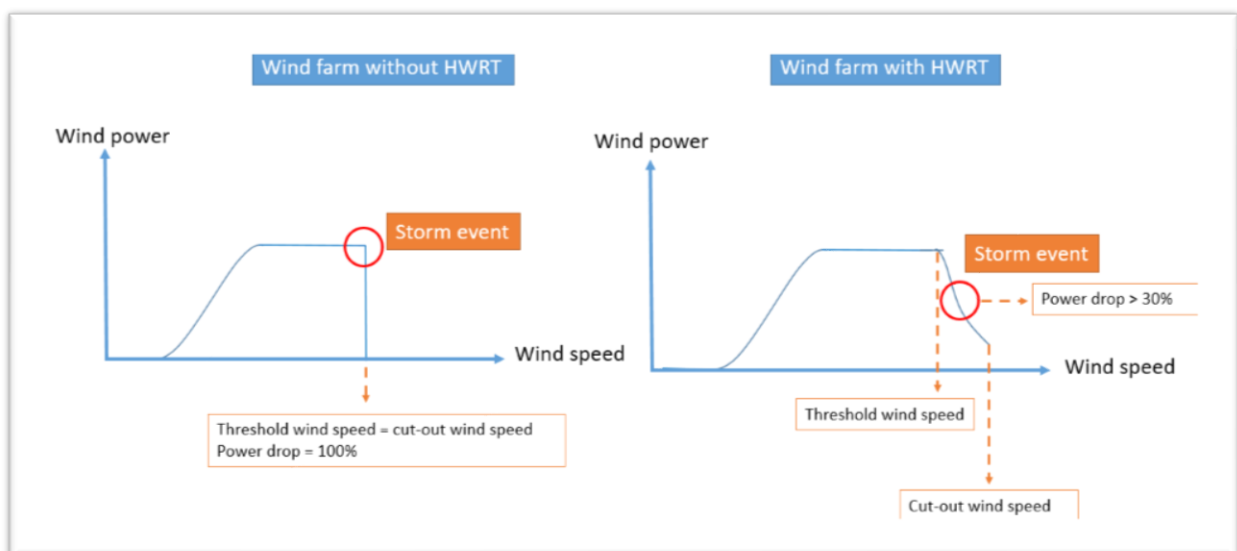
1. Een voorspelde productievermindering van de offshore productie van meer dan 30%
2. Een minimum duurtijd van het event van $2 \times 15 = 30$ minuten
3. Het overschrijden van een voorafbepaalde threshold door de gemiddelde (over 10 minuten) gemeten windsnelheid; threshold per park in functie van de wind turbine technologie en cut-out wind speed limiet
4. Een event dat voorspeld wordt binnen de 36 uren in de toekomst

De definitie (paragraaf 1.3) en paragraaf 2.1.1 van de design nota, stipuleert dat Elia een storm event afkondigt van zodra voor 1 windmolenpark een 30% productievermindering wordt verwacht en de wind boven hun cut-out wind speed ligt. Uit de definitie van 'storm op zee' in het BRP contract lezen we ook dat de storm definitie moet gecombineerd worden met een 'niet-te-verwaarlozen risico van een onevenwicht van de Belgische regelzone'. Uit paragraaf 4.2 begrijpen we dat Elia op dat moment de storm procedure opstart voor de 'betrokken' BRPs, maar enkel indien de impact assessment aantoont dat de verwachte impact groter is dan de gecontracteerde mFRR. Op dat moment spreken we pas van een 'niet-te-verwaarlozen risico van een onevenwicht van de Belgische regelzone'.

Graag bevestiging dat het 'niet-te-verwaarlozen risico van een onevenwicht van de Belgische regelzone' een essentieel onderdeel is van de stormdefinitie en duidelijkere reflectie hiervan in de design nota. Graag ook bevestiging dat 'niet-te-verwaarlozen risico' overeenstemt met een verwachte impact die groter is dan de gecontracteerde mFRR.

De definitie vermeldt een 'average 10 minutes wind speed measurement'. Gezien het de bedoeling is deze definitie te gebruiken om voorafgaand aan de storm te beslissen om de stormprocedure te starten, kan er op dat moment nog geen sprake zijn van metingen. De definitie moet in die zin aangepast of uitgebreid worden naar 'forecast of (the average 10 minutes) wind speed'.

