Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

CREG

Nota

(Z)2079
25 juni 2020

Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas tijdens de maanden januari tot en met mei 2020: impact van de coronacrisis

Opgesteld met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en met toepassing van artikel 15/14, §2, 2° van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen.

Niet-vertrouwelijk

CREG – Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE 2
INLEIDING 3
1. elektriciteit 4
1.1. Elektriciteitsafname 4
1.2. Elektriciteitsproductie 6
1.3. Uitwisseling van elektriciteit 8
1.4. Balancing 10
1.5. Negatieve elektriciteitsprijzen 13
1.5.1. Day-Ahead 13
1.5.2. Termijnmarkt 14
1.5.3. Onbalansprijzen 16
1.5.4. Modulatie bij kerncentrales 16
1.5.5. Gascentrales 18
1.6. Prijsvorming in de CWE dagmarktkoppeling op 13 april 2020 20
1.6.1. Situatie in België op 13 april 2020 20
1.6.2. Impact van de locatie van de congestie op de CWE dagmarktprijzen 21
1.6.3. Impact van Dynamic Line Rating 27
1.6.4. Impact van de Clean Energy Package 28
1.6.5. Impact van Flow Based Intuitive 31
2. Aardgas 33
2.1. Aardgasverbruik 33
2.2. Grensoverschrijdende aardgasstromen en aardgasverbruik 36
2.3. Opslag 39
2.3.1. Gasopslag in België 39
2.3.2. Paar markante cijfers 40
2.4. LNG 42
2.5. Kortetermijnmarkt 43
3. Besluit 44

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) geeft in deze nota een beknopt overzicht van de belangrijkste evoluties op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit en gas in de eerste vijf maanden van 2020, in vergelijking met dezelfde maanden van de vijf vorige jaren: impact van de coronacrisis.

De bedoeling van deze nota is te analyseren of en in welke mate de coronacrisis een impact heeft gehad op de elektriciteits- en aardgasmarkten en de werking ervan. De geanalyseerde periode loopt van januari tot en met mei.

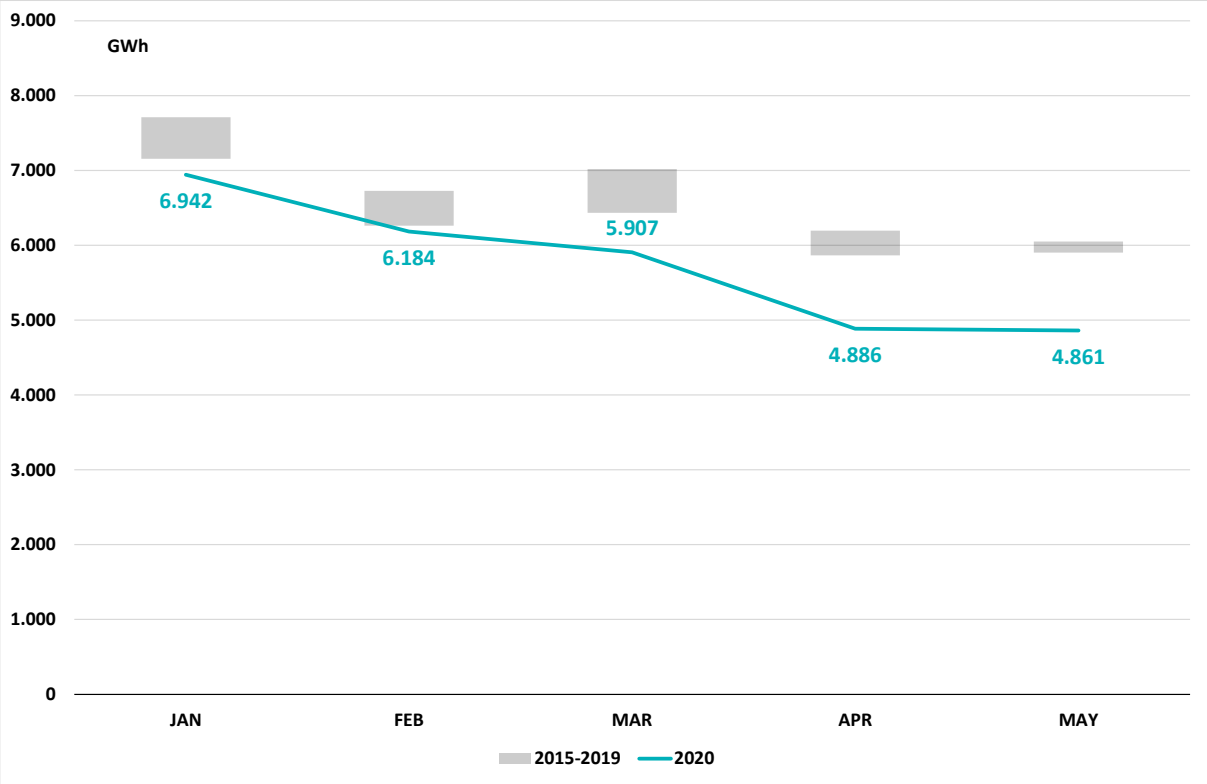
Sommige gegevens zijn nog niet gevalideerd en kunnen dus nog wijzigen.

Het directiecomité van de CREG heeft deze nota goedgekeurd op zijn vergadering van 25 juni 2020.

1. ELEKTRICITEIT

1.1. ELEKTRICITEITSAFNAME

1. De elektriciteitsafname van het Elia-net was tijdens de eerste vijf maanden van 2020 lager dan die van dezelfde maanden over de periode 2015-2019. Het grootste verschil is te zien in maart, april en mei, samenvallend met de inwerkingtreding van de maatregelen tegen de verspreiding van het COVID-19 virus vanaf 13 maart. Maar ook al in januari en februari was er reeds een lagere elektriciteitsafname in vergelijking met de voorgaande jaren, zij het minder uitgesproken.

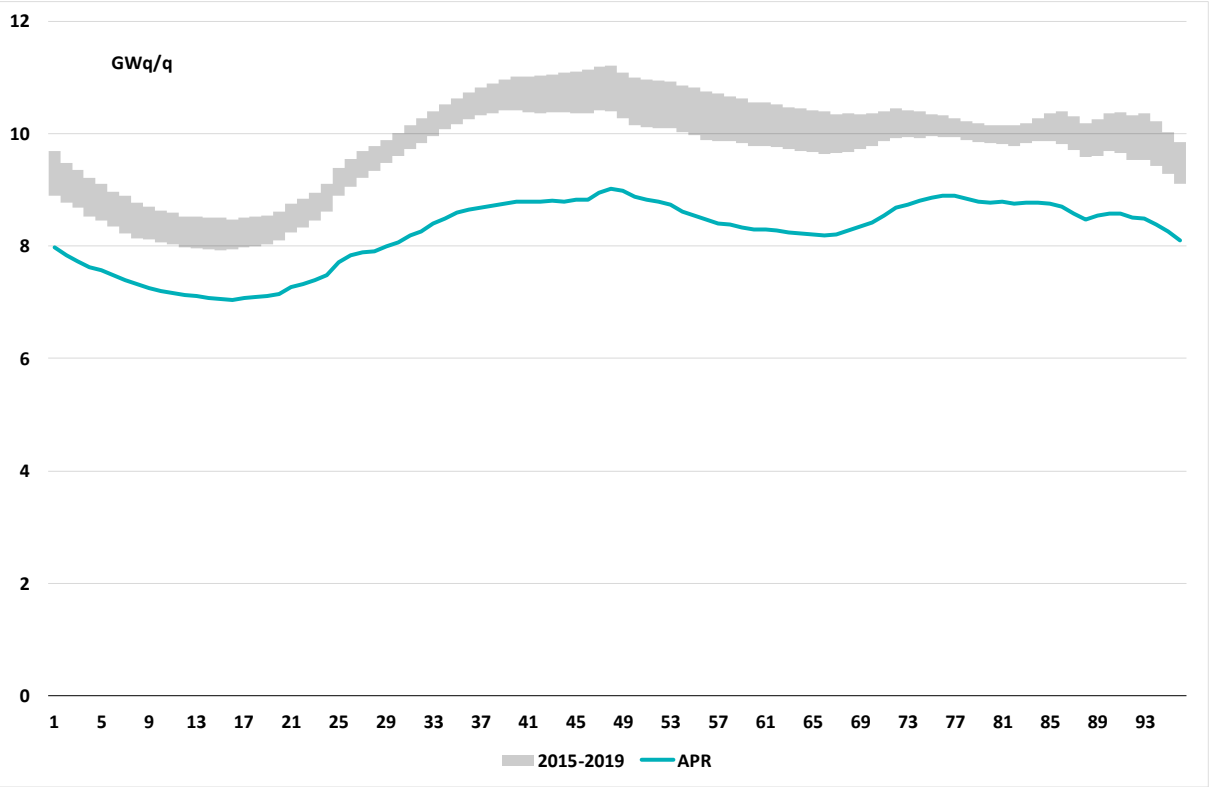


Figuur 1 De geaggregeerde afname uit het Elia net, per maand voor de eerste 5 maanden van het jaar, in 2020 ten opzichte van de in de periode van 2015 tot en met 2019 geobserveerde minimale en maximale geaggregeerde afname

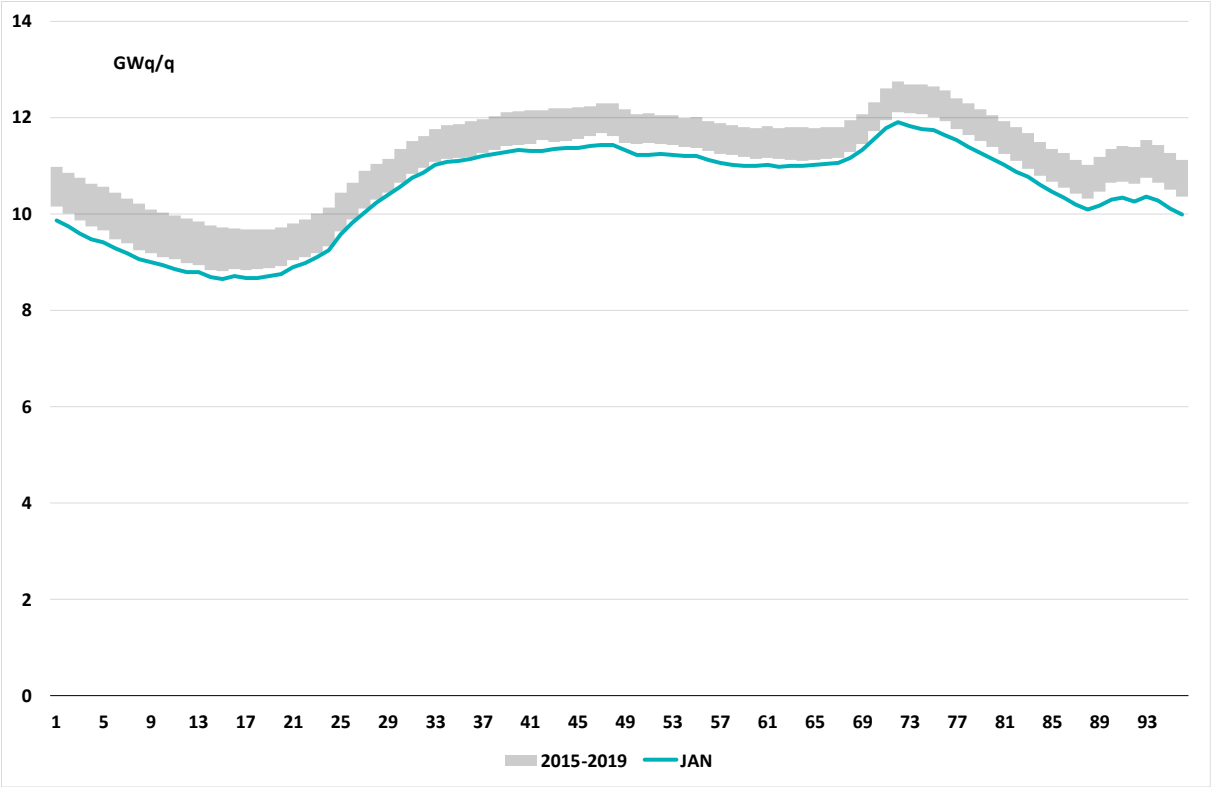
2. Deze verminderde elektriciteitsafname wordt gedreven door een verminderde consumptie van elektriciteit en/of door een toegenomen aanbod van decentrale productie of hernieuwbare energieproductie. In maart bedroeg het verschil in afgenomen energie ten opzichte van de historische *business-as-usual* in dezelfde maand 880 GWh ten opzichte van een verschil in geschatte consumptie[1] van 913 GWh. Het verschil van 33 GWh wordt verklaard door minder injectie van lokale productie ten opzichte van dezelfde maand van vorige jaren waardoor de daling van de consumptie deels gecompenseerd wordt. Voor april bedragen de cijfers respectievelijk 1410 GWh en 1090 GWh, en voor mei 1130 GWh en 750 GWh. Het verschil van 320 GWh in april en 580 GWh in mei vertegenwoordigt de injectie van lokale productie.

[1] In tegenstelling tot de afname uit het Elia-net houdt de schatting van de consumptie rekening met de gegeneerde elektriciteitsvolumes op distributienetniveau en netverliezen. Door een combinatie van berekeningen en metingen schat Elia de consumptie via de “Total Load”, ook gepubliceerd op hun website.

3. De impact op het dagprofiel van de afname wordt geëvalueerd door het gemiddelde dagprofiel van de afname in april te vergelijken met die in januari. Tijdens de nacht is er een daling van de geschatte elektriciteitsconsumptie op te merken van gemiddeld ongeveer 1000 MW (wat overeenkomst met de productie van een nucleaire centrale). De gemiddelde daling van de geschatte elektriciteitsconsumptie tijdens de piekperiode van de dag is ongeveer 1500 MW. Dit verschil is significant, niet enkel qua grootte-orde maar ook op vlak van timing: in de maand januari nog was duidelijk het *business-as-usual* verbruik te zien.



