

Strategische reserve
Advies van de AD Energie over de vaststelling van de
strategische reserveverplichting voor de winterperiode 2019-
2020

14/12/2018

FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie,

Algemene Directie Energie,

Dienst : Energy Monitoring & Electricity System

[Inhoudstabel](#)

1. Inleiding.....	3
2. Rapport over Elia's probabilistische analyse voor de winterperiode 2019-2020 : samenvatting	3
2.1. Het basisscenario	4
2.2. De bestudeerde gevoeligheden	6
2.3. De resultaten.....	7
2.4. Aanbevelingen van de TNB	9
3. Analyse van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2019-2020.....	10
3.2.1. <i>Gegevensinzameling en intergratie in Surpergrid van de hypothesen van Elia</i>	11
3.3.2. <i>Analyse van de resultaten</i>	14
4. Advies en aanbeveling van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2019/2020	15

1. Inleiding

Dit advies is opgesteld door de Algemene Directie Energie in toepassing van artikel 6, § 2 van de wet van 26 maart 2014 en de artikelen 7bis en 7ter van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (de "Elektriciteitswet").

De wet van 26 maart 2014 heeft in de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt de mogelijkheid ingevoerd voor de Minister die Energie in zijn bevoegdheden heeft om de transmissienetbeheerder Elia te belasten met de opdracht om voor een bepaalde periode een zogenaamde "strategische" reserve aan te leggen, die in België geactiveerd kan worden indien er een risico van elektriciteitstekort tijdens de winterperiode bestaat.

Teneinde de bevoorradingszekerheid te verzekeren zijn de eenheden die het voorwerp zijn van een tijdelijke of permanente kennisgeving van stillegging en de eenheden die daadwerkelijk in de mottenballen liggen (d. w. z. tijdelijk zijn stilgelegd) verplicht om deel te nemen aan de procedure voor het aanleggen van de strategische reserve. De aanbiedingen voor vraagbeheer, die het elektriciteitsnet helpen om het piekverbruik te verminderen en zo bijdragen tot het waarborgen van de continuïteit van de energievoorziening, mogen deelnemen aan de strategische reserve.

Concreet brengt de Algemene Directie Energie overeenkomstig artikel 7ter van de elektriciteitswet advies uit aan de minister over de noodzaak om een strategische reserve aan te leggen voor de volgende winterperiode. Indien het advies besluit dat het noodzakelijk is om een dergelijke reserve aan te leggen, bevat het tevens een volumevoorstel voor deze reserve, uitgedrukt in MW.

2. Rapport over Elia's probabilistische analyse voor de winterperiode 2019-2020 : samenvatting

Het rapport inzake probabilistische analyse van de transmissienetbeheerder Elia werd op 15/11/2018 gestuurd naar de Minister van Energie Marie Christine Marghem en naar de Algemene Directie Energie van de FOD Economie. Het betrof een inleidende versie waarin enkel de toestand van winter 2019/2020 werd geanalyseerd en waarvan de resultaten op 19/11/2018 zijn toegelicht tijdens een vergadering op het kabinet van de Minister, in aanwezigheid van de AD Energie. Een definitieve versie met eveneens een analyse van de toestand voor de winter 2020/2021 en 2021/2022 werd op 28/11/2018 toegestuurd aan de Minister en aan de AD Energie. Na een presentatie in de Task Force "Implementatie Strategische Reserve" die Elia op 29/11/18 organiseerde, werd dit verslag gepubliceerd op zijn website.¹

De methodologie die de transmissienetbeheerder heeft gevolgd bij de uitvoering van zijn probabilistische analyse, wordt uitvoerig toegelicht in zijn verslag om de vaststelling van het vereiste strategische reservevolume transparanter te maken. De transmissienetbeheerder heeft in 2018 ook

¹ http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/2018/20181128_Adequacy-study.pdf

twee raadplegingen gehouden voor het boekjaar 2019-2020: één over de te volgen methodologie² en één over de te gebruiken hypothesen en gegevens.³

2.1. Het basisscenario

Het basisscenario dat in overleg met AD Energie in de zomer van 2018 is opgesteld en waarin de methodologische opmerkingen uit de raadpleging van de TNB zijn verwerkt, is gebaseerd op de volgende hypothesen en gegevens:

1) Aan de aanbodzijde, in de winterperiode 2019/2020,

- wordt ervan uitgegaan dat 140 MW turbojet⁴ en 4491 MW gasgestookte elektriciteitscentrales (CCGT/OCGT/CL) tijdens de gehele winter in bedrijf⁵ zijn,

- er is rekening gehouden met de onbeschikbaarheid van het nucleair park die vermeld is op het transparency platform van de exploitant de dato 8/11⁶. Op die geplande onbeschikbaarheid werd een jaarlijks percentatge van niet-geplande onbeschikbaarheid toegepast van 3,5 %⁷,

- het tegen 2020 jaarlijks geïnstalleerde on shore windpotentieel (+/- 230 MW/jaar) is het resultaat van een raadpleging van de gewesten door de AD Energie⁸ (met name 2.513 MW op 1/10/2019),

- het offshore windpotentieel dat jaarlijks tegen tot eind 2020 wordt geïnstalleerd, blijkt uit de meest recente informatie van de AD Energie en de TNB (met name 1610 MW op 01/10/2019),

- het fotovoltaïsch potentieel voor zonne-energie dat jaarlijks tot 2020 (+/- 490 MW/jaar) wordt geïnstalleerd, is gebaseerd op een raadpleging van de gewesten door de AD Energie⁹ (hetzij 4443 MW op 1/10/19),

² http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Public-Consultation/2018/SR-2019-20-Elia-answers-public-consultation_v1

³ http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Public-Consultation/2018/20181019_SR-2019-20-Elia-answers-public-consultation_input_15102018.pdf

⁴ Cierreux 18 MW, Beerse 32 MW, Zelzate 18 MW, Aalter 18 MW, Zeebrugge 18 MW, Zedelgem 18 MW, Noordschote 18 MW. Aangezien de sluiting van Deux-Acren gepland staat voor begin 2020 is de capaciteit ervan niet in rekening gebracht.