In de update van de design nota van juli 2019 werd de threshold verder gespecificeerd:



Het 30% criterium is echter arbitrair en niet voldoende afgestemd op turbines met HWRT technologie. Bij turbines zonder HWRT ligt die cut-out wind speed voor sommige windparken op 25 m/s, voor andere windparken op 30m/s. Bij turbines met HWRT begint de productie typisch te zakken vanaf 25m/s en bereik je 70% bij 27m/s. Tot aan de cut-out wind speed van 30 à 31 m/s kunnen deze turbines perfect functioneren. De HWRT technologie is net voor deze hoge snelheden ontwikkeld. Het is zeer belangrijk dat de procedure afgestemd is op de cut-out wind speed van de turbines omdat anders (i) de business cases van de offshore windmolenparken volledig op de helling komen te staan (ii) er geen incentives meer zijn om technologische vooruitgang te stimuleren en beter functionerende turbines te installeren. De ultieme doelstelling van de HWRT technologie is namelijk om de turbines langzaam en lineair naar 0 te doen gaan bij te hoge windsnelheden.

BOP verzoekt om de threshold op 50% productieafname te leggen, wat correspondeert met windsnelheden van ~30 à 31m/s. Het potentiële productieverlies is dan al 50% gezakt, wat de potentiële onbalans en dus impact verder verkleint (in vergelijking met een 30% threshold criterium). Belangrijk is dat deze threshold van 50 % werkbaar is voor de huidige parken (in ontwikkeling), echter, niet future proof is. Bij verdere technologische ontwikkeling en ontwikkeling van HWRT technologie dienen de parameters opnieuw aangepast worden, om geen disincentives te creëren om beter functionerende turbines te installeren.

We begrijpen ook dat Elia zal werken op basis van 2 modellen. Hoe is de interactie tussen beide modellen? Moet een storm door beide modellen worden voorspeld, of enkel door 1 van de 2?

Mitigerende maatregelen en gepast BRP gedrag

De nota gaat ervan uit dat indien een BRP mitigerende maatregelen treft, Elia geen acties zal ondernemen. Wij blijven ons echter afvragen hoe Elia de adequaatheid van de mitigerende maatregelen zal evalueren.

Secties 3.2.2, 4.4.1 en 4.4.2 karakteriseren de acties van een “verantwoordelijke BRP” als zijnde (1) de status van het park op ‘niet-beschikbaar’ stellen en/of de ‘Pmax’ verlagen, (2) verlaagde nominaties voor het park, en (3) mitigerende maatregelen in zijn perimeter om te balanceren; en dit gedurende het hele stormevent. In hoeverre zal Elia enkel deze combinatie van acties beschouwen als ‘voldoende mitigerende maatregelen’?

Een BRP kan haar nominaties tot een minimum herleiden, maar toch de ‘Pmax’ behouden, om verschillende redenen. Allereerst kan de start en het einde van een storm bijna nooit op het kwartier juist voorspeld worden, en zal een BRP de volledige productiecapaciteit Pmax als beschikbaar willen houden, om real time nog te kunnen reageren / produceren indien de storm later begint of vroeger eindigt. Ten tweede zal een BRP een park nooit *volledig* en proactief uitschakelen, om nog wel de mogelijkheid te hebben om te kunnen blijven produceren voor eigen behoeften.

Naar ons begrip wenst Elia het risico te beperken dat de gehele offshore capaciteit plots en onverwacht uitvalt, aangezien Elia dan niet adequaat of tijdelijk kan reageren met inschakelen van reserves. Het risico in deze is dus een onverwacht *productietekort* op de markt.

Een BRP de mogelijkheid laten om real-time te reageren door online te blijven (indien de storm lichter is dan voorspeld), langer online te blijven (indien de storm later start) of vroeger terug online te komen (indien de storm vroeger eindigt), creëert enkel een onverwachte *productiestijging*, en is dus niet het risico dat Elia wenst in te dekken. Deze mogelijkheid laten aan BRPs zal echter een heel grote impact hebben op hun business model, aangezien deze uren vollasturen zijn.

Het BOP en haar leden verwacht van Elia dat, indien een BRP het stormevent reflecteert in zijn nominaties en correct balanceert binnen zijn perimeter, maar zonder het park op onbeschikbaar te zetten of de 'Pmax' te verlagen, dit beschouwd wordt als correct gedrag.