Figuur 2 Schatting van de gemiddelde consumptie van elektriciteit in België (Total Elia Load) in april 2020, per kwartier tijdens de dag. Dit consumptieprofiel wordt bekomen door optellen van de onshore windproductie en zonneproductie op distributienetniveau bij de geaggregeerde afname uit het Elia net, per kwartier tijdens de dag.



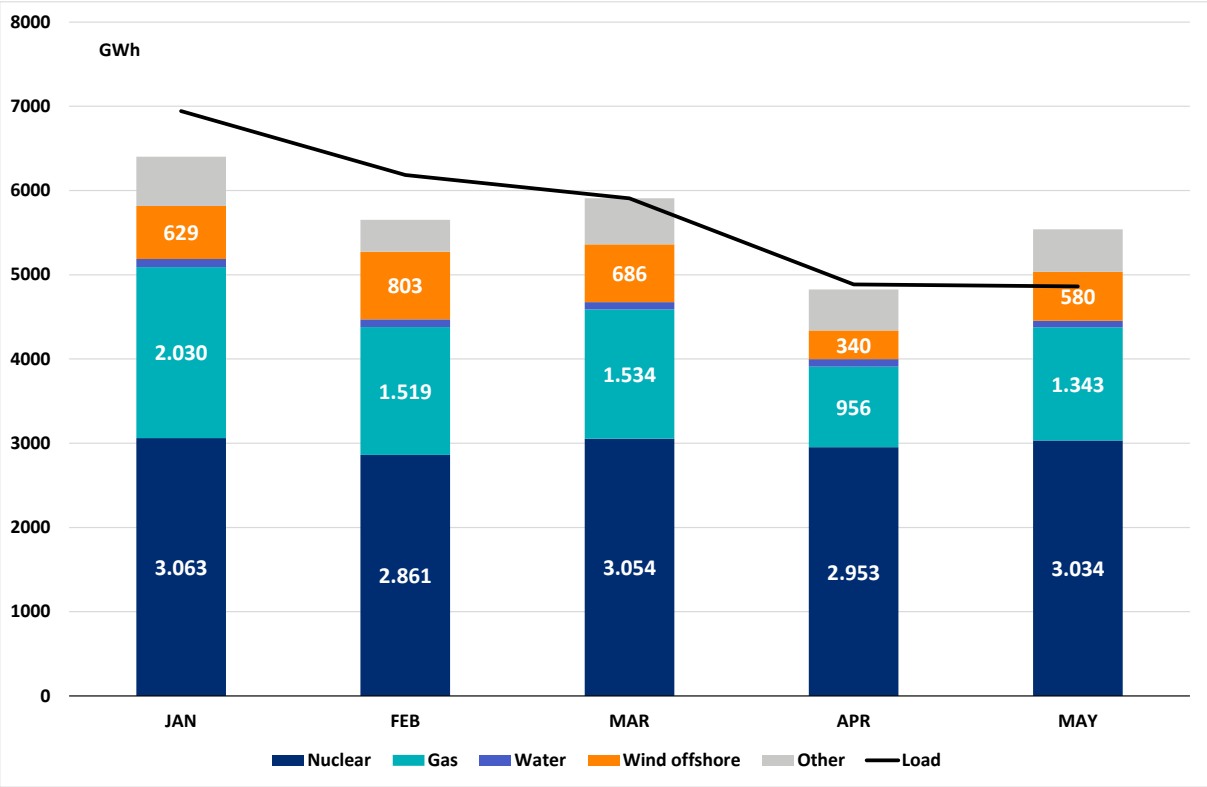
Figuur 3 Benaderende berekening van de gemiddelde consumptie van elektriciteit in België in januari 2020, per kwartier tijdens de dag. Dit consumptieprofiel wordt bekomen door optellen van de onshore windproductie en zonneproductie op distributienetniveau bij de geaggregeerde afname uit het Elia net, per kwartier tijdens de dag.

1.2. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

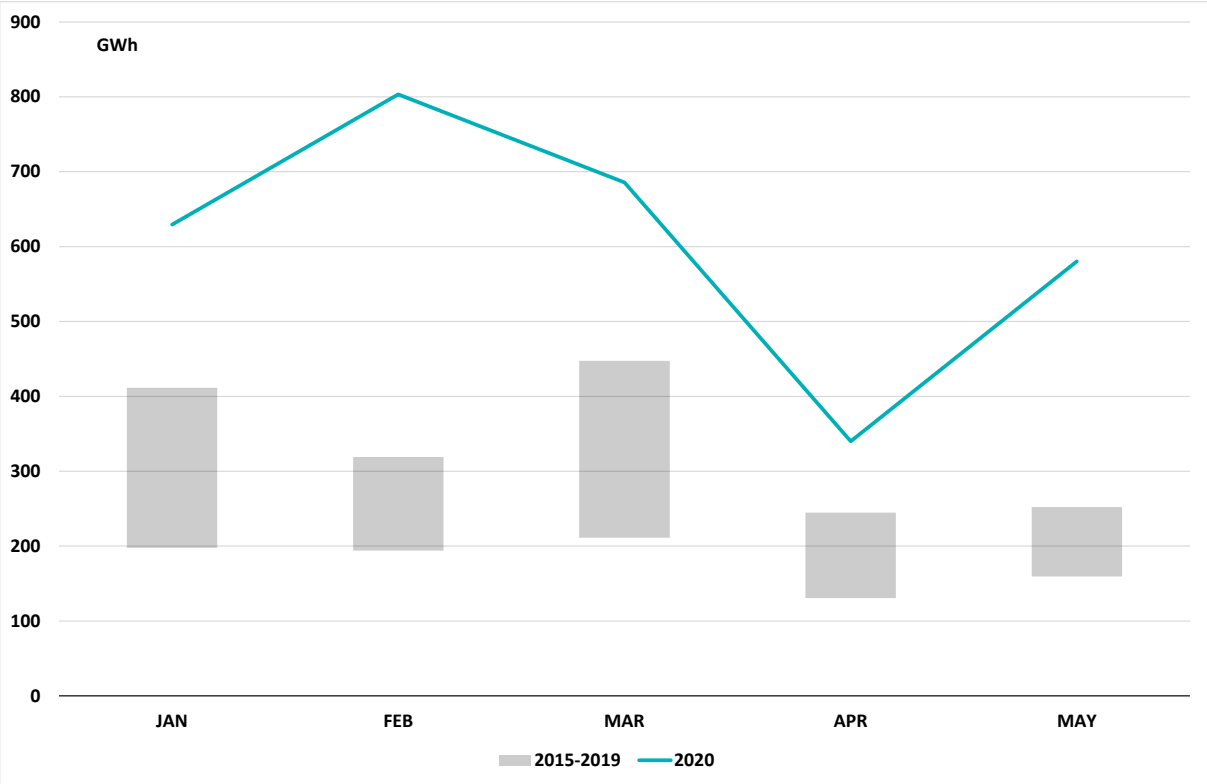
4. De elektrische energie geïnjecteerd op het Elia-net volgt de geaggregeerde afname uit het Elia-net. Verschillen tussen beide zijn grotendeels gelijk aan de geplande in- en uitvoer van elektriciteit uit of naar het buitenland. Vooral de nucleaire centrales, gascentrales en het offshore windpark injecteren de nodige elektriciteitsvolumes in het Elia-net. De daling van de elektriciteitsafname in april wordt grotendeels opgevangen door een verminderde productie door gascentrales, maar ook de windproductie viel terug. De nucleaire productie bleef nagenoeg constant. In mei steeg de productie van gascentrales opnieuw.

5. De sterke daling van het aandeel van gascentrales in de elektriciteitsproductie in april is te verwachten: gascentrales worden meestal ingezet om de piekafname op te vangen, tijdens de winterperiode en tijdens de piekperiode van de dag. Door de sterke daling van het elektriciteitsconsumptieprofiel tijdens de piekperiode is er tijdelijk minder nood aan de energie die geleverd wordt door deze gascapaciteit. Bovendien is de marginale kost van gascentrales hoger dan die van nucleaire capaciteit en windcapaciteit.

6. De terugval van windenergieproductie in april is consistent met historische observaties (in de winter is er doorgaans meer wind) alhoewel de windenergieproductie in mei 2020 hoger ligt door de stijging van de capaciteit aan offshore windparken door de indienstneming van nieuwe offshore parken.



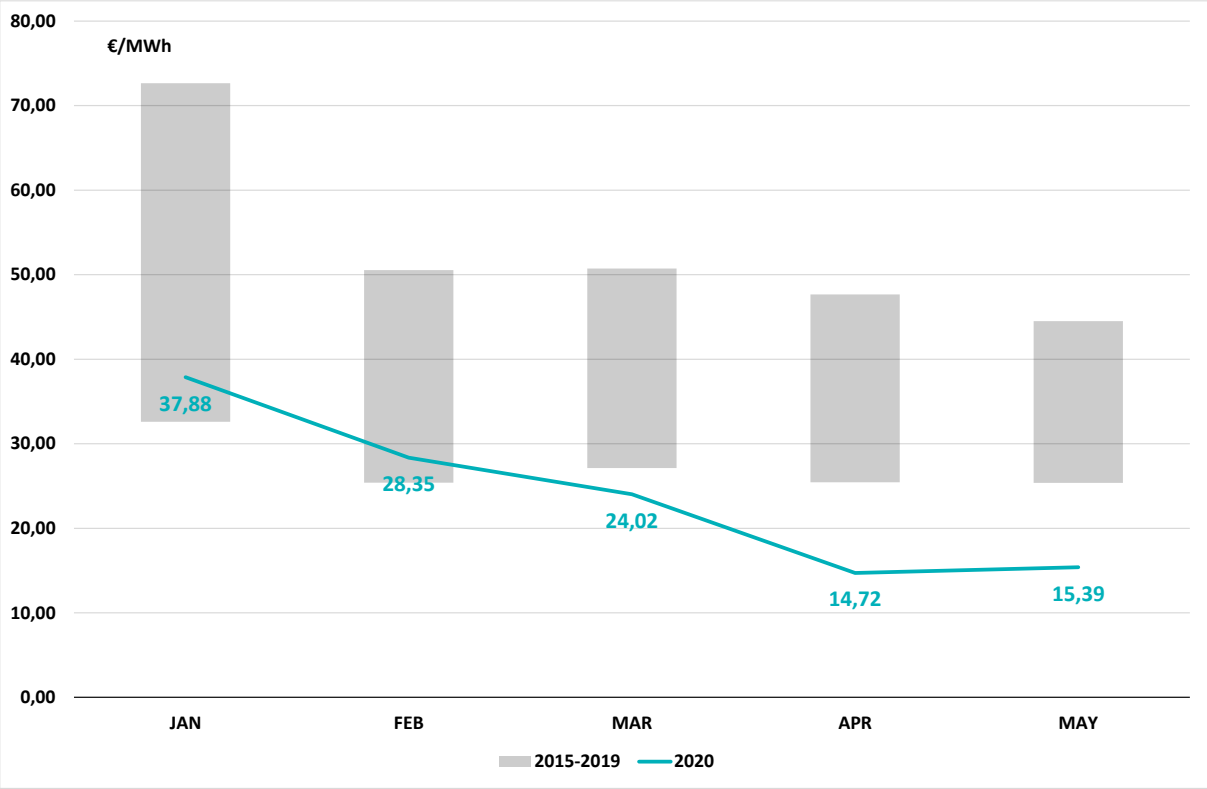
Figuur 4 De volumes aan geïnjecteerde elektriciteit in het Elia net, per type centrale en per maand voor de eerste 5 maanden van het jaar, in 2020. De geaggregeerde afname uit het Elia net, per maand voor de eerste 5 maanden van het jaar, in 2020 staat er ter referentie bij.



Figuur 5 De volumes aan geïnjecteerde elektriciteit in het Elia net door offshore windparken, per maand voor de eerste 5 maanden van het jaar, in 2020 ten opzichte van de in de periode van 2015 tot en met 2019 geobserveerde minimale en maximale geïnjecteerde elektriciteit door offshore windparken

1.3. UITWISSELING VAN ELEKTRICITEIT

7. Het lager aandeel van duurdere gascentrales ten opzichte van de andere type centrales die de productiemix in april uitmaken volgt uit de daling van de dagmarktprijzen. De daling van de dagmarktprijs in maart en vooral april is uitgesproken ten opzichte van de historische observaties over de periode 2015 tot en met 2019. Vergeleken met de volledige beschikbare historische periode sinds 2007 is de marktsituatie in april ongezien: terwijl in de periode van 2007 tot en met 2018 nooit meer dan 15 uren negatieve dagmarktprijzen waren gedurende een heel kalenderjaar (nooit meer dan 10 uren in de periode van 2015 tot en met 2019), werden er in april 2020 alleen al 37 uren negatieve prijzen gevormd op de dagmarkt. De gemiddelde negatieve prijs was -34,2 euro/MWh. Anders geformuleerd, gedurende 5% van de tijd in april 2020 kreeg je op de dagmarkt 34,2 euro/MWh *betaald* om elektriciteit *te kopen*. In mei waren er 35 uren met negatieve prijzen, aan een gemiddelde van -21,3 euro/MWh.

