

Bemerkingen en suggesties naar aanleiding van de publieke consultatie omtrent de CRM design notes (deel II)

In dit document groepeer ik het BOP haar bemerkingen en suggesties met betrekking tot het ontwerp van het Capacity Remuneration Mechanism en de derating factoren in het bijzonder.

BOP blijft ter beschikking voor verdere vragen of opmerkingen en wenst zich verder constructief op te stellen, bijv. met betrekking tot het aanleveren van specifieke gegevens over offshore wind energie.

Algemene opmerkingen

De basisproblematiek is dat de huidige elektriciteitsmarkt geen correct prijssignaal geeft voor lange-termijn investeringen, en al zeker niet in hernieuwbare energie die hoge upfront kapitaalkosten heeft en lage operationele kosten. In de huidige *energy-only* markt, en gezien het steeds grotere aandeel van hernieuwbare energie met lage marginale kosten, is de kans groot dat de prijs op lange termijn naar beneden wordt gedreven.

Het CRM mechanisme, zoals voorgesteld in de huidige design notes, geeft een financiële steun aan capaciteit die energie levert tijdens momenten van schaarste, voornamelijk door de introductie van de derating factoren. De vraag is of hiermee het probleem van de ontbrekende investeringsstimulus wordt opgelost. Met een lage stroomprijs op de elektriciteitsmarkt, en een CRM mechanisme dat hernieuwbare energie *de facto* links laat liggen, kunnen investeringen in offshore wind energie zelfs afgeremd worden.

De CREG studie (F)1734 (Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017) bestudeerde de impact van windenergie op draaiuren van piekcapaciteit. Deze analyse toont nochtans duidelijk aan dat de geïnstalleerde windcapaciteit in België de nood aan piekcapaciteit sterk heeft doen afnemen.

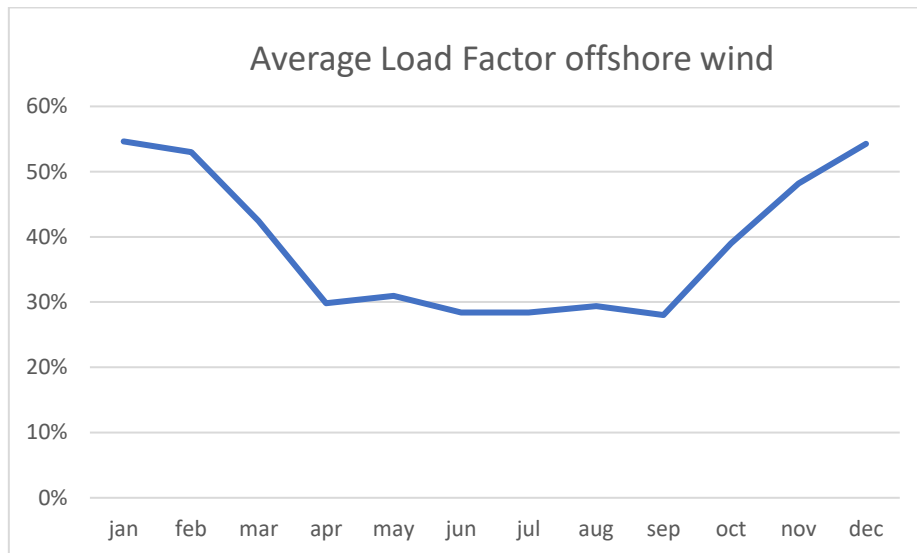
De CREG-studie haalt ook aan dat de bijdrage van wind energie aan het reduceren van de nood aan piekcapaciteit kan leiden tot het attractief maken van andere soorten technologieën voor deze piekcapaciteit, namelijk technologieën met lagere investeringskosten en hogere operationele kosten voor een beperkt aantal draaiuren tijdens schaarste (bijv. noodgeneratoren). Het huidig voorgestelde CRM mechanisme, door de vaste-kostenvergoeding en geen vergoeding voor activeringskosten, speelt anderzijds in de kaart van thermische eenheden, die eens gebouwd niet enkel tijdens uren van schaarste zullen draaien, en dus de marktwerking zullen beïnvloeden.