Activatie van slow start units

Als last resort procedure bevat de fall-back procedure de ex-ante opstart van zogenaamde 'slow start units' die niet binnen 15 minuten kunnen ingezet worden voor de balansondersteuning. BOP vraagt zich af welke eenheden er zullen worden ingezet en wat hierbij de nodige specifieke opstarttijden zijn.

Cut-out wind speed en unavailability status

Volgens de offshore integration design note (§4.4.2 pagina 24/25) zal tijdens een storm waarbij geen of onvoldoende mitigerende maatregelen werden genomen door de betreffende BRP, maar er zich wel een cut-out voordoet, de status van het windpark op 'unavailable' gezet worden voor de rest van de dag en het programma aangepast naar 0 MWh. Dit is een onaanvaardbare maatregel voor BOP met verregaande consequenties voor de contractuele verhoudingen tussen de parken en de BRP's omwille van de volgende bedenkingen:

1) Wanneer heeft Elia het recht om de status aan te passen?

Kan Elia bevestigen dat zij dit recht op aanpassen van de status enkel hebben indien de storm-mitigatie procedure is opgestart, i.e. wanneer de totale impact van de voorspelde storm meer is dan de gecontracteerde mFRR?

2) Waarom interpreteert Elia een cut-out als een bewijs dat een BRP geen of onvoldoende mitigerende maatregelen heeft getroffen?

Indien een BRP een stormevent voorspelt, zal hij dit opnemen in zijn nominaties en dus day-ahead balanceren in zijn perimeter. Op het moment zelf, zal de BRP echter mogelijks wachten, zeker bij de nieuwe generatie turbines met *high-wind ride through*, tot de turbines zelf afschakelen, i.e. tot een cut-out event zich voordoet. Het voorvallen van een cut-out event is dus niet noodzakelijk een teken dat de BRP de storm niet correct heeft voorspeld. Een significant real-time onbalans binnen de perimeter van de BRP is de parameter die hiervoor moet gebruikt worden.

3) Waarom moet er een status-aanpassing zijn, en hoe zal Elia dit afdwingen?

Waarom wil Elia het gehele windpark in dergelijke situatie op niet-beschikbaar zetten? Indien het hele park uitvalt, zonder dat de BRP hiermee rekening had gehouden in zijn nominaties, zal dit effectief leiden tot onbalans in zijn perimeter en zal hij hiervoor blootgesteld zijn aan de onbalansstarieven. Deze incentieven zijn reeds in de huidige marktwerking ingebouwd.

De aanpassing van de status zorgt ervoor dat het windmolenpark niet tijdelijk (bijv. tijdens een lufte van de storm) en ook niet gedeeltelijk (bijv. omdat 1 string meer uit de wind ligt, of omdat de storm reeds licht is verschoven) terug online kan komen, zelfs indien dit oorspronkelijk was voorspeld en gebalanceerd.

De status-aanpassing zorgt er ook voor dat de parken niet kunnen inspelen op prijssignalen van de markt. Indien de voorspelde storm een prijsverhoging heeft teweeg gebracht op de markten, maar de uiteindelijke storm vroeger eindigt, zouden parken niet snel terug mogen inschakelen om zo het tekort op de Belgische markt mee helpen op te lossen, aangezien zij op dat moment gehouden zijn aan de status-aanpassing.

De facto geeft Elia met deze procedure voorrang aan niet-hernieuwbare bronnen boven hernieuwbare bronnen van energie op momenten dat deze laatste wel kunnen produceren. Dit staat diametraal tegenover alle politieke initiatieven van de laatste jaren om hernieuwbare energie te steunen, om hernieuwbare energie prioriteit te geven op het Belgische net en om een vriendelijk investeringsklimaat te creëren voor groene energie.

De hernieuwbare energie sector wordt met deze procedure in feite gestraft voor de inflexibiliteit van andere/conventionele productie-eenheden.

4) Hoe wordt 'cut-out' in dit geval gedefinieerd?

Een cut-out definiëren is niet éénvoudig:

- Geldt dit bij een cut-out (tot nul) van 1 of meerdere turbines? Of;
- indien de teller van het betreffende windpark op nul valt? Of;
- indien de teller van het betreffende windpark zakt met minimum 30% (te verhogen naar 50% omwille van bovenvermelde redenen)?