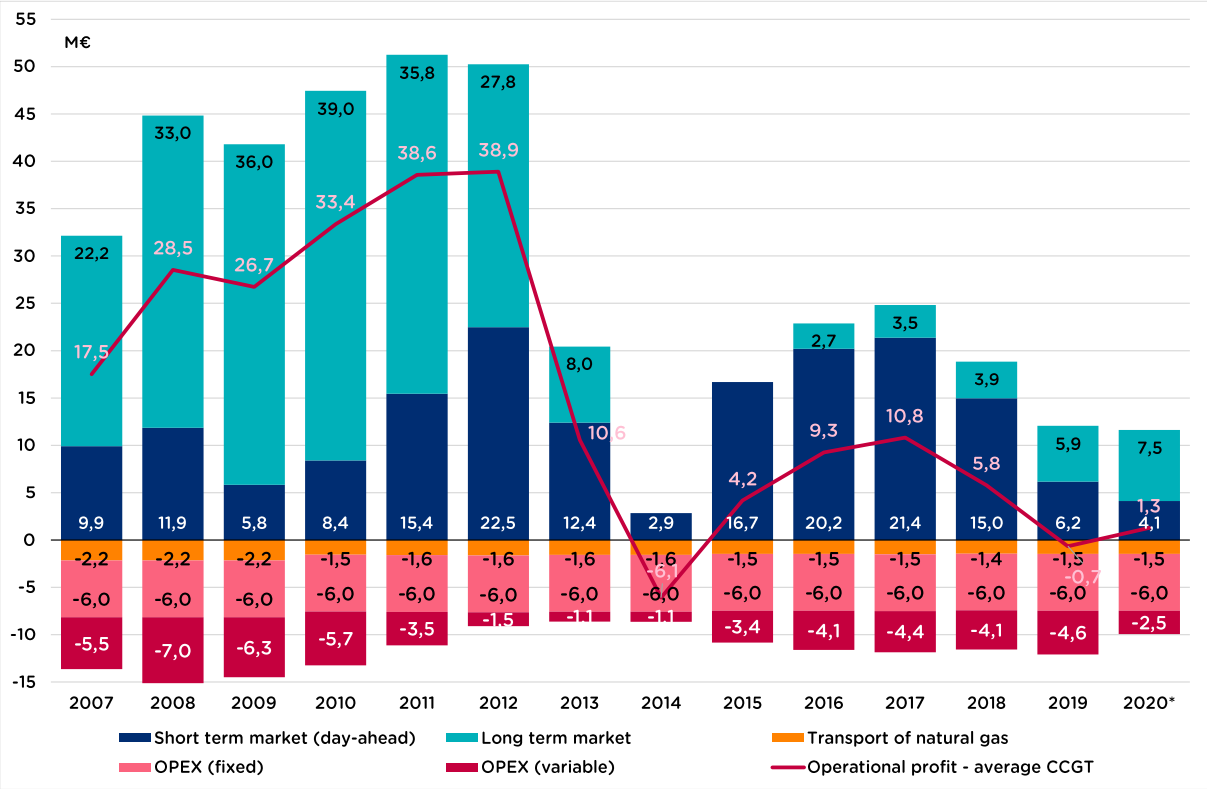


Figuur 6 De gemiddelde dagmarktprijzen, per maand voor de eerste 5 maanden van het jaar, in 2020 ten opzichte van de in de periode van 2015 tot en met 2019 geobserveerde minimale en maximale dagmarktprijzen

8. De lage en negatieve dagmarktprijzen in april en mei hoeven niet noodzakelijk te duiden op een verlieslatende situatie voor elektriciteitsproducenten. Bij een normaal risicobeheer wordt bijna de volledige productiecapaciteit op langere termijn verkocht via langetermijnmarkten. Vorig jaar bedroeg de waarde van het contract voor levering van elektriciteit in 2020 gemiddeld 51,0 euro/MWh (aan 42,7 euro/MWh op de laatste handelsdag van het *year-ahead* product). Vorig kwartaal, voor levering van elektriciteit in het tweede kwartaal van 2020, kon het aanbod aan gemiddeld 30,9 euro/MWh ingedekt worden (18,7 euro/MWh op de laatste handelsdag van het *quarter-ahead* product). Vorige maand kon aanbod aan gemiddeld 25,1 euro/MWh ingedekt worden (aan 16,3 euro/MWh op de laatste handelsdag van het *month-ahead* product). Al deze waarden zijn hoger dan de gerealiseerde gemiddelde dagmarktprijs in april 2020.

9. Meer bepaald is de winstgevendheid van elektriciteitsproducenten afhankelijk van het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de kosten die gemaakt worden om die elektriciteit te genereren. Bij de

gascentrales wordt dit verschil op korte termijn weergegeven door de *Clean Spark Spread*. Indien de *Clean Spark Spread* voor verkoop van elektriciteit op de dagmarkt negatief is (door bijvoorbeeld een lage of negatieve elektriciteitsprijs en/of een lage gasprijs), verhoogt de gasproducent zijn winstgevendheid door de op langetermijnmarkten reeds verkochte elektriciteit opnieuw aan te kopen. Immers, de kost van de aankoop van elektriciteit is lager dan de inkomsten door verkoop van gas en CO_2-certificaten. Met een standaard biedstrategie leidt dit tot de conclusie dat een gemiddelde STEG-centrale van 400 MW in België via aankoop van elektriciteit en verkoop van gas en CO2-certificaten tijdens de eerste 5 maanden van het jaar 2020, 4,1 MEUR inkomsten kon genereren. Als gevolg zou de STEG-centrale, na de eerste vijf maanden van 2020 en ondanks de lage en negatieve dagmarktprijzen in april en mei, toch reeds een positieve operationele winst verzekerd hebben, rekening houdend met de vaste kosten voor het hele kalenderjaar 2020 (zie figuur 6).

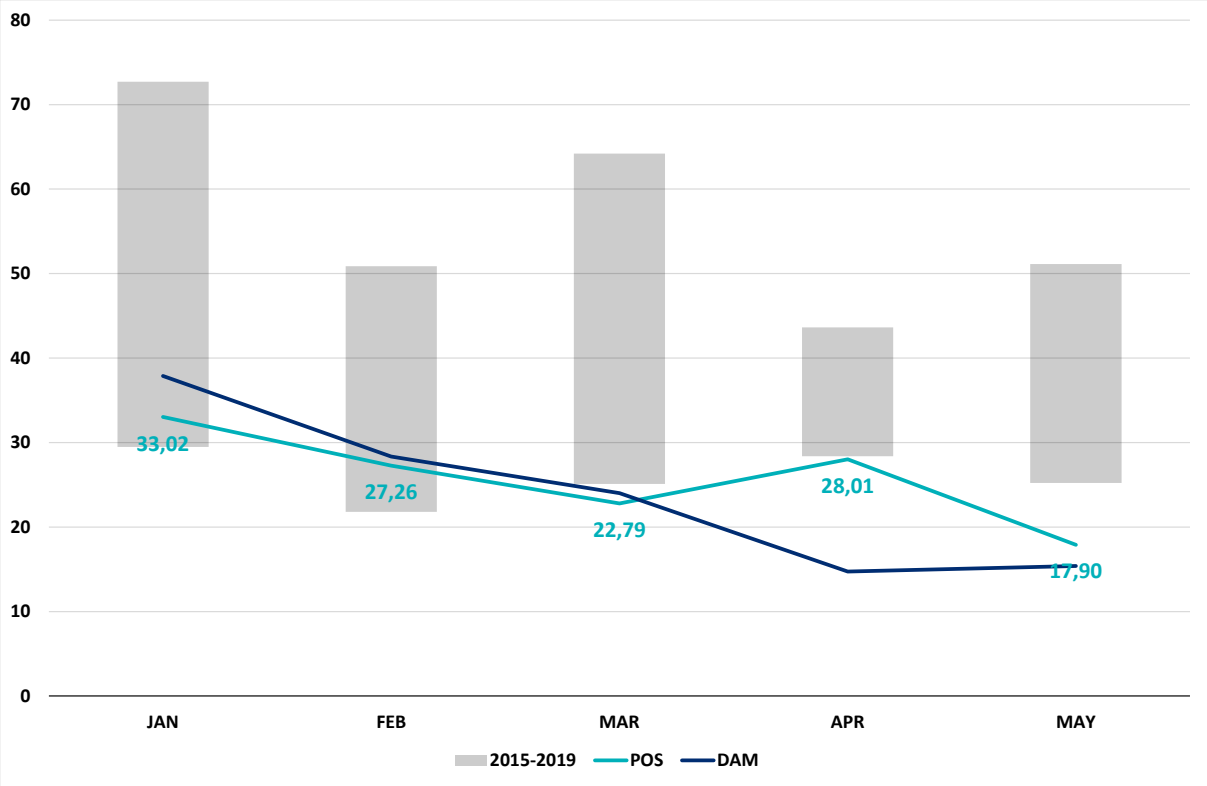


Figuur 7 Operationele winstgevendheid per leveringsjaar van een gemiddelde stoom-en gascentrale (STEG) in België van 400 MW met rendement van 50% en een jaarlijkse vaste operationele kost van ongeveer 7,4 MEUR. De centrale wordt via Calendar producten ingedekt. Merk op dat de inkomsten op korte termijn met 90% vermenigvuldigd worden alvorens de operationele winst berekend wordt, om rekening te houden met onbeschikbaarheden en dat de inkomsten op korte termijn in 2020 enkel de eerste vijf maanden omvatten.

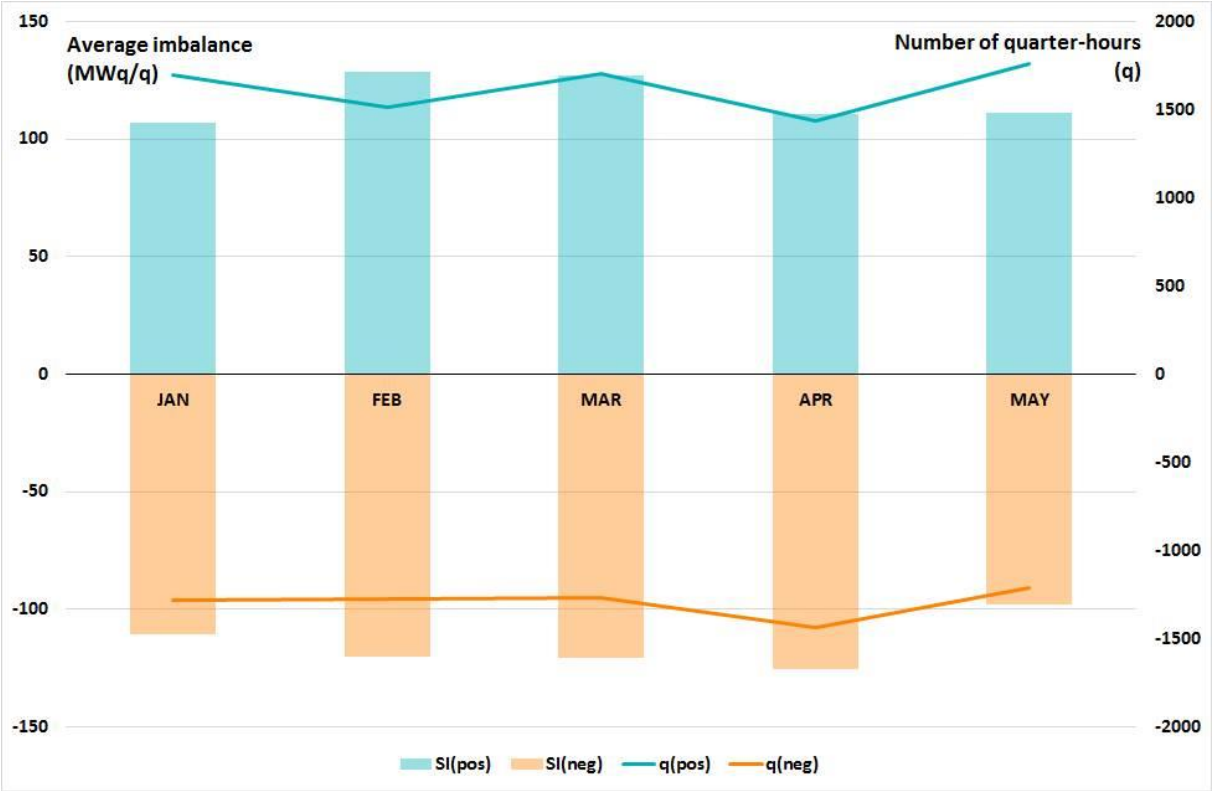
1.4. BALANCING

10. De gemiddelde onbalansprijs is in april ongeveer dubbel zo hoog als de gemiddelde dagmarktprijs. Dit is opvallend aangezien de gemiddelde dagmarktprijs aanzien kan worden als schatting van de markt voor de waarde van elektriciteit in reële tijd.

11. Er is geen significant verschil te zien in de geobserveerde systeemonbalans in vergelijking met voorgaande maanden, noch qua aantal kwartieren met een positieve/negatieve systeemonbalans, noch qua gemiddelde positieve/negatieve systeemonbalans, behalve in de maand april wanneer de gemiddelde dagmarktprijs sterk lager ligt dan de onbalansprijs.