⁵ Gelet op zijn terugkeer op de markt en de rendabiliteit van de CCGT-eenheden gedurende de laatste maanden wordt de eenheid van Drogenbos terecht beschouwd als een CCGT van 460 MW. De eenheden van Vilvoorde, Langerlo en die zijn teruggekomen om de SoS van de winter 18/19 te garanderen worden beschouwd als buiten de markt zijnde tijdens de winter 19/20 en dit overeenkomstig de koninklijke besluiten inzake de reddingsmaatregelen die hun heropstart mogelijk hebben gemaakt. Er wordt dus uitgegaan van 4253 MW CCGT/CL in totaal en van 238 MW OCGT.

⁶ Op 29/11/2018 is de onbeschikbaarheid die Elia heeft ingecalculleerd in haar rapport nog steeds van kracht, zonder enige bijkomende onbeschikbaarheid.

⁷ Gemiddeld percentage van 2007-2017 zonder rekening te houden met de uitzonderlijke stilleggingen van de 5 laatste jaren.

⁸ Raadpleging van de leden van de subgroep CONCERE SER/ENOVER HEB in de zomer van 2018. Dit potentieel kwam tot stand door rekening te houden met de elementen het NREAP 2020 for Belgium.

⁹ Raadpleging van de leden van de subgroep ENOVER HEB/CONCERE SER tijdens de zomer van 2018. Bij de raming van dit potentieel werd rekening gehouden met de elementen van het NREAP 2020 for Belgium.

- eind 2019 zal het aantal geïnstalleerde doorstroomwaterkrachtcentrales 118 MW bedragen en dat van pompslag 1.308 MW,

- de gegevens inzake de potentiële capaciteit voor afvalverbranding die jaarlijks tegen 2020 wordt geïnstalleerd, zijn afkomstig uit een Elia-database. Volgens de informatie waarover de AD Energie beschikt voorziet Elia geen grote verandering van die capaciteit.

- het potentieel voor gecentraliseerde biomassa is identiek aan dat van winter 2018/2019.

- de verdeling tussen het gecentraliseerde potentieel (348 MW eind 2018) en het gedecentraliseerde biomassapotentieel is afkomstig van een TNB-database¹⁰ die maandelijks wordt bijgewerkt op basis van uitwisselingen met directe afnemers en distributienetbeheerders. Er wordt echter rekening gehouden met een bijkomende (gedecentraliseerde) capaciteit aan biomassa buiten de CIPU, om het groeipercentage in rekening te nemen, dat de gewesten tijdens de raadpleging van AD Energie in de zomer van 2018 hebben verwacht.

- Het potentieel van gecentraliseerde WKK-centrales zal in de winter van 2019/2020 726 MW bedragen. De TNB-database met informatie van de distributienetbeheerders inventariseert een gedecentraliseerd potentieel voor warmtekrachtkoppeling van 1.244 MW eind 2019. Ook met dit potentieel werd rekening gehouden.

- Elia deelt mee dat in haar rapport van 15/11/2018 verbeteringen zijn aangebracht aan het simulatiemodel betreffende de productie van thermische eenheden buiten de CIPU (hoofdzakelijk kleine biomassa, afval en WKK). Die verbetering bestaat uit de creatie van 34 thermisch-afhankelijke productieprofielen die overeenstemmen met het effectieve productiedrag van die eenheden.

- de primaire (FCR), secundaire (aFRR) en tertiaire (mFRR) reserves die door de Belgische productie-eenheden worden geleverd, bedragen respectievelijk 13, 148 en 393 MW.

- de laatste beschikbare informatiegegevens over de evolutie van de productiecapaciteit in het buitenland werden als input gebruikt.

2) Aan de vraagzijde, tijdens de winterperiode 2019/2020,

- wordt het groeipercentage van de totale jaarlijkse vraag tussen 2018 en 2019 geraamd op 0,59%¹¹.

¹⁰ Alle eenheden met een vermogen van meer dan 0,4 MW worden afzonderlijk vermeld in deze database (samenwerkingsakkoord tussen Elia en de distributienetbeheerders).

¹¹ Gemiddeld groeipercentage van de laatste door IHS Markit gerapporteerde jaarlijkse groeipercentages. Om uit te leggen hoe met dit percentage rekening is gehouden bij de raadpleging van de gegevens wijst Elia erop dat de industrie, de handel, de residentiële sector, het transport en de landbouw individueel gesimuleerd zijn in het forecastmodel van IHS Markit. Voor België is de groei hoofdzakelijk toe te schrijven aan de toename op korte termijn van de vraag in de industrie en de handelssector. Om een beter zicht te krijgen op de economische parameters die blijken uit deze projectie van de vraag heeft Elia aan de AD Energie meegedeeld van plan te zijn haar eigen simulaties te ontwikkelen voor de volgende oefeningen inzake volumebepaling.

- de simulaties betreffende het piekverbruik¹² van de 33 winters die op een standaardprofiel worden gesimuleerd, resulteren in een piekverbruik¹³ tussen 12,9 en 14,7 GW voor de winter van 2019/2020. Het piekverbruik bij de percentiles 50 en 95 bedraagt 13,7 GW (probabiliteit van de verwezenlijking: een jaar op twee) en 14,4 GW (probabiliteit van de verwezenlijking: 1 jaar op 20).