De vraag blijft dus of dit CRM mechanisme op een correcte manier kan inspelen op de toekomstige elektriciteitsmarkt.

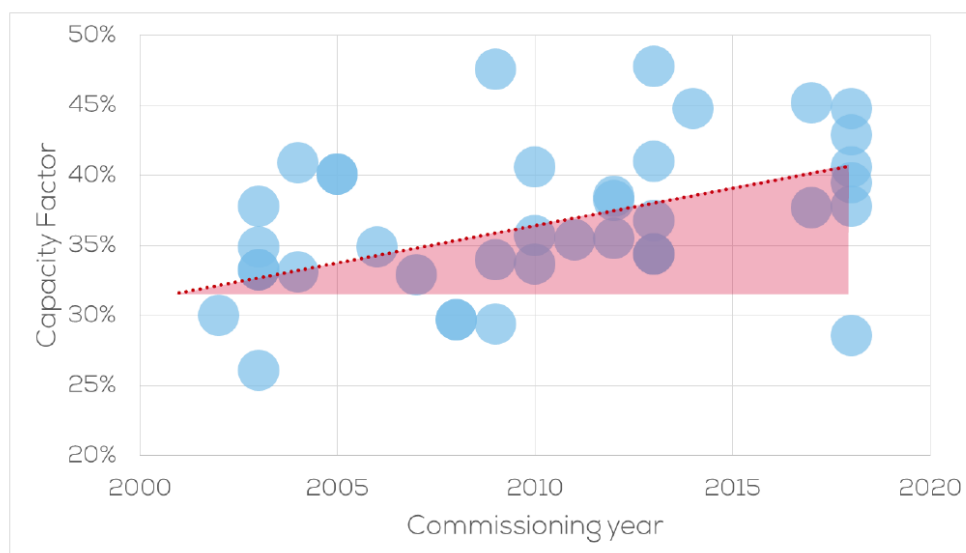
Het BOP stelt zich de vraag of het mechanisme, zoals op dit moment voorzien, voldoet aan de technologische neutraliteit zoals opgelegd door de Europese wetgeving.

Het BOP is zich bewust van de nood aan bijkomende capaciteit in de Belgische elektriciteitsmarkt om ten allen tijde de bevoorradingszekerheid te kunnen garanderen, o.a. met het oog op de kernuitstap. Echter, de rol van offshore windenergie, al dan niet in combinatie met energieopslag en vraagsturing (demand side response), om een significante bijdrage te leveren in de energiebevoorrading, onder andere tijdens de winterpiek, wordt ons inziens onderschat.

De gemiddelde load factor voor offshore wind tijdens de winter periode (november-februari) bedroeg immers 52.5% tijdens de laatste 5 winters (Figuur 1).