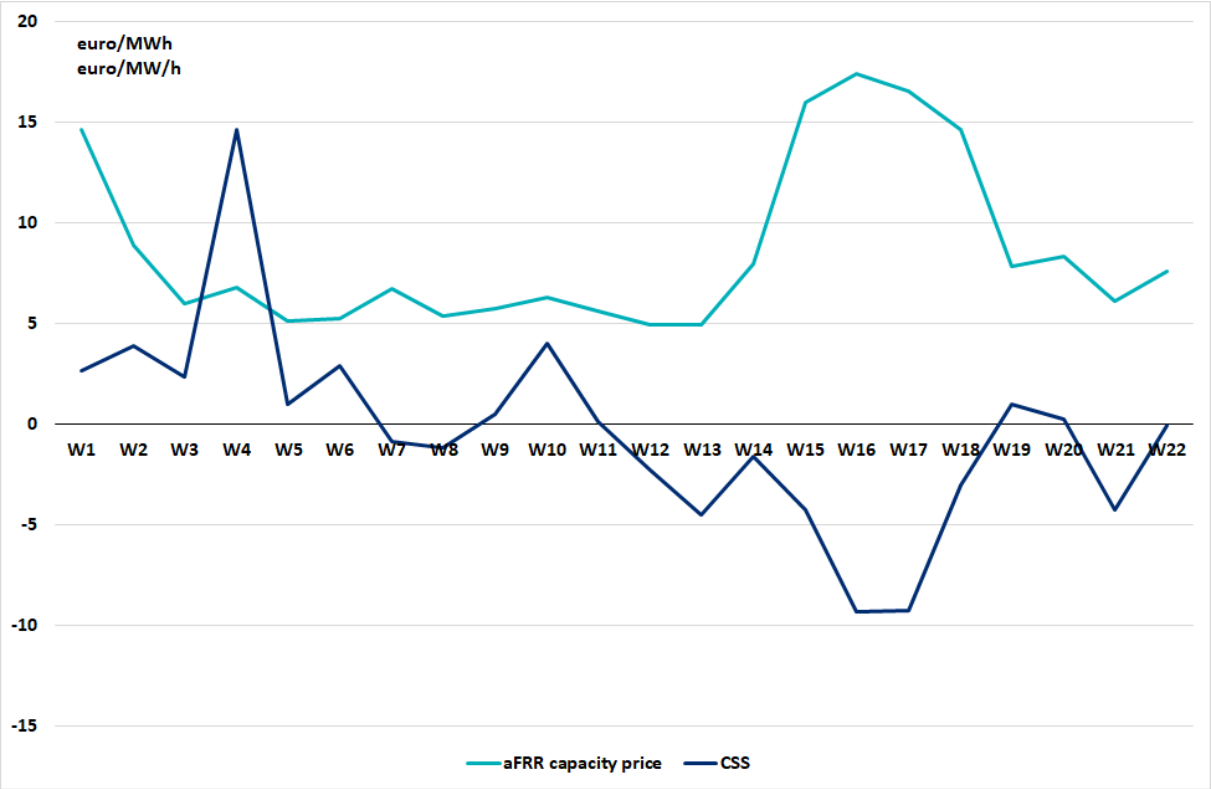
Figuur 8 De gemiddelde onbalansprijs, per maand voor de eerste 5 maanden van het jaar, in 2020 ten opzichte van de in de periode van 2015 tot en met 2019 geobserveerde minimale en maximale onbalansprijzen. De dagmarktprijs staat ter referentie op de figuur.



Figuur 9 De gemiddelde systeemonbalans, in positieve en in negatieve richting, per maand voor de eerste 5 maanden van 2020, en het aantal kwartieren met een systeemonbalans in positieve en negatieve richting

12. STEG-centrales leveren, naast energie aan de eindklanten van leveranciers, ook balanceringscapaciteit aan Elia zodat zij over voldoende middelen beschikt om het elektriciteitssysteem in balans te houden. Vooral frequentieherstelreserves met automatische activering (aFRR) worden door deze eenheden geleverd. Deze aFRR balanceringscapaciteit wordt elke week door Elia aangekocht. De prijs die Elia moest betalen om de nodige aFRR balanceringscapaciteit te contracteren van week 3 tot en met week 13, de laatste volledige week van maart, was gemiddeld 6,6 euro/MW/h. Bij de levering van aFRR balanceringscapaciteit vanaf week 14 steeg de prijs voor de aFRR balanceringscapaciteit naar gemiddeld 16,1 euro/MW/h. Na april daalt de prijs opnieuw.

13. De prijs van aFRR balanceringsenergie wordt beïnvloedt door enerzijds de opportuniteitskost die de STEG-centrale heeft door de capaciteit niet te valoriseren op de dagmarkt en anderzijds de kosten die de STEG-centrale moet maken om de capaciteit te leveren (op basis van de *Clean Spark Spread*). Door de lagere en negatieve prijzen was de opportuniteitskost voor de valorisatie van de capaciteit op de dagmarkt heel laag. Om de aFRR balanceringscapaciteit te leveren moet de STEG-centrale niettemin op een minimaal vermogen draaien. Een STEG-centrale die op minimaal vermogen moet blijven produceren bij negatieve prijzen (om te allen tijde de balanceringscapaciteit te kunnen leveren) maakt verlies tijdens deze uren. Dit verlies wordt door de producenten op voorhand ingeschat en verrekend in hun prijsaanbod voor het leveren van deze balanceringscapaciteit.



Figuur 10 De evolutie van prijzen voor de contractering van aFRR balanceringscapaciteit, per week van levering, voor de eerste 22 weken van kalenderjaar 2020. Over dezelfde periode wordt de gemiddelde *Clean Spark Spread* weergegeven.

1.5. NEGATIEVE ELEKTRICITEITSPRIJZEN

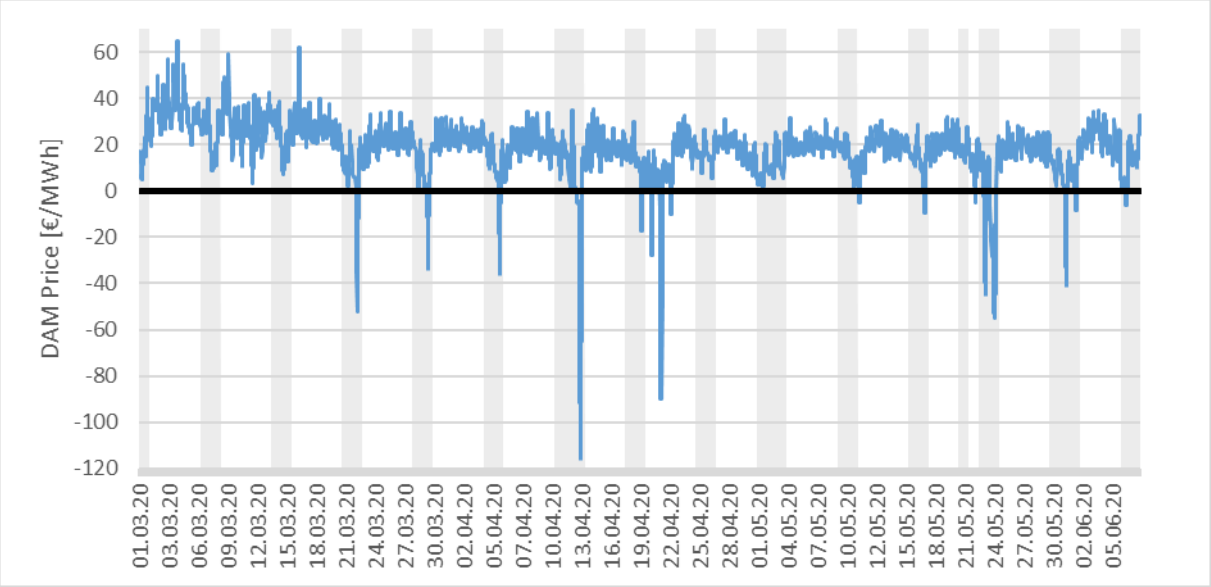
1.5.1. Day-Ahead

14. De evolutie van elektriciteitsprijzen op de dagmarkt toont de aanwezigheid van uren met sterk negatieve prijzen sinds de inwerkingtreding van de maatregelen vanaf 13 maart. Dit gebeurde voornamelijk tijdens weekend- en feestdagen tussen de ochtend- en avondpiek, maar ook tijdens weekdagen konden negatieve prijzen voorkomen.

15. Door de opkomst van energie uit hernieuwbare bronnen zijn negatieve prijzen op de dagmarkt niet ongewoon. Wat wel opvalt, is de hoeveelheid uren waarop de prijs negatief is. Zowel maart, april, mei en juni 2020 staan in de top 10 van maanden volgens het aantal uren waarop de prijs op de dagmarkt negatief was.

16. De prijs op de dagmarkt wordt gevormd door het marktevenwicht tussen vraag en aanbod. Negatieve prijzen komen voor wanneer de vraag naar elektriciteit veel lager is dan de productie ervan. Bij negatieve prijzen betalen verkopers voor de afname van hun elektriciteit.

17. De vraagcurve voor elektriciteit is typisch zeer inelastisch. Hierdoor resulteert een verlaging van de prijs slechts in een beperkte stijging van de vraag. Ook aan productiezijde zijn er bepaalde eenheden die omwille van diverse redenen hun vermogen beperkt kunnen aanpassen, zelfs indien de prijs lager is dan de marginale kost. De combinatie van een inelastische vraagcurve en inflexibele productie-eenheden zorgde zo voor het fenomeen van negatieve prijspieken.



Figuur 11:prijs op de dagmarkt voor de periode 01.03.2020 – 07.06.2020

Periode	# uur met negatieve prijzen op de dagmarkt
2020-04	37
2020-05	35
2019-06	26
2013-06	15
2020-03	14
2019-04	12
2019-08	11
2018-01	8
2019-12	8
2020-06[2]	7

Tabel 1: Top 10 van maanden volgens het aantal uur waarop de prijs op de dagmarkt lager dan 0€/MWh was.

1.5.2. Termijnmarkt

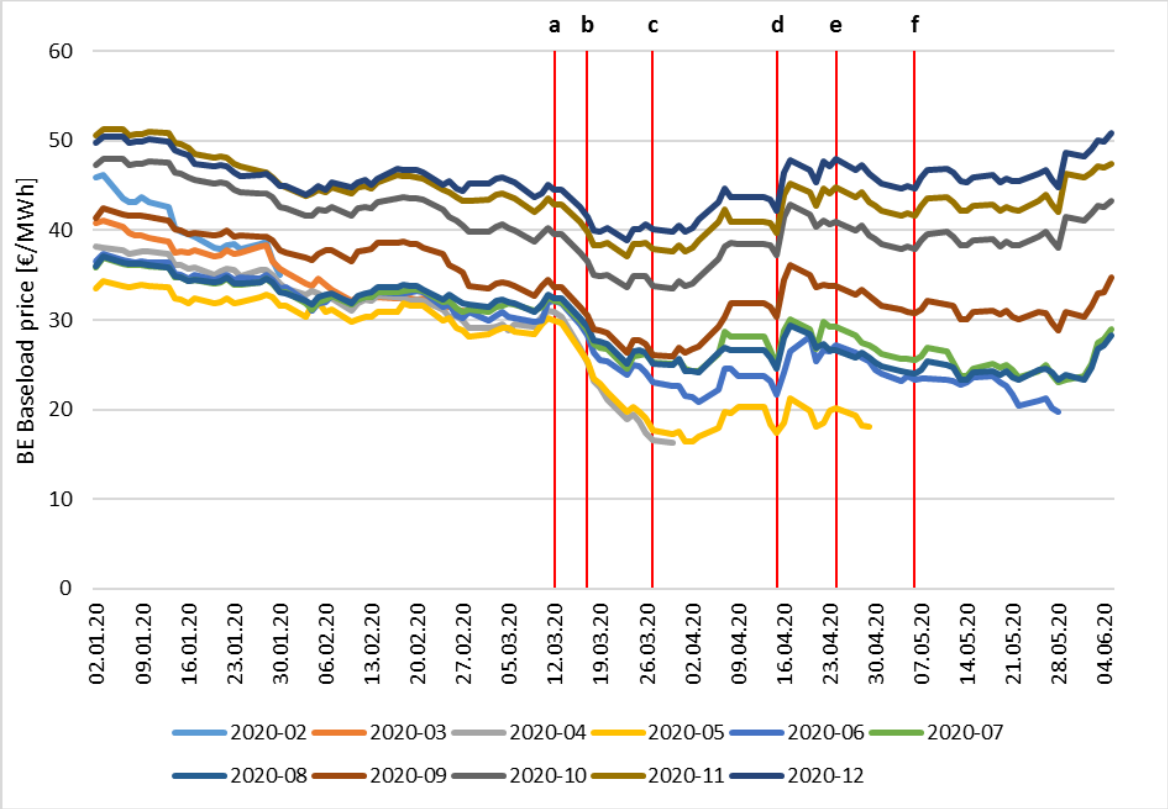
18. Het uitbreken van COVID-19 en de maatregelen tegen de verspreiding ervan zorgde voor een grote daling van de prijs voor termijncontracten. Deze lagere prijs weerspiegelt de verwachting van lage prijzen op de dagmarkt, mede als gevolg van lagere gas- en CO_2-prijzen, en de realiteit van negatieve prijspieken.

19. Ten opzichte van de prijs op 12 maart 2020 was de daling het grootst voor contracten met levering in april (-47% op 30.03) en mei (-45% op 01.04) vooraleer er een stabilisering was. Ook andere contracten kenden dalingen van -10% tot -35%.

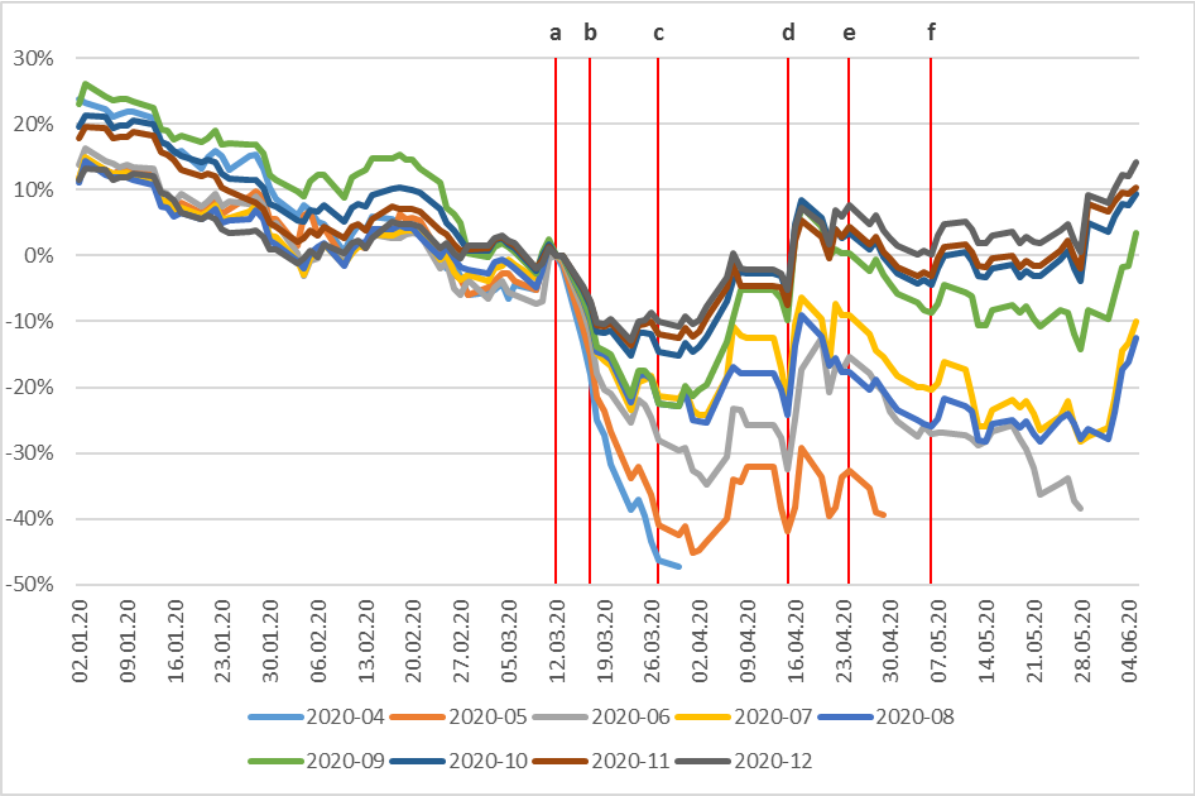
20. Sinds mei 2020 is de prijs van contracten met levering in oktober, november en december volledig hersteld; sinds juni 2020 is dit ook zo voor contracten met levering in september. Dit kan aantonen dat de markt verwacht dat de impact van COVID-19 grotendeels voorbij zal zijn na de zomer. Het herstel is echter afhankelijk van de verwachtingen van de markt, en kan dus nog evolueren. Een voorbeeld is de grote stijging sinds juni van contracten met levering in juli, augustus en september. Dit is de reactie van de markt op de versoepeling van de maatregelen en het herstel van de economische activiteit.