3) De TNB blijft zijn flow-based methodologie verbeteren via een herziening van het selectieproces van de typische dagen en door rekening te houden met de parameter MinRAM 20%. Onder normale werkingomstandigheden van het net en onder gunstige marktvoorwaarden bedraagt de maximale invoercapaciteit die in de berekeningen voor de winter 2019/2020 in aanmerking wordt genomen 5.500 MW¹⁴.

4) Het in aanmerking genomen marktresponspotentieel (702 MW) is afgeleid uit de update van de E-CUBE-studie die in 2018 in opdracht van Elia werd uitgevoerd. De update was gericht op het kwantitatief gedeelte van de studie. Na deze update en ondanks de positie van FEBEG en de TF “Implementation Strategic Reserve” heeft Elia gekozen voor een groeipercentage van 7%/jaar van het DSM-potentieel. Hoewel tijdens de situatie onder stress van de winter 2018/2019 gebleken is dat de sector van vraagbeheer zich snel georganiseerd heeft om een capaciteit aan te bieden, moet een groeipercentage van 7% die lineair toegepast wordt afgetoetst worden met de effectieve gegevens van de markt. Er moet een ex-post evaluatie van de hypothese plaatsvinden.

2.2. De bestudeerde gevoeligheden

De uitzonderlijke langetermijnsluitingen van de Belgische en Franse kerncentrales (die zich hebben voorgedaan van 2014 tot 2018) hebben een aanzienlijke impact op de bevoorradingsszekerheid. Het is daarom nuttig om een gevoeligheid te testen op basis van deze ongeplande stilleggingen (elementen met een geringe waarschijnlijkheid, maar recentelijk waargenomen).

Een vergelijking van de gemodelleerde en werkelijke beschikbaarheden van de Belgische nucleaire capaciteiten laat toe om te concluderen dat de gebeurtenissen van de laatste 7 jaar in aanmerking kunnen worden genomen via een vermindering van de Belgische nucleaire capaciteit met 1,5 GW over de hele winterperiode 2019/2020.

Een vergelijking van de gemodelleerde en werkelijke beschikbaarheden van de Franse nucleaire capaciteiten laat toe te concluderen dat rekening kan worden gehouden met de gebeurtenissen van de afgelopen 7 jaar via een vermindering van de Franse nucleaire capaciteit over de hele winterperiode met 3,6 GW (4 eenheden van 910 MW) .

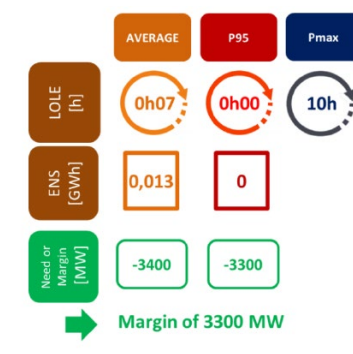
¹² Dit piekverbruik wordt hoofdzakelijk beïnvloed door de temperatuur.

¹³ Het totale verbruik komt overeen met het verbruik op het Elia-net en de distributienetten.

¹⁴ De Interconnector Nemo Link met 1000 MW werd in aanmerking genomen vanaf de winter 2019/2020. Een onbeschikbaarheidspercentage van 6% (ten aanzien van het rapport ENTSO-E MAF) werd toegepast voor de Monte Carlo trekkingen die verwezenlijkt zijn door het ANTARES-model dat door Elia is gebruikt. Dit percentage - dat in twijfel werd getrokken tijdens de TF ISR door Febeliec - werd overigens bevestigd door de ENTSO-E Task Force “HVDC Reliability” in de Working Group “Asset Implementation and Management” (WG AIM).

2.3. De resultaten

De resultaten van het basisscenario tonen een gemiddelde LOLE en een LOLE P95 aan die ver beneden de wettelijke criteria voor bevoorradingszekerheid¹⁵ liggen (respectievelijke waarden van 0h07 en 0h00 in de winter 2019/2020). Een marge van 3300 MW zorgt ervoor dat het wettelijke niveau van bevoorradingszekerheid gehandhaafd blijft tijdens de winter 2019/2020. Indien de veronderstellingen in dit basisscenario bewaarheid worden, is er geen strategische reserve nodig.



Bron : Elia – *The need for strategic reserve for winter 2019-20 and outlook for 2020-21 and 2021-22*