Figuur 1 - Gemiddelde load factor o.b.v. Elia data¹ in de periode 2014-2018



Source: Energy Numbers & WindEurope

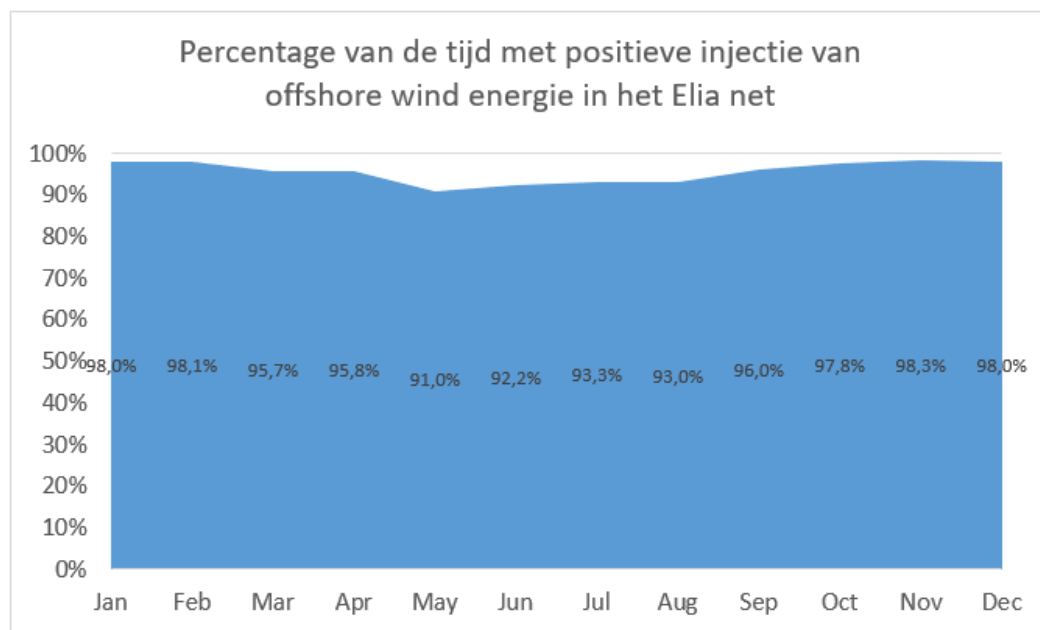


Figuur 2 - Evolutie van de gemiddelde load factor voor offshore wind

¹ <https://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/wind-power-generation>

Figuur 2 illustreert een systematische verhoging van de load factor van offshore windenergie doorheen de tijd. Dit illustreert de technologische evolutie in windturbine technologie, maar ook de verbeteringen aan windpark ontwerp, operationele en onderhoudsaspecten,... Er kan dus verwacht worden dat toekomstige windparken een nog grotere bijdrage (per MW capaciteit) zullen leveren aan de energievoorziening tijdens de wintermaanden.

Figuur 3 toont het percentage van de tijd waarbij de offshore windparken energie leveren aan het Elia net. Tijdens de wintermaanden (november-februari) leveren de offshore windparken in België gedurende 98.1% van de tijd energie aan het net. Over een volledig jaar bekeken leveren ze 95.5% van de tijd energie aan het net.



Figuur 3 – Percentage van de tijd met een positieve injectie van offshore wind energie in het Elia net (gebaseerd op Elia productie data 2014-2018)

De geplande verdubbeling van offshore wind capaciteit kan met andere woorden een aanzienlijk deel van de nood aan extra capaciteit invullen. In de Elia Adequacy Studie (juni 2019), wordt deze verhoging van de wind capaciteit slechts in rekening gebracht vanaf 2028 in het basisscenario. In het high RES scenario wordt er gerekend met slechts 700MW extra offshore wind capaciteit vanaf 2025. Dit is ons inziens een eerder conservatieve planning. **BOP blijft dan ook pleiten voor versnelde doorlooptrajecten van de noodzakelijke netversterking om een snellere aansluiting van de extra offshore wind capaciteit mogelijk te maken.** Dit zal de structurele nood in de jaren 2025-2028 aanzienlijk verlagen en vermijdt investeringen in conventionele capaciteit met eventuele bijhorende steunmaatregelen i.h.k.v. een CRM die uiteindelijk slechts nodig zijn voor een korte overgangperiode.

De methodologie, zoals beschreven in de Elia Adequacy study 2019 en voorgesteld in de CRM design note met betrekking tot de 'Derating Factor', maakt gebruik van klimaatjaren en Monte-Carlo simulaties om een evaluatie te maken van de bijdrage van weersafhankelijke productietechnologieën, waaronder offshore wind. Deze methode laat toe om het variabele karakter in rekening te brengen en een inschatting te maken van de kans op gelijktijdigheid van weersafhankelijke events en (forced) outages van conventionele capaciteit. Deze methode becijfert de logica: hoe meer uren met een grote offshore wind productie hoe lager de kans op gelijktijdigheid van windluwe en zon-arme periodes, met een hoog verbruik en een lage beschikbaarheid van conventionele capaciteit, en dus hoe lager de kans op problemen met de bevoorradingszekerheid. Als input voor de simulaties wordt er enerzijds

een capaciteit aan offshore wind per jaar (in MW) verondersteld en anderzijds een productieprofiel per uur (% in functie van de tijd) geproduceerd om het klimaat op zee in rekening te brengen.