Indien er slechts één of een aantal turbines uitvallen (iets wat mogelijks niet eens te wijten is aan de storm, en ook niet éénvoudig van de parkmeter af te lezen valt), en de implicatie is dat een volledig windpark op 'unavailable' wordt gezet voor de rest van de dag, dan betekent dit een zeer groot productieverlies van de resterende turbines die wel blijven draaien bij grote windsnelheden dichtbij of aan maximum vermogen.

Ook in het geval de 30% (of 50%) drop wordt gebruikt kan dit een productieverlies van 70% (of 50%) betekenen, en komt dit de facto neer op een geforceerde shut-down vanuit Elia. Het kan, ons inziens niet de bedoeling zijn van Elia om een park volledig stil te leggen, wanneer een gedeelte van het park nog veilig (en bovendien net heel efficiënt) kan opereren. De design nota is ook niet duidelijk hoe dit verlies voor de BRP zal worden gecompenseerd (D-bids, wordt dit verrekend in zijn perimeter, ...?).

Met het wijzigen van de status wordt er dus een extra risico afgeduwd op de offshore BRPs. Dit zal, zonder twijfel, aangegrepen worden door de BRPs om de huidige contracten te heronderhandelen, op basis van 'change in law' en 'hardship' clausules. De impact op de rentabiliteit van de windmolenparken mag niet onderschat worden.

5) Hoe wordt 'rest van de dag' in dit geval gedefinieerd?

Wij begrijpen niet waarom dit park als niet-beschikbaar moet worden beschouwd "voor de rest van de dag". Allereerst is de term "dag" niet gedefinieerd (gaat het hier om een periode van 12 of 24 uur, of een periode tot middernacht?). Daarenboven lijkt dit ons disproportioneel, aangezien deze onbeschikbaarheid dan in vele gevallen langer zal zijn dan het stormevent. Zo snel mogelijk na de storm zou het programma dat de BRP had ingediend terug gerespecteerd moeten worden.

6) Wat zijn de spelregels in de comeback procedure?

§4.5.2 van de design note beschouwt de situatie waarin er zich een storm heeft voorgedaan met onbalansen in het systeem als gevolg en waarbij Elia balanceringsmiddelen heeft ingezet. Het einde van de activatie van deze middelen moet gecoördineerd gebeuren en hierbij zal rekening gehouden worden met de geüpdatete outage plannings en schedules van de betrokken wind parken.

Onder dit scenario werd de status van wind parken aangepast naar 'unavailable'. Om na de storm opnieuw te mogen injecteren moeten de geüpdatete outage plannings en schedules eerst goedgekeurd worden door Elia. De spelregels rond deze goedkeuring worden in de design nota niet beschreven of vastgelegd. Dit kan leiden tot zeer nadelige situaties voor de wind parken indien de re-introductie, om gelijk welke reden, op zich laat wachten. Het BOP dringt aan op een duidelijkere uitlijning van de timing en prioriteiten in de goedkeuringsprocedure van de herintroductie.

BOP voorstel als alternatief voor de aanpassing van de status naar 'unavailable':

In een situatie met een significante storm risk impact (m.a.w. de totale impact is groter dan de gecontracteerde mFRR), waarbij een storm zich voordoet en de productiecapaciteit van een park significant zakt (> 50% threshold en dus typisch > 30m/s windsnelheden), en waarbij de BRP zijn portefeuille in real-time onvoldoende in balans houdt (i.e. niet snel genoeg reageert om het binnen zijn eigen perimeter op te lossen), dan blijft de status op 'available', maar wordt de 'Pmax' verlaagd naar 25% tot het voorspelde einde van de storm. Een minimum 'Pmax' van 25% van de totale capaciteit laat de parken toe om niet volledig te moeten afschakelen (wat trouwens technische bijna onmogelijk is), en beperkte productie (ten minste voor eigen consumptie) toe te laten. Na afloop van de storm wordt de verhoging van de 'Pmax' terug naar 100%, zoals voorgesteld in de update van de OPA, gegarandeerd binnen de 30minuten na indiening. Een snelle terugkeer helpt immers het probleem op te lossen en vermijdt de nood aan extra balanceringsmiddelen.

Het BOP benadrukt hierbij de principes van de prioritaire dispatching voor hernieuwbare energie en wijst op de Europeesrechtelijke verplichting om de dispatching van elektriciteitsproductie-installaties op niet-discriminerende, transparante en marktgebaseerde wijze te laten plaatsvinden.