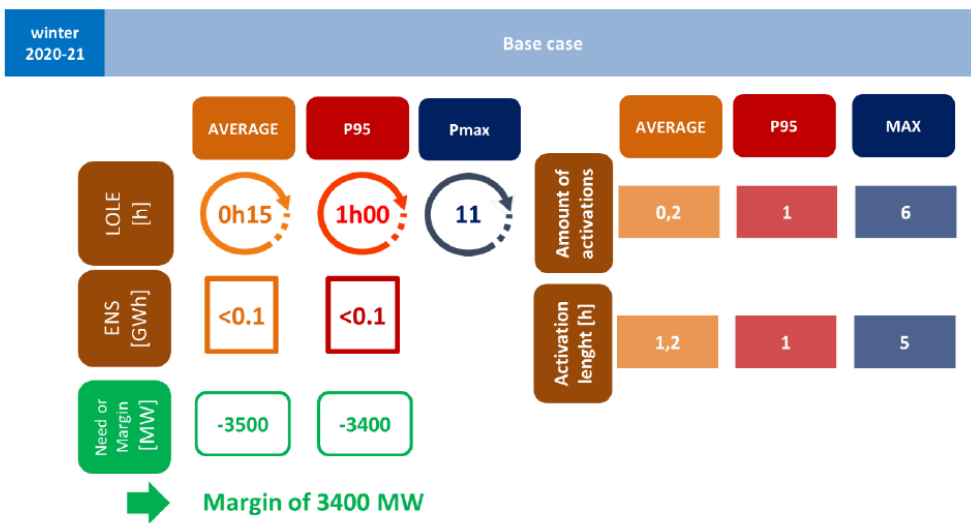
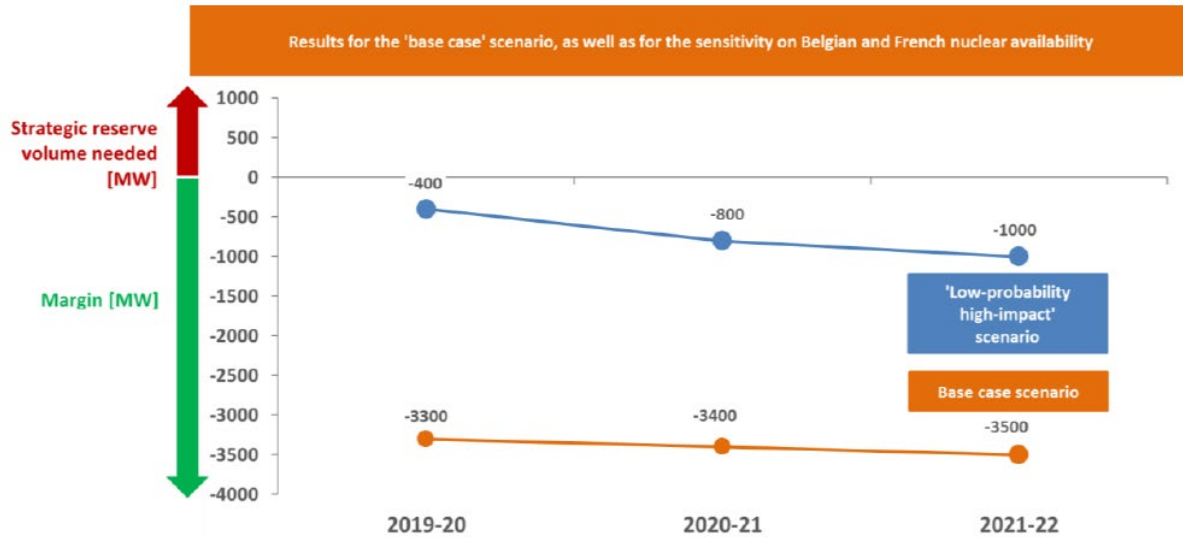
¹⁵ Artikel 7bis §2 van de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt bepaalt het volgende :

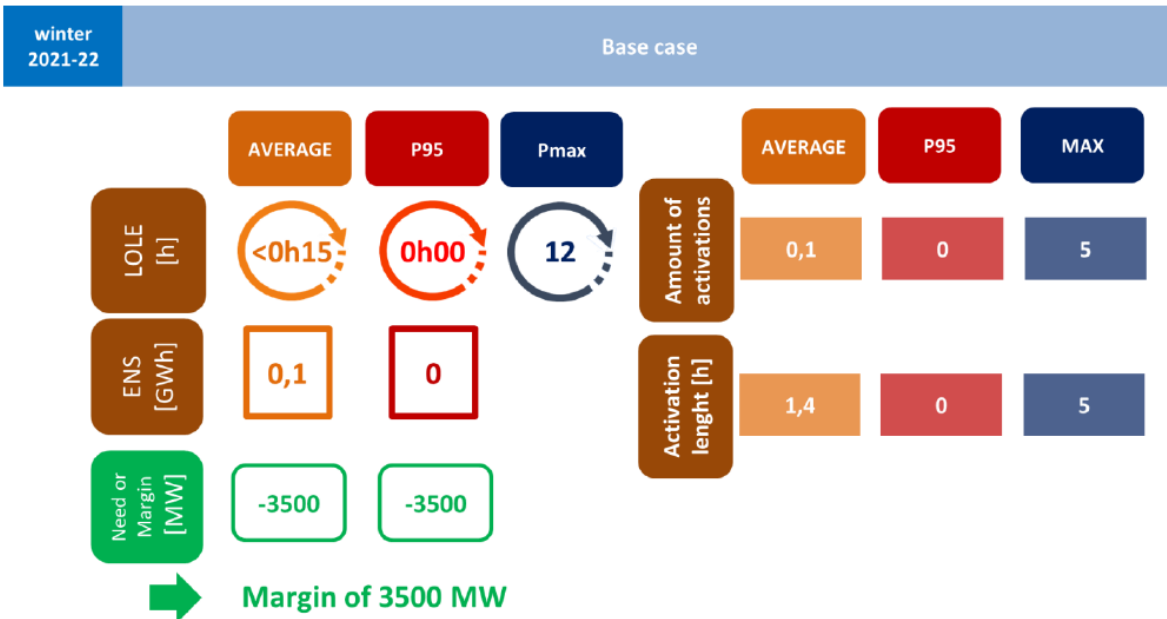
“Het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt, wordt bepaald door :

1° desgevallend, de geharmoniseerde normen vastgesteld door de in deze aangelegenheid bevoegde Europese instellingen;

2° bij het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees niveau, desgevallend de geharmoniseerde normen vastgesteld op regionaal niveau, inzonderheid op het niveau van de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt;

3° bij het ontbreken van zulke normen, een berekening van een LOLE van minder dan 3 uur en van een LOLE95 van minder dan 20 uur, aan de hand waarvan de ontbrekende ladingsvolumes, noodzakelijk voor de verzekering van de bevoorradingszekerheid, worden bepaald.”