21. Algemeen was er een daling van de prijzen op de termijnmarkt als gevolg van COVID-19. Deze daling was sterker naarmate men verwacht dat de negatieve impact van COVID-19 op de dagprijzen groter zal zijn.

[2] Gebaseerd op data van 2020.06.01 – 2020.06.09.



Figuur 12: Evolutie van de prijs voor Month Ahead (M+1) contracten. De verticale lijn toont historische gebeurtenissen: a) aankondiging van maatregels tegen verspreiding van COVID-19, b) sluiten van niet essentiële winkels tot 5 april, c) verlenging van maatregels tot 5 april, d) verlenging van maatregels tot 3 mei, e) aankondiging van existrategie, f) bevestiging van versoepeling van maatregels.



Figuur 13: Relatieve verandering van de prijs voor Month Ahead (M+1) contracten ten opzichte van 12.03.2020. De verticale lijn tonen historische gebeurtenissen: a) aankondiging van maatregels tegen verspreiding van COVID-19, b) sluiten van niet essentiële winkels tot 5 april, c) verlenging van maatregels tot 5 april, d) verlenging van maatregels tot 3 mei, e) aankondiging van existrategie, f) bevestiging van versoepeling van maatregels.

1.5.3. Onbalansprijzen

22. Ook op de onbalansmarkt (markt in reële tijd) waren er veel periodes waarin de onbalansprijs negatief was. Voor positieve onbalans (injectie is groter dan afname) staan zowel maart en mei 2020 in de top 10 wat betreft het aantal kwartieren met negatieve prijzen, april 2020 - op plaats 11 met 305 kwartieren – valt net buiten de top 10. Dit ligt in lijn met het feit dat de gemiddelde onbalansprijs voor positieve onbalans in april 2020 hoger was dan in maart en april 2020 (28,01 €/MWh tegenover respectievelijk 22,79 €/MWh en 17,90 €/MWh), ondanks het feit dat april 2020 het grootste aantal uren met een negatieve DAM prijs kende (zie 1.5.1.). De verklaring hiervoor is dezelfde als in sectie 1.4, namelijk dat de vereiste dat balanceringsverantwoordelijken een gebalanceerde positie moeten hebben na de dagmarkt, zoals opgelegd door Elia in de relevante voorwaarden voor balanceringsverantwoordelijken.

23. Voor negatieve onbalans (afname is groter dan injectie) waren er nog nooit zoveel kwartieren met negatieve prijzen dan tijdens 2020. Hier dient wel te worden opgemerkt dat ook tijdens december 2019, januari 2020 en februari 2020, wanneer er nog weinig sprake was van COVID-19, er veel kwartieren waren met negatieve prijzen voor negatieve onbalans.

Periode	# kwartieren met negatieve prijzen voor positieve onbalans	Periode	# kwartieren met negatieve prijzen voor negatieve onbalans
2015-12	491	2020-03	388
2012-01	453	2020-05	359
2012-03	452	2020-04	305
2012-09	392	2020-02	280
2020-03	388	2020-01	134
2013-08	374	2019-12	104
2020-05	359	2012-12	98
2012-05	329	2020-06[3]	92
2013-04	314	2012-07	87
2013-09	310	2017-07	82

Tabel 2 : Top 10 van maanden volgens het aantal kwartier waarop de prijs voor positieve onbalans (links) of negatieve onbalans (rechts) negatief was.

1.5.4. Modulatie bij kerncentrales

24. Op de dag van de inwerkingtreding van de maatregelen op 13 maart waren vier van de zeven Belgische kerncentrales actief voor de productie van elektriciteit. Deze hadden samen een maximale productie capaciteit van 4091 MW:

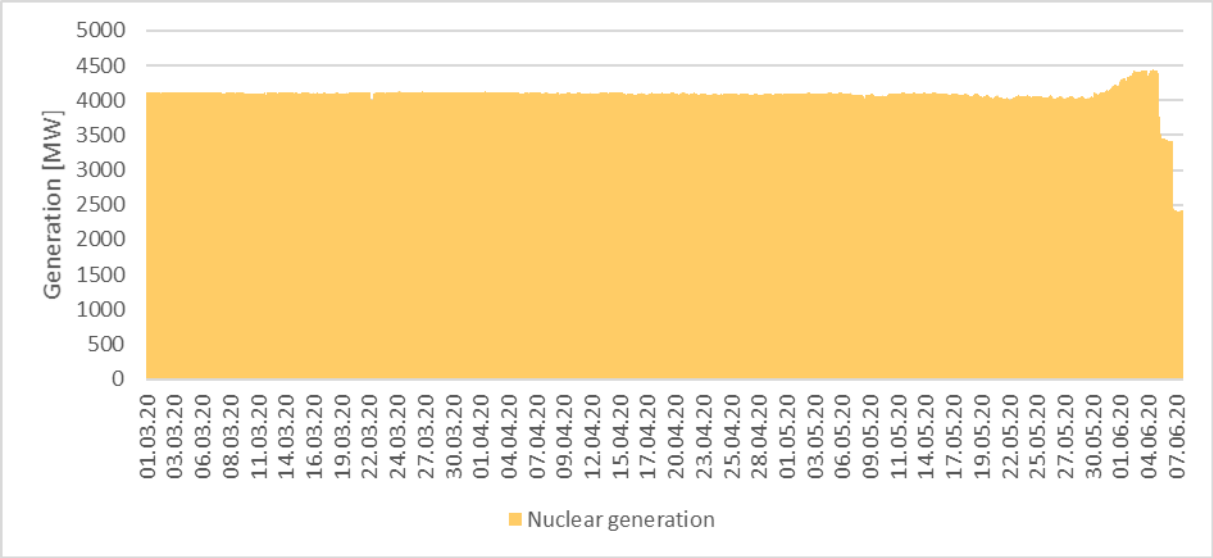
Naam	Maximale operationele capaciteit [MW]	Actief op 13.03.2020
Doel 1	445	Neen, actief vanaf 09.06.2020
Doel 2	433	Neen, actief vanaf 30.05.2020
Doel 3	1006	Ja
Doel 4	1039	Ja, gestopt op 05.06.2020
Tihange 1	962 (481 + 481)	Neen
Tihange 2	1008	Ja
Tihange 3	1038	Ja

Tabel 3 : Maximale operationele capaciteit en status van de Belgische kerncentrales vanaf 13.03.2020

[3] Gebaseerd op data van 2020.06.01 – 2020.06.19

25. Kerncentrales produceren gewoonlijk elektriciteit aan hun maximale operationele capaciteit. Toch is er de mogelijkheid om onder bepaalde omstandigheden hun vermogensoutput te moduleren. Dit kan gedaan worden omwille van economische redenen: wanneer de elektriciteitsprijs lager is dan de marginale kost. Zelfs wanneer hun capaciteit al verkocht is via termijnmarkten, kan het dan economisch interessanter zijn om elektriciteit rechtstreeks aan te kopen op de dagmarkt dan ze zelf te produceren.

26. Meetgegevens tonen aan dat de output van de actieve kerncentrales nagenoeg onveranderd is gebleven gedurende de maanden maart, april en mei 2020, zelfs tijdens uren met negatieve elektriciteitsprijzen.



Figuur 14: Geobserveerde output van het Belgische nucleaire productiepark in 2020 voor de periode 01.03.2020 – 07.06.2020.

27. Modulatie van kerncentrales is toegestaan voor alle reactoren uitgezonderd Tihange 1. Twee types van modulatie zijn mogelijk: 'beperkte modulatie' (Limited Modulation) en 'uitgebreide modulatie' (Extended Modulation). Aan beide types zijn er specifieke randvoorwaarden gekoppeld. De voornaamste van deze voorwaarden worden hieronder geschetst.

- Limited Modulation:
    - Mogelijk voor Doel 1, Doel 2, Doel 3, Doel 4, Tihange 2 en Tihange 3
        - Dit is dus enkel op Tihange 1 niet mogelijk
    - Maximale vermindering van vermogen is 25% van het nominaal vermogen
    - Verminderd vermogen dient tijdens het moduleren constant te blijven (geen load following)
    - Maximaal 3 modulaties per jaar voor Doel 3 en Tihange 2
    - Maximaal 5 modulaties per jaar voor Doel 1, Doel 2, Doel 4 en Tihange 3
    - Maximale duur van een modulatie is 6 uur
    - Minimale tijd tussen 2 modulaties is 72 uur
    - Boorconcentratie primair water dient hoger te zijn dan 200 ppm
- Extended Modulation:
    - Mogelijk op Doel 4 en Tihange 3

- Maximale vermindering van vermogen is 50% van het nominaal vermogen
- Verminderd vermogen dient tijdens het moduleren constant te blijven (geen load following)
- Maximaal 30 modulaties per cyclus
- Maximale duur van een modulatie is 72 uur
- Minimale tijd tussen 2 modulaties is 72 uur
- Boorconcentratie primair water dient hoger te zijn dan 200 ppm

28. Daarnaast zijn er voor beide types van modulaties nog bijkomende voorwaarden omtrent de snelheid waarmee het vermogen aangepast wordt, minimale duur van de modulatie, voldoende capaciteit om de geproduceerde vloeistoffen te verwerken, beperken van het axiaal vermogenonevenwicht, etc.

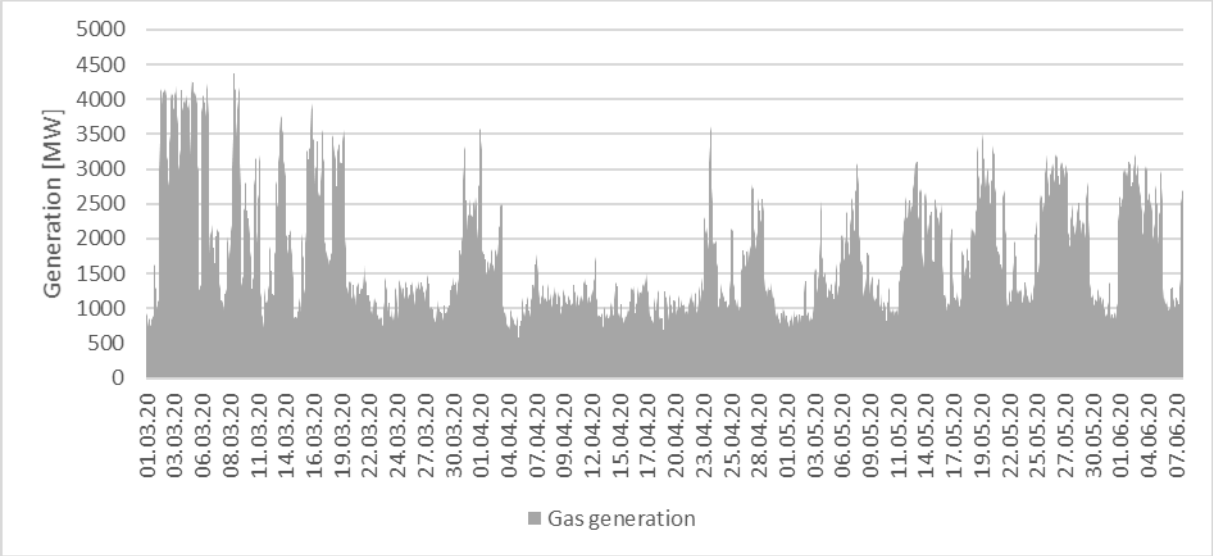
29. Gezien de boorconcentratie hoger moet zijn dan 200 ppm om te mogen moduleren, en gedurende de brandstofcyclus de boorconcentratie steeds daalt, is het de-facto niet toegelaten om te moduleren op het einde van de brandstofcyclus. Als ruwe schatting wordt dit niveau op ongeveer 80% van de cyclus bereikt.

30. Van de actieve kernreactoren had enkel Tihange 2 een boorconcentratie die hoger was dan 200 ppm. Enkel deze laatste had een beperkte modulatie kunnen doen, maar omwille van een mogelijk uitbatingsprobleem – dat op zich geen direct probleem vormt qua nucleaire veiligheid – zou de uitbater intern beslist hebben om Tihange 2 als laatste in lijn te beschouwen voor eventuele modulaties. Voor de andere kernreactoren was vermogenmodulatie uitgesloten omdat deze op het einde van hun brandstofcyclus waren. Dit verklaart waarom de vermogenoutput van de actieve kernreactoren voor maart en april 2020 constant bleef, en waarom er quasi geen flexibiliteit beschikbaar was om in te spelen op momenten met sterk negatieve prijzen op de dagmarkt.