BOP wenst meer duidelijkheid naar welke windprofielen en power curves er gebruikt zullen worden om het productieprofiel per uur te produceren, als ook verduidelijking in hoeverre technologische ontwikkelingen die leiden tot een hogere productie bij dezelfde windcondities in rekening gebracht zullen worden in de bepaling van de derating factoren. Dit zijn immers belangrijke input parameters die de bijdrage van offshore wind bepalen. **BOP vraagt volledige transparantie met betrekking tot deze input data door ze publiek ter beschikking te stellen.** BOP wenst zich in deze ook constructief op te stellen door het aanleveren van de specifieke gegevens over offshore wind energie.

BOP is van mening dat een versnelde aansluiting van bijkomende offshore wind capaciteit in combinatie met technologische ontwikkelingen die de output van offshore wind verhogen, de nood aan bijkomende capaciteit om redenen van bevoorradingszekerheid kan verminderen in de periode 2025-2028.

Specifieke opmerkingen m.b.t. derating factoren

BOP merkt op dat er een sterk methodologisch verschil is tussen de berekening van de derating factor van thermische eenheden (§4.1) ten opzichte van weersafhankelijke technologieën (§4.2).

Voor thermische eenheden wordt de derating factor op een heel simpele manier berekend, namelijk 100% - FOR (%). De forced outage rate (FOR) is een jaargemiddelde per categorie (CCGT, OCGT, TJ, ...) en wordt berekend op basis van historische data. Voor weersafhankelijke technologieën daarentegen wordt een probabilistische bijdrage berekend op basis van het referentie vermogen, historische output en klimaatjaren.

Enkele bemerkingen:

- 1) Aan de basis van deze berekening ligt de assumptie dat planned outages nooit voorkomen tijdens near-scarcity uren. Deze assumptie lijkt simpel, maar is eigenlijk heel verregaand, en verhoogt de derating factor van dergelijke units op een heel arbitraire manier.
 - Ten eerste gaat die assumptie ervan uit dat er zich enkel near-scarcity uren voordoen tijdens de winter. Hoewel misschien minder waarschijnlijk kan dit zich in principe op elk moment van het jaar voordoen zodra het systeem niet aan de load vraag tegemoet kan komen (bijv. tijdens een koudegolf met heel wat geplande en ongeplande onbeschikbaarheden in het begin van maart).
 - Ten tweede moet hiervoor ook in detail gekeken worden naar de definitie van 'planned outages'. Het is logisch dat onderhoud dat kan uitgesteld worden tot na de wintermaanden niet tijdens de winter zal ingepland worden. Maar stel dat een unit een ongeplande uitval heeft van 1 dag op het einde van oktober. Dit is duidelijk een ongeplande outage. De situatie wordt geëvalueerd, en de conclusie is dat de unit onmiddellijk terug mag opstarten, maar wel binnen de 3 maanden een onderhoud moet krijgen gedurende 1 week om erger te voorkomen. Dit onderhoud wordt dan 'gepland', maar op korte termijn. In welke statistiek komt dit terecht?
 - Voor weersafhankelijke technologieën wordt er indirect wel rekening gehouden met 'planned outages', via de gegenereerde output profielen (o.b.v. de Monte Carlo simulaties).

- 2) De FOR is een *jaargemiddelde* forced outage rate. Waarom wordt er geen probabilistische benadering genomen (zoals bij de weersafhankelijke technologieën)? Op die manier kan beter rekening gehouden worden met bijv. low probability/high impact incidenten.
- 3) De FOR is een jaargemiddelde forced outage rate *per categorie* (CCGT, OCGT, TJ,...). Hoe gaan deze berekend worden? Het lijkt ons logisch om rekening te houden met de leeftijd van de specifieke unit, eerder dan een gemiddelde (leeftijd) van de fleet zodat meer recentere jaren een hogere weging krijgen in het berekende gemiddelde per categorie.
- 4) Als input voor het model, worden grote units individueel gemodelleerd. Aangezien deze informatie beschikbaar is, waarom wordt de derating factor dan niet op individueel unit-niveau berekend?

Een van de basis principes van het CRM mechanisme, is dat dit technologie-neutraal moet zijn. Door de manier waarop de derating factoren worden berekend (nl. met een andere methodologie voor verschillende technologieën), wordt de neutraliteit ondergraven.

BOP vraagt de methodologie aan te passen om de verschillen tussen de technologieën in de berekening van de derating factoren te minimaliseren.