Bron : Elia –Adequacy study for Belgium : the need for strategic reserve for winter 2019-20 and outlook for 2020-21 and 2021-22

De studie die werd uitgevoerd door Elia toont eveneens aan dat de criteria LOLE en P95 nageleefd worden voor de winterperiodes 2020/2021 en 2021/2022. Vanaf de winter 2020-21 wordt bij de invoercapaciteit overigens rekening gehouden met Alegro.

De resultaten van het bijkomende scenario dat rekening houdt met de terugtrekking van nucleaire capaciteit (1,5 GW in België en 3,6 GW in Frankrijk) worden voorgesteld in de volgende afbeeldingen. De wettelijke criteria van gemiddelde LOLE en P95 zijn daarin eveneens terug te vinden voor de 3 bestudeerde winterperiodes.

2.4. Aanbevelingen van de TNB

Elia geeft de aanbeveling een beslissing te nemen op basis van de resultaten van het scenario waarin rekening wordt gehouden met gebeurtenissen met een geringe probabilliteit maar met een grote impact op de Belgische bevoorradingszekerheid. Dat scenario toont een capaciteitsmarge van 400 MW; er is geen bijkomend volume nodig om te voldoen aan de wettelijke criteria om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit te garanderen tijdens de winter 2019/2020.

3. Analyse van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2019-2020

3.1. Validering van de methodologie en de werkhypothesen die door Elia zijn voorgesteld

De AD Energie is erkentelijk voor het kwaliteitsvolle werk van Elia.

De analysemethode werd reeds beproefd tijdens vorige evaluaties van het volume (voorbij winters) en op de proef gesteld in de task forces georganiseerd door de TNB maar ook tijdens de 2 publieke raadplegingen die in 2018 hebben plaatsgevonden. Ook tijdens twee ontmoetingen tussen Elia en de AD Energie in de loop van het laatste trimester van 2018 kon het ANTARES-model verder worden verfijnd.

De AD Energie onderkent de voortdurende verbetering van de gevolgde analysemethode : de laatste amendementen betreffende de productieprofielen van de thermische eenheden buiten CIPU, de typische dagen van flow based domein, de evolutie van de vraag en het potentieel van demand response. **Voor dit laatste punt wacht de AD Energie op een evaluatie ex-post van het weerhouden groeipercentage.**

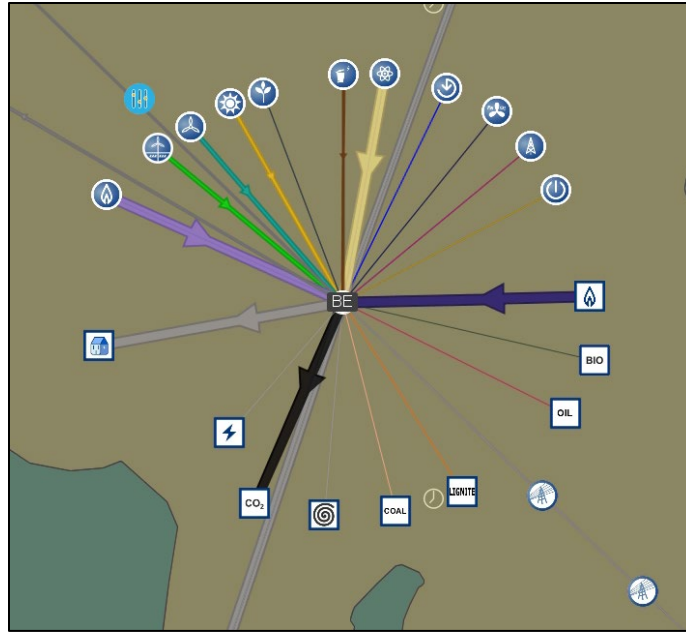
De AD Energie heeft meegewerkt aan de opmaak van de hypothesen en heeft de bestudeerde scenario's gevalideerd. **De AD Energie keurt de aanbeveling van de TNB goed om het scenario "low probability high impact" in aanmerking te nemen. Dat scenario biedt de mogelijkheid om rekening te houden met een "buffer" ingeval de onderhoudsperiodes uitlopen of indien de nucleaire eenheden onverwachts moeten worden stilgelegd.**

3.2 Analyse van de Algemene Directie Energie

Gelet op artikel 7ter van de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, de beloften die in oktober 2017 gedaan zijn bij de Europese Commissie en meer in het bijzonder de belofte om enkel contracten voor 1 jaar te sluiten, werd door de AD Energie in dit advies enkel de winter 2019/2020 geanalyseerd.

Om een advies te kunnen formuleren betreffende de bepaling van de behoefte aan strategische reserve voor de winterperiode 2019-2020 heeft de AD Energie gebruik gemaakt van het softwarepakket Supergrid Crystal die door de firma Artelys ontwikkeld is;

Supergrid is een instrument voor de modellering van geïnterconnecteerde netten. Elk land bestaat uit verschillende "assets" waarin de verschillende productietechnologieën, de interconnecties en het vraagpotentieel naar energie worden voorgesteld.



Schermafbeelding van het softwarepakket Supergrid : Voorstelling van België

Net zoals het model ANTARES dat door Elia wordt gebruikt, biedt Supergrid een optimalisatie van het energiesysteem gebaseerd op een minimalisering van de productiekosten.