31. Tenslotte blijft vermogensmodulatie bij kernreactoren een complex gegeven waarbij de exploitant rekening moet houden met een resem aan randvoorwaarden, zoals reglementaire vereisten (qua nucleaire veiligheid), netuitbating, prijszetting, operationele uitbatingsproblemen, etc.

1.5.5. Gascentrales

32. Gedurende de maanden maart, april en mei 2020 bedroeg het minimaal vermogen opgewekt door gascentrales ongeveer 1000 MW (zie figuur 15), ook tijdens periodes waarbij de elektriciteitsprijs op de dagmarkt lager was dan de marginale kost. Zelfs indien de capaciteit van een gascentrale verkocht werd op termijnmarkten, zou een exploitant kunnen profiteren van lage prijzen op de dagmarkt door de gascentrale tijdelijk stil te leggen en de elektriciteit aan te kopen en het gas en de emissierechten te verkopen. Er zijn verschillende verklaringen waarom sommige gascentrales toch actief bleven. Enkele worden hier verder uitgewerkt.



Figuur 15: Geobserveerde output van gascentrales in 2020 voor de periode 01.03.2020 – 07.06.2020.

Gascentrales gebruikt als balanceringsreserves

33. Het is de taak van Elia om ervoor te zorgen dat de Belgische regelzone in balans blijft. Indien er een onevenwicht is tussen de hoeveelheid opgewekte en geconsumeerde elektriciteit, dan neemt Elia acties om het onevenwicht te herstellen door activatie van balanceringsreserves (FCR, aFRR of mFRR).

34. Balanceringsreserves bestaan uit flexibele eenheden, waaronder gascentrales, die snel hun vermogen kunnen aanpassen. De opstarttijd van een gascentrale kan echter onvoldoende zijn om tijdig het gevraagde vermogen te kunnen leveren. Hierdoor is het nodig dat de centrale al actief is op het moment van activatie van balanceringsreserves. Ook in geval van lage prijzen kan een gascentrale, wiens capaciteit gereserveerd is voor het leveren van balanceringsreserves, daarom niet uitgeschakeld worden en blijft deze elektriciteit produceren op een lager vermogen. De extra 'must-run'-kosten die zo ontstaan zijn typisch meegerekend in de reserveringsprijs voor deze balanceringsreserves.

Warmtekrachtkoppeling

35. Een warmtekrachtkoppeling (WKK) produceert zowel warmte/stoom als elektriciteit. Dit type van centrales wordt typisch gestuurd om te voldoen aan de warmtevraag van gebouwen of industriële processen. Moduleren van een WKK is mogelijk, maar zal gebeuren op basis van zowel de warmte- als de elektriciteitsvraag. Zo kan de economische waarde van warmte of een voldoende warmtebuffer belangrijker zijn dan het verlies als gevolg van negatieve elektriciteitsprijzen, waardoor een WKK toch elektriciteit zal produceren.

36. Bovendien kunnen WKK's ook extra inkomsten krijgen via WKK-certificaten. Het verlies aan inkomsten uit WKK-certificaten zal daarom ook worden afgewogen tegenover lagere inkomsten uit elektriciteitsproductie.

Verbranden van hoogovengas

37. Sommige centrales maken gebruik van hoogovengas, een restproduct uit de productie van staal in hoogovens, voor de productie van elektriciteit. Dit is het geval voor de centrale Knippegroen of Rodenhuize. Het verbranden van het gas voor de productie van elektriciteit in plaats van het af te fakkelen, resulteert in een verlaging van NO_X- en SO_X-emissies en zorgt voor zo voor een verbetering van de omgevingslucht[4].

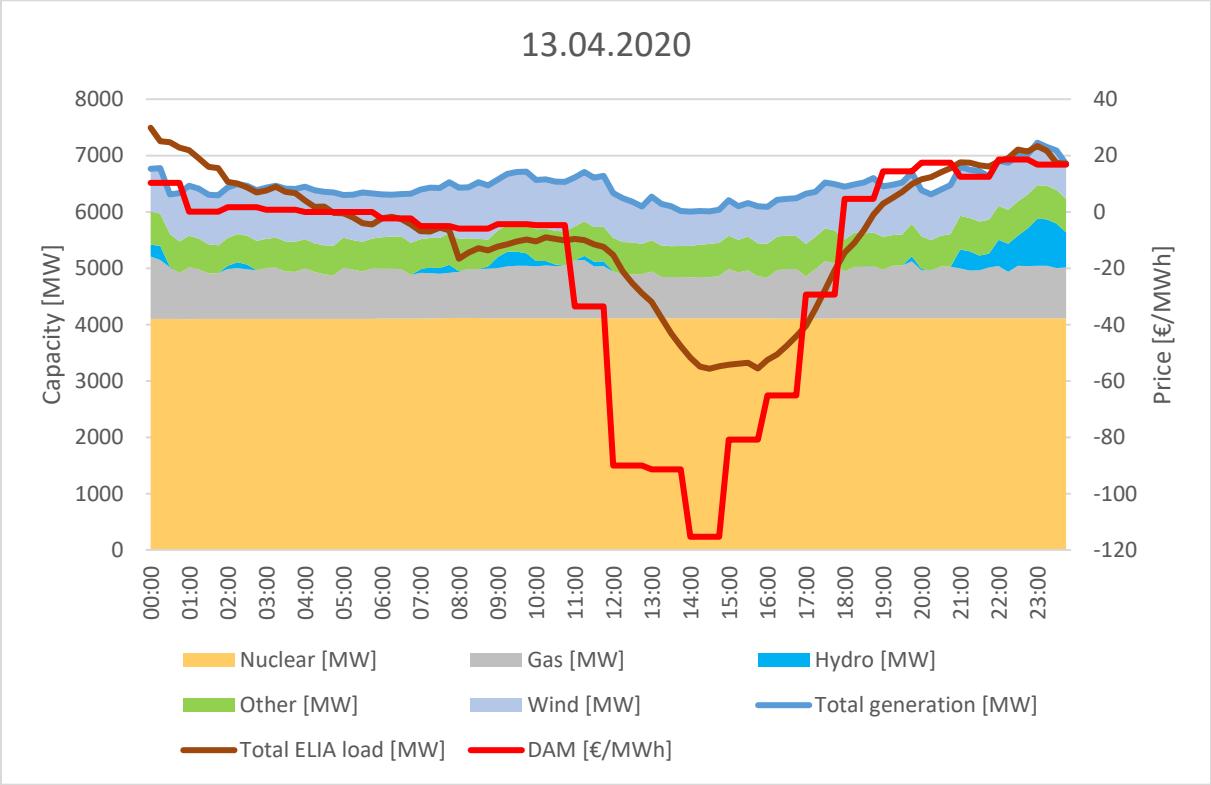
[4] Zie https://www.eib.org/attachments/pipeline/20070458_nts_nl.pdf, p16.

38. Gascentrales hebben een relatief grote flexibiliteit om hun vermogen te regelen, in tegenstelling tot bijvoorbeeld kerncentrales. Toch zijn er voor dit type productie-eenheden beperkingen die ervoor zorgen dat een bepaalde hoeveelheid capaciteit actief blijft, zelfs bij elektriciteitsprijzen die veel lager zijn dan de marginale kost.

1.6. PRIJSVORMING IN DE CWE DAGMARKTKOPPELING OP 13 APRIL 2020

1.6.1. Situatie in België op 13 april 2020

39. Paasmaandag op 13 april 2020 is een voorbeeld van een dag met sterk negatieve elektriciteitsprijzen. Een overzicht van de dagprijzen samen met de productie en consumptie is getoond in figuur 16. De gemiddelde elektriciteitsprijs voor de hele dag was negatief, wat een vrij uitzonderlijke situatie is. Vooral tussen 11:00 en 18:00 is de prijs sterk negatief met een minimum van -115,31 €/MWh voor elektriciteit tussen 14:00 en 15:00. Een vergelijking met de belasting van het Elia netwerk toont aan dat de daling van de prijs op de dagmarkt samenvalt met de verlaging van de totale belasting. De laagste belasting van het Elia netwerk (3216 MW) en de laagste prijs (-115,31 €/MWh) vallen samen tijdens hetzelfde uur.



Figuur 16 : Overzicht van de generatie per technologie en de totale belasting van het Elia netwerk (linkse as) samen met de prijs om de dagmarkt (rechtse as).

40. De productie van nucleaire eenheden bedroeg gemiddeld 4109 MW en was constant gedurende de dag. Ook de productie van gascentrales was vrij constant met een minimum van 729 MW en een gemiddelde van 870 MW. Het waren voornamelijk windturbines en pompcentrales die reageerden op de negatieve prijzen door hun output te verminderen of water op te pompen op momenten dat de prijzen het laagst waren.

Type	Gemiddelde output [MW]	Minimale output [MW]
Nuclear	4109	4098
Gas	870	729
Hydro	95	0
Wind	819	580
Other	562	470

Tabel 4 : Gemiddelde en minimale output op 13.04.2020 volgens productietype.

1.6.2. Impact van de locatie van de congestie op de CWE dagmarktprijzen

41. Op 13 april 2020 waren de Belgische dagmarktprijzen in België tussen 12u en 16u de laagste van de CWE-regio[6]. Ook de prijsverschillen met de buurlanden waren hoog. Ondanks de sterk negatieve prijzen kon België die uren slechts 915 tot 2146 MW naar de CWE regio exporteren. De Belgische biedzone kon op dat moment zijn overschotten dus minder goed kwijt dan bijvoorbeeld de Duitse biedzone. Hierdoor gingen de Belgische prijzen dieper onder nul dan de Duitse prijzen.

Om dit te begrijpen, kijken we naar de locatie van de congestie in de CWE day-ahead flow-based marktkoppeling (CWE FBMC)[7]. Uit de analyse blijkt dat tijdens die uren de Belgische interne lijn Achène-Gramme beperkend was. Tijdens de uren dat deze interne lijn geen beperking vormde, was de prijs in België vergelijkbaar met deze in de andere CWE biedzones.

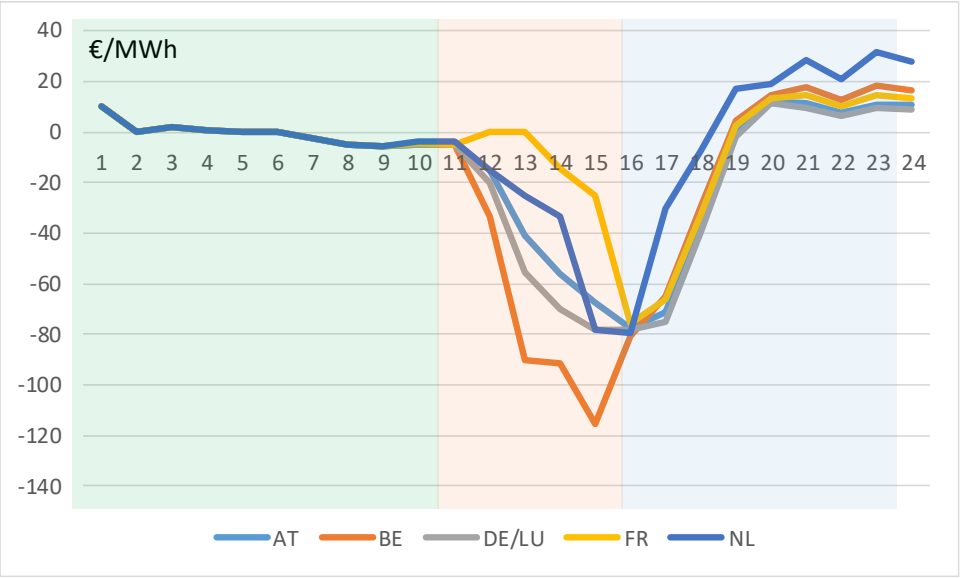
42. Alle CWE biedzones worden op 13 april 2020 gekenmerkt door een lage vraag en door o.a. een hoog aandeel aan hernieuwbare elektriciteitsproductie. De dagmarktprijzen zijn in de gehele regio hierdoor erg laag. Op basis van de prijsniveaus onderscheiden we drie periodes (Figuur 17):

- Tot 11h ‘s morgens is er volledige prijsconvergentie. De dagmarktprijzen schommelen rond 0€/MWh in alle CWE biedzones.
- Van 12h tot 16h gaan de CWE dagmarktprijzen diep onder nul. De prijsverschillen tussen de CWE biedzones stijgen en het maximale prijsverschil bereikt zelfs 100€/MWh. Belgische prijzen zijn het meest negatief en Franse prijzen het minst negatief.
- Vanaf 16h klimmen de CWE dagmarktprijzen uit het dal en worden ze opnieuw positief tussen 18h en 19h. Duitse prijzen zijn de laagste in de CWE regio maar de prijsverschillen met de andere CWE biedzones zijn klein.

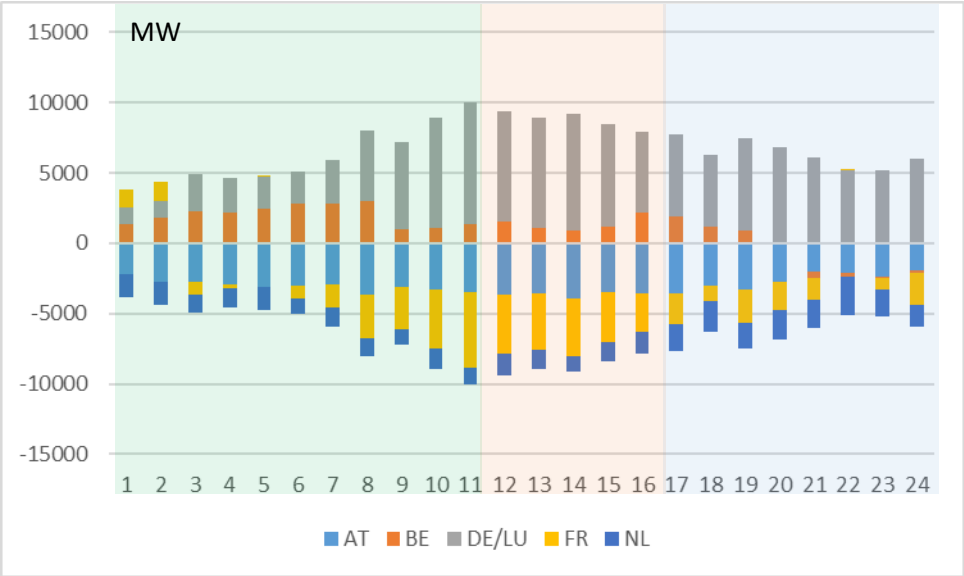
[5] Enkel gegevens voor generatie (turbineren).