Waar ANTARES echter een probabilistische aanpak hanteert, hanteert het model Supergrid een deterministische werkwijze. De oefening bestaat er immers in om “test cases” te creëren die vertegenwoordigd worden door welbepaalde inputgegevens (i.e. : een maximale nucleaire productiecapaciteit, de jaarlijkse beschikbaarheidscurve daarvan, de productiekost ervan, ...) en het samenspel tussen vraag en aanbod te simuleren over een bepaalde periode en volgens een bepaald uurstelsel. Om een probabilistische methode te benaderen zoals door Antares ontwikkeld werd, is het nodig tal van test cases met verschillende karakteristieken te simuleren waarbij het staal “extreem” geachte situaties kan impliceren.

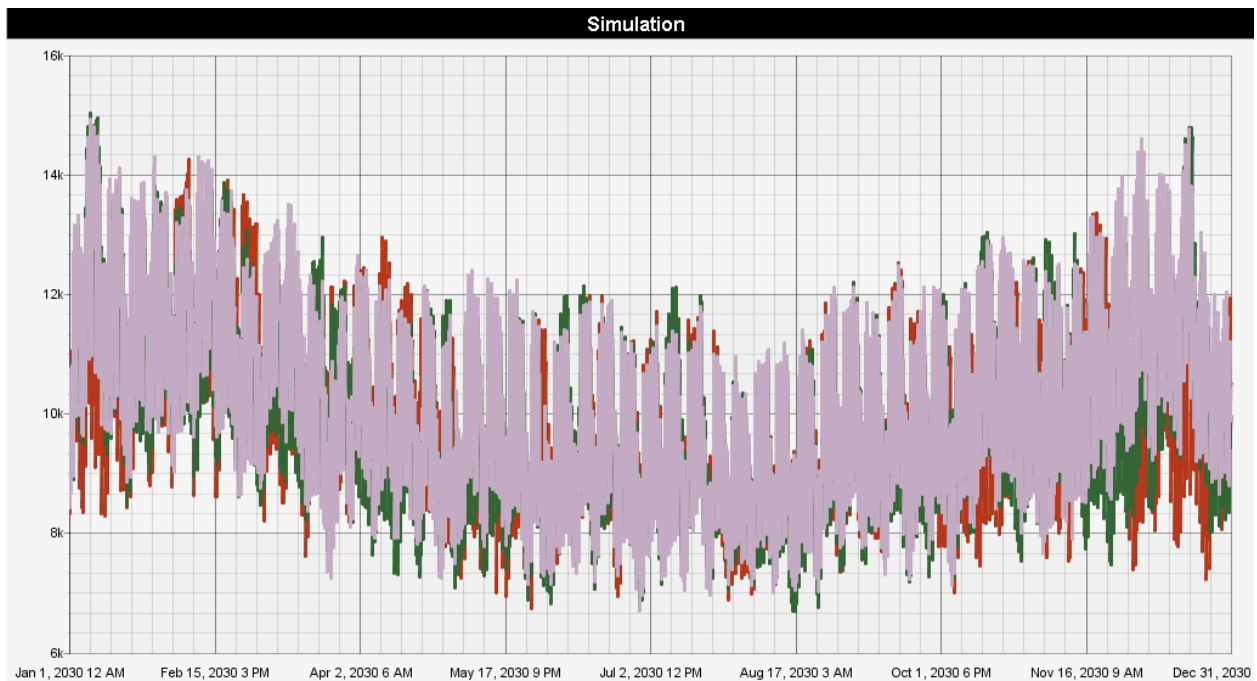
Bij haar analyse heeft de AD Energie zich gebaseerd op de twee scenario’s die in het rapport van Elia zijn toegelicht, met name een scenario “base case” en een scenario “low probability, high impact”. Voor beide scenario’s zijn zes “test cases” gesimuleerd. Die zes test cases gaan uit van verschillende hypothesen op het vlak van vraag, zonneproductie-, windproductie- en waterkrachtproductiecurves.

3.2.1. Gegevensinzameling en intergratie in Surpergrid van de hyptothesen van Elia

De gegevens die nodig zijn voor de modelvorming kunnen in drie categorieën worden ingedeeld : de assets die afhangen van de weersomstandigheden in termen van productie, de assets die niet afhangen van de weersomstandigheden in termen van productie en interconnecties.