[6] De CWE-regio bestaat sinds 1 oktober 2018 uit 5 prijszones: België, Nederland, Frankrijk, Duitsland (inclusief Luxemburg) en Oostenrijk.

[7] Zie ook voorbeeld van prijsvorming onder CWE FBMC in de CREG Nota (Z)1715, paragraaf 2.4 https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1715EN.pdf



Figuur 17: Dagmarktprijzen in de CWE biedzones op maandag 13 april 2020. Gedurende de eerste 11 uren van de dag (groene zone) is er volledige prijsconvergentie en schommelen de prijzen rond 0€/MWh. Op uren 12 tot 16 zakken de CWE dagmarktprijzen en voornamelijk deze van de Belgische biedzone worden sterk negatief (oranje zone). Vanaf 16u stijgen de CWE dagmarktprijzen en verdwijnt het grote prijsverschil tussen België en de andere CWE biedzones (blauwe zone).



Figuur 18: CWE day-ahead netto posities op 13 april 2020. De groene, oranje en blauwe zone komen overeen met de periodes aangeduid in Figuur 17. De Belgische biedzone kon slechts weinig exporteren tijdens de uren met sterk negatieve prijzen (oranje zone).

43. Gedurende bijna de volledige dag exporteren de Belgische en Duitse biedzones en importeren de Franse, Oostenrijkse en Nederlandse biedzones (Figuur 18):

- ‘s Nachts zijn de CWE uitwisselingen redelijk beperkt maar voldoende om prijsconvergentie in de regio te realiseren. België en Duitsland exporteren beiden ongeveer 2500 MW. Vanaf de ochtend verandert dit en exporteert de Duitse biedzone beduidend meer dan de Belgische: Duitse netto exportposities stijgen van 2500 MW naar 5000 tot 9000 MW terwijl de Belgische netto exportposities dalen van 2500 MW tot ongeveer 1000 MW.
- Van 12u tot 16u, exporteert de Duitse biedzone 7000 tot 9000 MW en de Belgische biedzone exporteert slechts 1000 tot 1500 MW. De Belgische prijzen zakken dieper onder nul dan de Duitse prijzen.

- Om 16u en 17u is er een lichte stijging in de Belgische export en verdwijnt het grote prijsverschil tussen België en de andere CWE biedzones. Enkel de Franse dagmarktprijzen liggen hoger. Vanaf 19h is de Duitse biedzone de enige die exporteert. Het totale uitgewisselde volume in de CWE-regio is relatief laag ondanks de prijsdivergentie.

44. Waarom exporteerde België tussen 11h en 16h veel minder dan de Duitse biedzone met de geobserveerde negatieve prijspieken als gevolg? En waarom was dat niet het geval tijdens de andere uren van de dag?

Vanuit het perspectief van het netwerkniveau is het antwoord de congestie die optreedt op de lijn Achène-Gramme tijdens de CWE FBMC van 12h tot 16h (zie Tabel 5). Achène-Gramme is een 380kV-lijn in de Elia-zone en een kritisch netwerkelement in de CWE FBMC. Op die uren vormde Achène-Gramme[8] dus een actieve beperking of actieve *Critical Network Element under Contingency* (CNEC) in de CWE FBMC. De CNEC Achène-Gramme was tijdens die uren dus een bottleneck voor extra export vanuit België.

45. De topologische locatie van Achène-Gramme als actieve beperking bepaalt de prijsverschillen die op dat moment optreden tussen de verschillende CWE biedzones. Met FBMC respecteren de prijsverschillen tussen de biedzones (*market clearing prices* of MCP) namelijk de volgende optimaliteitsconditie:

$$\frac{MCP_A - MCP_B}{PTDF^l_{B,A}} = \frac{MCP_A - MCP_C}{PTDF^l_{C,A}} = \frac{MCP_A - MCP_D}{PTDF^l_{D,A}} = \cdots = \mu_l \qquad [1]$$

Waarbij μ_l de schaduwprijs van de actieve netwerkbeperking l, in €/MW, en waarbij de *zone-to-zone* PTDF-waarden aangeven hoeveel vermogen over het actieve kritische netwerkelement l vloeit bij een commerciële uitwisseling tussen de respectievelijke zones. Deze worden berekend als het verschil tussen de respectievelijke *zone-to-hub* PTDF-waarden, bijvoorbeeld:

$$PTDF^l_{B,A} = PTDF^l_{B,h} - PTDF^l_{A,h} \qquad [2]$$

Hoe groter de schaduwprijs van de actieve beperking, hoe groter de prijsverschillen.

Vergelijking [1] is geldig in het geval er maar één actieve beperking is. Wanneer er meerdere CNECs simultaan actief zijn, geldt de volgende meer algemene optimaliteitsconditie:

$$MCP_A - MCP_B = -\sum_{l \in \{active\ CNECs\}} \left(PTDF^l_{A,B} . \mu_l\right) \qquad [3]$$

Waarbij *{actieve CNECs}* de set van actieve netwerkbeperkingen voor het beschouwde uur voorstelt.

46. De prijsverschillen tussen twee biedzones worden dus bepaald door de *zone-to-zone* PTDF op de actieve CNECs. Dit volgt uit de economische optimalisatie die aan de basis ligt van FBMC. Hoe groter de *zone-to-zone* PTDF voor een bepaalde uitwisseling op de actieve CNEC, hoe groter de impact is van die uitwisseling op de schaarse capaciteit. Het is vanuit economisch standpunt voordeliger om voorrang te geven aan uitwisselingen die minder impact hebben op die schaarse capaciteit.

[8] Om precies te zijn, gaat het over het kritische netwerkelement Achène-Gramme met een uitval van de 220kV-interconnector Aubange-Moulaine als N-1 situatie of in het Engels '*Contingency*', zie ook Tabel 5.

47. Van 12u tot en met 16u bepaalden dus de PTDF-waarden van de CNEC Achène-Gramme de prijsverschillen in de CWE-zone.

48. We illustreren de bovenstaande vergelijkingen voor een aantal uren waarop de CNEC Achène-Gramme beperkend was. Omdat we willen begrijpen waarom de Belgische prijzen dieper in het rood gingen dan de Duitse prijzen, berekenen we de prijsverschillen van België en Duitsland met eenzelfde derde biedzone, bijvoorbeeld Nederland.

Hour	CNE Name	C Name	Fmax (MW)	RAM (%Fmax)	μ (€/MW)	ptdfBE (-)	ptdfDE (-)	ptdfFR (-)	ptdfNL (-)	ptdfAT (-)
10	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	6.7	0.11257	0.19405	0.14291	0	0.17408
12	[BE-BE] Gramme - Achene	[BE-FR] Aubange - Moulaine	1474	67%	101.3	0.19820	0.01224	-0.15060	0.08390	-0.02090
	[D2-AT] Pleinting - St. Peter (LTA)	[D2-AT] Y - St. Peter	626	69%	69.1	0.10113	0.17586	0.12671	0	0.15745
13	[BE-BE] Gramme - Achene	[BE-FR] Aubange - Moulaine	1467	60%	264.6	0.19820	0.01224	-0.15045	0.08390	-0.02090
	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	253.6	0.13706	0.19550	0.14589	0	0.17156
14	[BE-BE] Gramme - Achene	[BE-FR] Aubange - Moulaine	1467	60%	239.6	0.19821	0.01224	-0.14959	0.08389	-0.02090
	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	278.2	0.10922	0.19292	0.13296	0	0.17224
15[(a)]	[BE-BE] Gramme - Achene	[BE-FR] Aubange - Moulaine	1467	57%		0.19821	0.01224	-0.14987	0.08390	-0.02090
	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[NL-DK1] COBRA (HVDC)	1053	27%		0.06549	0.11613	0.07920	0	0.10359
16	[BE-BE] Gramme - Achene	[BE-FR] Aubange - Moulaine	1469	58%	14.4	0.19823	0.01224	-0.14999	0.08391	-0.02091
17	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	210.8	0.16671	0.21310	0.17281	0	0.19439
18	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	163.6	0.13494	0.19978	0.15516	0	0.18087
19	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	93.4	0.13227	0.20091	0.15548	0	0.18192
20	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	52%	40.1	-0.07562	0.00464	-0.04329	-0.18985	-0.01458
21	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	51%	96.4	-0.07562	0.00464	-0.04311	-0.18985	-0.01458
22	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	57%	75.4	-0.07566	0.00473	-0.04295	-0.18987	-0.01456
23	[D2-NL] Diele - Meeden Black (LTA)	[D2-NL] Diele - Meeden White	1053	45%	108.7	0.12256	0.20820	0.15804	0	0.19501
24	[D2-AT] Pleinting - St. Peter (LTA)	[D2-AT] Y - St. Peter	626	69%	104.4	0.10536	0.17930	0.13552	0	0.16242

Tabel 5 : Actieve CNECs op 13 april 2020 en bijhorende flow-based parameters. Belgische actieve CNECs zijn in het oranje aangeduid. [(a)] Op 15h werd de *intuitiveness patch* getriggerd en worden de CNECs gegeven die onder flow based *plain* actief zouden geweest zijn (zie voetnoot [9])

49. Op 13 april 2020 om 13u waren zowel de CNEC Achène-Gramme *(a)* als de CNEC Diele-Meeden *(b)* beperkend in de CWE FBMC. Op basis van de gegevens in Tabel 5 en vergelijking [3] geldt dan dat:

- MCP BE – MCP NL $= -((PTDF^{a}_{BE,h} - PTDF^{a}_{NL,h}).\mu_a + (PTDF^{b}_{BE,h} - PTDF^{b}_{NL,h}).\mu_b)$
  $= -((0{,}1982 - 0{,}0839)\cdot 264{,}6 + (0{,}13706 - 0{,}0)\cdot 253{,}6)$
  $= -(0{,}1143 \cdot 264{,}6 + 0{,}13706 \cdot 253{,}6)$
  $= -65{,}0$ €/MWh
- MCP DE/LU – MCP NL $= -((PTDF^{a}_{DE,h} - PTDF^{a}_{NL,h})\cdot\mu_a + (PTDF^{b}_{DE,h} - PTDF^{b}_{NL,h})\cdot\mu_b)$
  $= -((0{,}01224 - 0{,}0839) \cdot 264{,}6 + (0{,}1955 - 0{,}0) \cdot 253{,}6)$
  $= -(-0{,}07166 \cdot 264{,}6 + 0{,}1955 \cdot 253{,}6)$
  $= -30{,}62$ €/MWh

De berekende prijsverschillen komen overeen met de werkelijke prijsverschillen gegeven in Tabel 5.

De prijsverschillen op 13u zijn groot omwille van de hoge schaduwkosten van de actieve beperkingen, namelijk 264,6 €/MW op de CNEC Achène-Gramme en 253,6 €/MWh op de CNEC Diele-Meeden. Het prijsverschil BE-NL is groter dan het prijsverschil DE-NL omdat de *zone-to-zone* PTDF voor export van België naar Nederland op de CNEC Achène-Gramme (0,1143) groter is dan voor export van Duitsland naar Nederland (-0,07166). Sterker nog, de PTDF DE-NL is negatief. Export van Duitsland naar Nederland creëert dus stromen in de tegengestelde richting en verlicht dus de congestie. Het optimalisatiealgoritme zal hier dus voorkeur geven aan export vanuit Duitsland dan export vanuit

[9] Onder de huidige werking van CWE FBMC voorkomt de zogenaamde "intuitiveness patch" dat er niet-intuïtieve uitwisselingen optreden. Dit zijn uitwisselingen waarbij een biedzone met een hogere prijs exporteert naar een biedzone met een lagere prijs. Bij toepassing van de "intuitiveness patch" is het niet mogelijk om rechtstreeks de actieve CNECs en hun schaduwkost te kennen. Voor een vergelijking van Flow Based intuitive versus Flow Based plain in CWE, zie het CWE TSO rapport "CWE FB Plain MC vs CWE FB Intuitive_final_20200220[1].pdf" op JAO.

België - althans binnen de grenzen die op de andere beperkende CNEC, i.e. Diele-Meeden, toegelaten is. De hogere export vanuit Duitsland (7803 MW[10]) en de lagere export vanuit België (1096 MW[10]) vertaalt zich dan ook in een lager prijsverschil tussen DE-NL dan tussen BE-NL. De resultaten en analyse van de CWE prijsverschillen voor 12h en 14h zijn gelijkaardig.

50. Op 13 april 2020 wordt op 15u de *intuitiveness patch* getriggerd om niet-intuïtieve stromen uit te sluiten[9]. De *intuitiveness patch* voegt een extra beperking toe aan de optimalisatie van CWE FBMC (zie verder Deel 1.6.5 'Impact van flow based intuitive'). Omwille van die extra beperking geldt de conditie in vergelijking [3] niet meer.

51. Op 16u is de CNEC Achène-Gramme de enige beperkende CNEC in CWE FBMC. Op basis van de gegevens in Tabel 5 en vergelijking [3] geldt dat:

- MCP BE – MCP NL = – (0,19832 – 0,08391).14,4
  = – 0,11432 . 14,4
  = – 1,6476 €/MWh
- MCP DE – MCP NL = – (0,01224 – 0,08391).14,4
  = – (-0,07167) . 14,4
  = 1,03297 €/MWh

52. Op 16u zijn de CWE marktcondities dus veranderd. De schaduwprijs op de CNEC Achène-Gramme is gedaald van 264,6 €/MW op 13u naar slechts 14,4 €/MWh. Dit reflecteert zich in kleinere CWE prijsverschillen. Duitse export daalt, alsook Franse en Oostenrijkse import. Omwille van de lagere Duitse export en lagere Franse import is er nu meer capaciteit op de CNEC Achène-Gramme beschikbaar voor Belgische export. België exporteert 2146 MW op 16h versus 1165 MW op 15h.