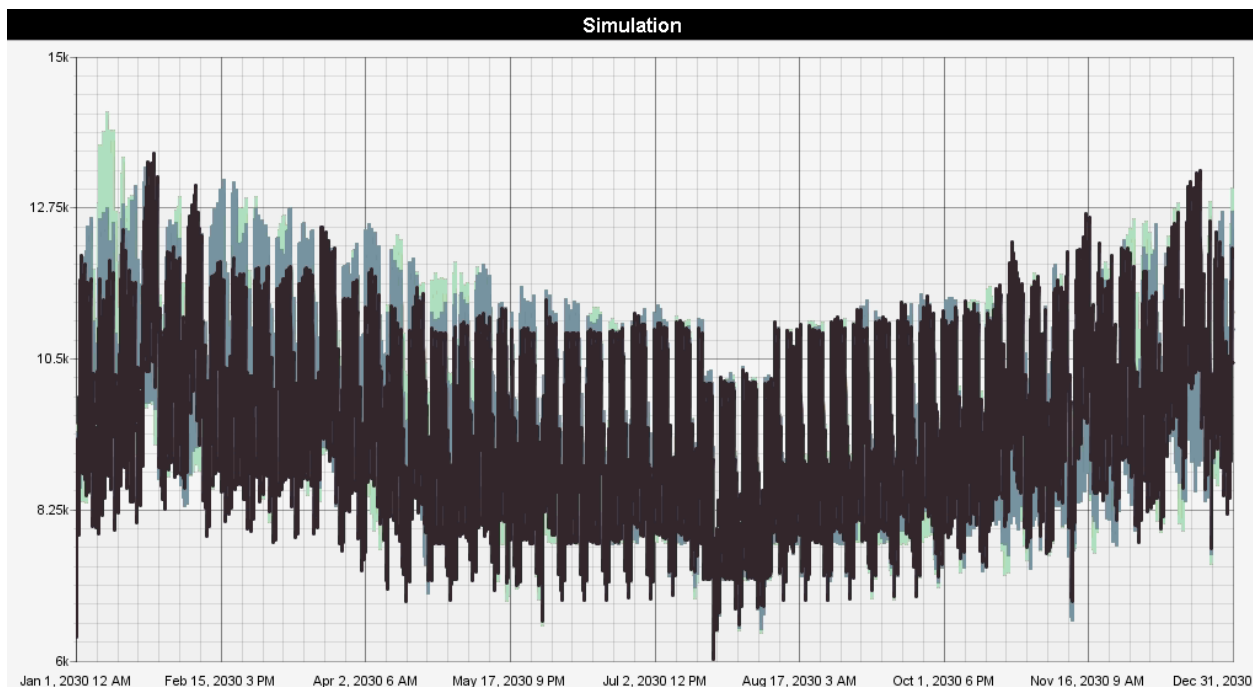
Voor de eerste categorie heeft de AD Energie zich gebaseerd op een staal van zes vraagcurven waarbij elke curve was opgebouwd op basis van een ander historisch klimatologisch jaar. De eerste gegevensset werd geleverd in de context TYNDP 2016 en heeft betrekking op de klimaatjaren 2008, 2009 en 2010. De tweede gegevensset werd geleverd in de context TYNDP 2018 en heeft betrekking op de klimaatjaren 1982, 1984 en 2007. Deze vraagcurven werden uitgezet tegenover de curven inzake de beschikbaarheid van de productie van zonne-, wind- en warmtekrachtenergie. Al die gegevens samen werden ons aangeleverd door de software Artelys en de klimaatjaren zijn afkomstig van de database van ENTSO-E.

De aangeleverde curven bieden het voordeel dat zij zes verschillende situaties voorstellen in termen van productie- en vraagvolume maar ook in termen van distributie in tijden van productieschaarste of van piekvraag. Binnen de bestudeerde scenario's konden eveneens meer gespannen situaties in termen van bevoorradingszekerheid worden geanalyseerd. De geïnstalleerde capaciteit van elk productieasset is beschreven in het rapport van Elia.



Schermafbeelding Supergrid : Eerste set van vraagcurves – gegevens TYNDP 2016¹⁶

¹⁶ Voor de lezer : indien de X-as het jaar 2030 voorstelt dient erop gewezen dat de bestudeerde periode wel degelijk de winter 2019-2020 is maar voor het gebruiksgemak werd de gekozen lay out bepaald op 2030.



Schermafbeelding Supergrid : Tweede set van vraagcurves – TYNDP 2018

Bij de tweede categorie (kernenergie, CCGT/CL, OCGT, CHP, turbojets, pompcentrales, afval, biomassa) werd de geïnstalleerde capaciteit uit het rapport van Elia gebruikt. De door Supergrid voorgestelde beschikbaarheidscurven - die soms al te optimistisch werden beoordeeld – werden samen met Elia besproken en zijn dienovereenkomstig aangepast¹⁷.

Voor de modelvorming van de interconnecties gebruikt Supergrid de NTC-methode. Elke interconnectie beschikt over een maximale uitwisselingscapaciteit. De gegevens zijn die welke door Artelys zijn aangeleverd; zij zijn door Elia geanalyseerd en gevalideerd. De beperking van de totale invoercapaciteit van België van 5500 MW werd eveneens toegevoegd.

Er werd een asset “Market Response” in het model geïntegreerd. Daarop werd een capaciteit van 820 MW toegepast. Het volume stemt overeen met wat in het Eliarapport werd aangekondigd.

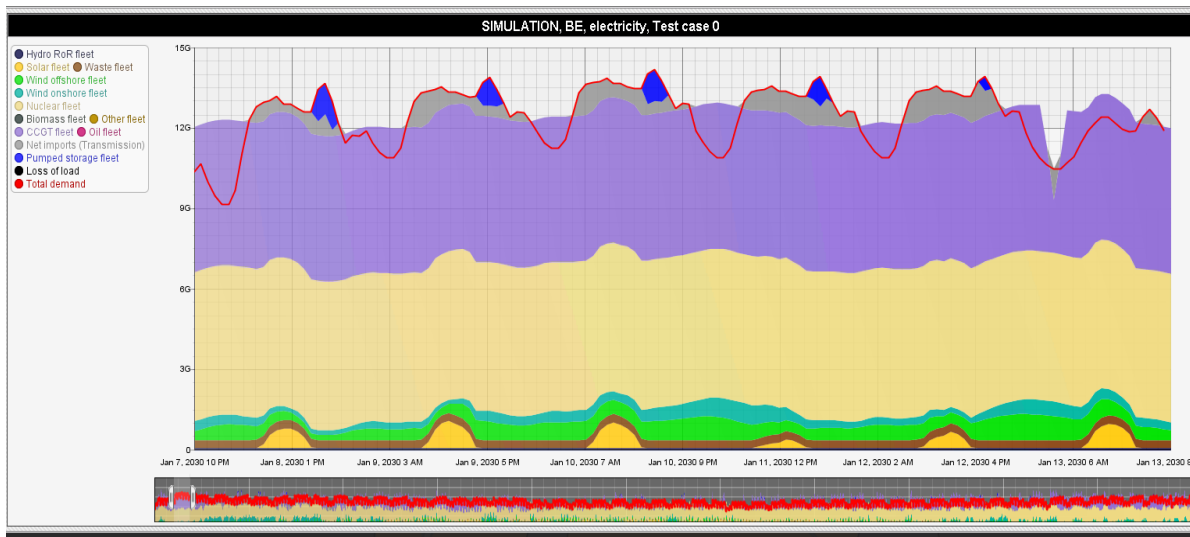
Het productievolume voorbehouden voor de Balancing Market (553 MW, volgens het Eliarapport) werd afgetrokken van de maximumcapaciteit van de asset CCGT-productie.

¹⁷ Biomassa, Waste : 80% beschikbaarheid – CCGT : 95% beschikbaarheid – WKK : 60% beschikbaarheid – Kernenergie : vermindering met 10% in vergelijking met de basisbeschikbaarheid, hetgeen leidt tot een jaarlijks gemiddelde van 83%, wat overeenkomt met de door het IAEA aangekondigde cijfers.

3.3.2. Analyse van de resultaten

Voor het scenario “base case” zoals door Elia beschreven, bedraagt voor elk van de zes bestudeerde test cases, de LOLE 0 uur en kan men dus besluiten dat er geen enkel volume aan strategische reserve nodig is.

In het scenario “Low probability, High Impact” zoals beschreven door Elia wordt een gemiddelde LOLE van 24 minuten opgetekend. Aangezien het resultaat zich situeert onder de criteria van de bevoorradingszekerheid kunnen wij besluiten dat er geen enkel volume aan strategische reserve nodig is.



Schermafbeelding Supergrid : Visualisatie van de eventuele periodes ENS (Energy Not Served) – scénario Base Case

3.3. Vergelijking van beide modellen

De AD Energie heeft in samenwerking met Elia de grote verschillen tussen de twee gebruikte modellen geïdentificeerd. Daaruit blijkt dat een probabilistische methode te verkiezen is bij de oefening om een volume aan strategische reserve te bepalen.

Ten eerste laat de deterministische methode niet toe te werken met zo een groot staal als dat van Elia. Aangezien de oefening om een volume aan strategische reserve te bepalen nauw samenhangt met de onderliggende hypothesen leidt een groter staal ook tot sterkere resultaten.

Ten tweede is de modellering van de interconecties verschillend in die zin dat Supergrid de NTC-methode hanteert terwijl ANTARES gebruik maakt van de Flow Based-methode. Die laatste methode wordt

beschouwd als zijnde meer nauwkeurig. De NTC-methode heeft immers de neiging de invoercapaciteit bij schaarste te overevalueren.

Tenslotte blijkt de modelleringsmethode van de Market Response nauwkeuriger te zijn dan die welke gebruikt is door de AD Energie in die zin dat zij de mogelijkheid biedt rekening te houden met de activiteringslimieten en de daarbij horende volumes.

Die verschillen kunnen de uiteenlopende resultaten verklaren die bekomen zijn in termen van LOLE voor het scenario “Low probability, High impact”, waar – ter herinnering – Elia kwam tot een gemiddelde LOLE van 1 uur 49 tegenover 0 uur 24 voor de AD Energie.

Desalniettemin beklemtoont de AD Energie dat haar deterministisch model haar hoe dan ook de mogelijkheid biedt de tendensen te valideren waarop Elia gewezen heeft in haar analyses van de bevoorradingszekerheid. De overheid kan zo beschikken over een eigen instrument waarmee zij in alle transparantie een advies kan uitbrengen over de toestand van de bevoorradingszekerheid.

Het door de AD Energie gebruikte model moet nog verbeterd worden om zich te kunnen uitspreken over de marges en/of de strategische reserve die voorzien moeten worden voor de toekomstige winters. Daarvoor moeten onder meer bijkomende gegevens worden ingezameld.

4. Advies en aanbeveling van de Algemene Directie Energie voor de winterperiode 2019/2020

Hoewel de modellen die gebruikt worden door de Algemene Directie Energie en door de TNB verschillend van aard zijn, moet men niettemin vaststellen dat de resultaten die verkregen worden om de totale benodigde strategische reserve in te schatten zeer gelijkaardig zijn : er is geen volume aan strategische reserve nodig.

De Algemene Directie Energie valideert aldus, op basis van haar analyse, de resultaten die verkregen zijn aan de hand van het probabilistische model van de TNB. De AD Energie gebruikt bijgevolg die laatste (meer precieze) resultaten om haar aanbevelingen aan de Minister te formuleren.

De Algemene Directie Energie stelt de Minister voor om niet de opracht te geven aan Elia om in januari 2019 een strategische reserve aan te leggen voor de winterperiode 2019/2020. Indien na 15 januari 2019 de omstandigheden die gepaard gaan met de bevoorradingszekerheid zodanig zouden evolueren dat de strategische reserve nietovereenkomt met de criteria vermeld in artikel 7bis, §2, kan de minister steeds, uiterlijk op 1 september 2019, op basis van een geüpdate analyse van de netbeheerder en het

advies van de Algemene Directie Energie, via in Ministerraad overlegd ministerieel besluit, het vereiste niveau van de strategische reserve voor winter 2019/2020 herzien.

De Algemene Directie Energie stelt aan Mevrouw de Minister voor om in januari 2019 aan de transmissienetbeheerder niet de opdracht te geven een strategische reserve aan te leggen voor de winter 2018-2019.

Directeur-generaal a.i.

Nancy MAHIEU.