53. Op de andere uren van de dag vormt quasi telkens de CNEC Diele-Meeden de actieve beperking. Tijdens die uren heeft niet de Belgische maar wel de Duitse/Luxemburgse biedzone de laagste of meest negatieve prijs in de CWE regio. Inderdaad, van zodra de Belgische CNEC Achène-Gramme niet meer beperkend is, wordt Duitsland en niet België de zone met laagste prijzen. Duitse export heeft immers een grotere impact op de CNEC Diele-Meeden dan Belgische export en België kan dus relatief gezien weer meer exporteren.

[10] Waarden geven de CWE netto export posities mee. Uitwisselingen buiten de CWE-regio zijn hier niet in rekening gebracht.

13/04/2020	Market clearing point (€/MWh)					Price spread (€/MWh)		BE CNEC
Hour	AT	BE	DE/LU	FR	NL	BE-NL	DE/LU-NL	active?
10	-4.81	-4.39	-4.94	-4.60	-3.64	-0.75	-1.30	No
12	-15.29	-33.59	-19.91	-0.02	-15.02	-18.57	-4.89	Yes
13	-40.78	-90.00	-55.62	0.01	-25.00	-65.00	-30.62	Yes
14	-56.41	-91.37	-70.10	-14.65	-33.59	-57.78	-36.51	Yes
15	-67.18	-115.31	-78.00	-25.09	-78.00	-37.31	0.00	Yes
16	-77.68	-80.83	-78.15	-75.82	-79.19	-1.64	1.04	Yes
17	-71.02	-65.19	-74.97	-66.47	-30.04	-35.15	-44.93	No
18	-36.85	-29.33	-39.94	-32.64	-7.26	-22.07	-32.68	No
19	0.00	4.64	-1.77	2.47	17.00	-12.36	-18.77	No
20	11.98	14.42	11.21	13.13	19.00	-4.58	-7.79	No
21	11.62	17.50	9.76	14.37	28.52	-11.02	-18.76	No
22	7.90	12.51	6.45	10.04	21.13	-8.62	-14.68	No
23	10.73	18.60	9.29	14.74	31.92	-13.32	-22.63	No
24	10.78	16.74	9.02	13.59	27.73	-10.99	-18.71	No

Tabel 6: Uren met prijsdivergentie in de CWE regio met bijhorende CWE dagmarktprijzen. De prijsverschillen tussen België-Nederland en Duitsland-Nederland zijn expliciet weergegeven. De laatste kolom geeft aan of op dat uur een Belgische CNEC een actieve beperking vormde.

54. Bovenstaande analyse kunnen we ook vanuit het perspectief van competitie bekijken. Bij congestie treedt er competitie op tussen de verschillende exporterende en importerende landen om toegang te krijgen tot die beperkte capaciteit. Uitwisselingen die méér capaciteit op het beperkend netwerkelement benutten, zullen omwille van de competitie méér moeten betalen dan uitwisselingen die minder capaciteit op het beperkend netwerkelement nodig hebben. Een uitwisseling die 'meer moet betalen' vertaalt zich in een hoger prijsverschil tussen de importerende en exporterende biedzone. Wanneer dus export België-Nederland een grotere impact heeft op de congestie dan export Duitsland-Nederland, dan zal België om te kunnen exporteren lager moeten gaan in prijs dan Duitsland. De mate van competitie hangt niet enkel af van de locatie en de beschikbare capaciteit op de beperkende CNEC, maar ook van de marktcondities zoals aangetoond in de voorbeelden.

55. In principe geldt dat hoe verder de congestie van België verwijderd is, hoe kleiner de Belgische *zone-to-zone* PTDF-waarden op de actieve CNEC en dus hoe kleiner de prijsverschillen tussen België en de andere biedzones (of hoe gemakkelijker België kan importeren/exporteren). Hoe dichterbij de congestie, hoe groter de kans op prijspieken bij gelijke marktcondities, zoals 13 april aangeeft. Natuurlijk is er ook een sterke koppeling tussen beide observaties: wanneer grote volumes geïmporteerd of geëxporteerd moeten worden, is de kans dat de congestie zich dichtbij zal voordoen, groter.

Hoe dichterbij de congestie, hoe groter de impact op de import- of exportcapaciteit en dus hoe groter de prijsimpact. Bij congestie op een Belgische interne lijn of Belgische interconnector is het risico op positieve prijspieken of negatieve prijspieken dus veel groter dan als de congestie zich veraf bevindt (zie ook CREG studie 1715).

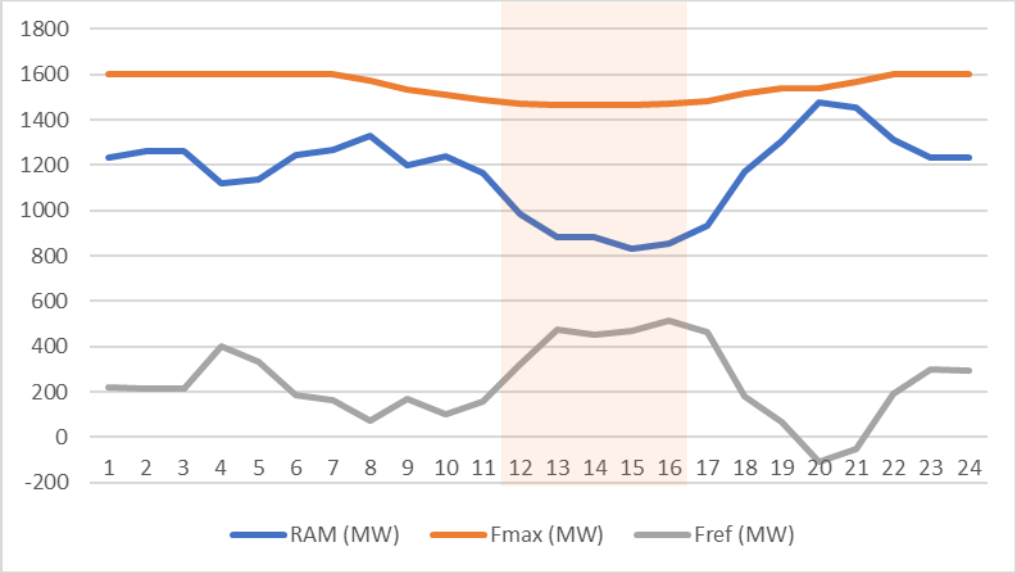
1.6.3. Impact van Dynamic Line Rating

56. Verdere analyse toont dat de CNEC Achène-Gramme beperkend was wanneer de beschikbaar gestelde capaciteit (RAM) op die lijn voor die dag relatief laag was. De RAM wordt als volgt berekend[11]:

$$RAM = Fmax - FRM - Fref' - FAV - AMR \qquad [4]$$

Waarbij Fmax (MW) de thermische capaciteit van het netwerkelement is, FRM (MW) de *Flow Reliability Margin* of de onzekerheidsmarge voor voorspellingsfouten, Fref' (MW) de referentiestromen of stromen die niet gelinkt zijn aan commerciële uitwisseling tussen de CWE biedzones, FAV (MW) de *Flow Adjustment Value* of een variabele die in principe bedoeld is om een verhoging van de capaciteit ten gevolge van complexe remediërende acties in rekening te kunnen brengen, en de AMR (MW) de *Adjustment for MinRAM* of een variabele om de RAM virtueel te verhogen om te voldoen aan de criteria van minimale beschikbare commerciële capaciteit (zie verder).

57. De termen van bovenstaande vergelijking worden dagelijks gepubliceerd via de JAO Utility Tool[12]. Op basis van deze gegevens blijkt dat de RAM op de CNEC Achène-Gramme op de uren 12u tot 16u lager was door een combinatie van hogere referentiestromen en een lagere Fmax (zie Figuur 19). Door het gebruik van *Dynamic Line Rating* (DLR) varieert Fmax namelijk doorheen de dag in lijn met de verwachte luchttemperatuur[13]. De Fmax bedroeg 's nachts 1600 MW en daalde overdag tot 1440 MW.



Figuur 19: De beschikbare capaciteit (RAM) op het kritisch netwerkelement Gramme-Achène was het laagst tijdens de uren waarop het een actieve beperking vormde in de CWE FBMC (oranje zone). Tijdens die uren waren niet enkel de referentiestromen (Fref) hoger, maar ook de thermische capaciteit (Fmax) werd gedurende die uren lager ingeschat.

58. Zonder de toepasssing van DLR zou de Fmax van de CNEC Achène-Gramme bepaald geweest zijn door de seizoenslimiet. Deze is gemiddeld gezien conservatiever dan DLR omdat het maar één vaste waarde betreft voor het volledige seizoen (winter/zomer/tussenseizoen) onafhankelijk van de dag-nacht-variatie of werkelijke temperaturen. Zonder DLR hadden de resultaten van de CWE dagmarktkoppeling op 13 april 2020 dus tot nog negatievere Belgische prijzen kunnen leiden.

[11] Zie voorstel voor de *CWE day-ahead flow based market coupling* in annex 1 van de CREG beslissing (B)1814 van 30 augustus 2018, https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b1814
[12] Zie documentatie op Joint Allocation Office, downloaden via: http://utilitytool.jao.eu/
[13] Zie CREG beslissing (B)1712, https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b1712

1.6.4. Impact van de Clean Energy Package

59. Verordening (EU) 2019/943[14] van de *Clean Energy Package for all Europeans* (hierna: CEP Verordening) bepaalt dat een minimaal niveau van 70% van de capaciteit beschikbaar moet zijn voor zoneoverschrijdende handel, rekening houdend met uitvalsituaties. De volledige 30% kan worden gebruikt voor de betrouwbaarheidsmarges, lusstromen (hierna: loop flows) en interne stromen voor elk kritisch netwerkelement (artikel 16(8)).

De Verordening laat echter tot 2025 en onder bepaalde voorwaarden afwijkingen van deze 70% toe. Afwijkingen van het minimaal niveau van 70% kunnen worden voorzien wanneer:

- een lidstaat, na de vaststelling door een TSO van structurele congestie, beslist dat een actieplan in overeenstemming met artikel 15 wordt geïmplementeerd; of
- een regulerende instantie, op verzoek van een TSO, een derogatie verleent om voorzienbare redenen wanneer dat nodig is om de operationele veiligheid in stand te houden in overeenstemming met artikel 16(9).

Naar het minimale capaciteitsniveau dat beschikbaar moet zijn op een CNEC voor zoneoverschrijdende handel wordt hierna gerefereerd als 'CEP minRAM'[15]. CEP minRAM is dus gelijk aan het vooropgestelde niveau van 70% of aan een lager niveau op basis van een derogatie of actieplan.

Nationale regulatoren en ACER hebben een bevoegdheid in het goedkeuren van de derogaties en in het monitoren en het evalueren van de naleving van de CEP minRAM[16].

60. Voor 2020 heeft Elia een derogatie aangevraagd van de 70% om o.a. de capaciteit ingenomen door de berekende loop flows (LF) gedeeltelijk in mindering te brengen. Deze derogatie is door de CREG goedgekeurd[17]. Het gedeelte dat in mindering gebracht wordt van het vooropgestelde niveau van 70% is de hoeveelheid loop flows die het aanvaardbare niveau van loop flows overschrijdt. Dit aanvaardbare niveau of 'loopflow threshold (MW)' wordt in het kader van de Belgische derogatie afgeleid op basis van artikel 16(8) van de CEP Verordening, nl. dat de som van de betrouwbaarheidsmarges (FRM), loop flows en interne stromen voor elke CNEC in totaal 30% mogen bedragen. De formule voor de berekening van de Belgische "CEP minRAM" voor 2020 is:

$$\text{CEP minRAM} = 0{,}7 - \max(0, \text{Total loopflow}/\text{Fmax} - \text{Loopflow threshold}) \qquad [5]$$

met

$$\text{Loopflow threshold} = 0{,}3 \cdot (\text{Fmax} - \text{FRM}) \qquad \text{voor een interconnector, en} \qquad [6]$$

$$\text{Loopflow threshold} = 0{,}5 \cdot (0{,}3 \cdot \text{Fmax} - \text{FRM}) \qquad \text{voor een interne lijn} \qquad [7]$$

Op interconnectoren zijn er geen interne stromen en kan dus het niveau van 30% gebruikt worden voor FRM en LF, terwijl op interne lijnen dit niveau gedeeld moet worden tussen FRM, loop flows én interne stromen. De Belgische derogatie hanteert een arbitraire 50%-50% verdeling van de marge voor loop flows en interne stromen, in afwachting van de ontwikkeling van een methodologie voor de decompositie van stromen op een CNEC in de Core regio.

---

[14] Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit

[15] Ook gedefinieerd als Margin available for cross-zonal trade (MACZT), i.e. the portion of capacity of a CNEC available to cross-zonal trade'', Zie definitie: ACER Recommendation No 01/2019 of 8 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943

[16] De monitoring van de naleving van de minimale waarde van 70% wordt behandeld in de ACER Recommendation 2019/01

[17] CREG beslissing (B)2014: https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2014

61. De CEP minRAM bepaalt het minimale beschikbare capaciteitsniveau voor zoneoverschrijdende uitwisselingen. Dit zijn dus zowel de uitwisselingen in de CWE regio als de uitwisselingen buiten de CWE regio zoals deze in de Channel-regio (de marktkoppeling met Groot-Brittannië).

Bij de berekening van de minimale beschikbare capaciteit voor de CWE regio (hierna: CEP $minRAM_{CWE}$) houdt Elia dus rekening met de capaciteit ingenomen door de niet-CWE-uitwisselingen. Deze wordt geschat op basis van de verwachte netto posities of ook 'referentie netto posities' in het gemeenschappelijk netwerkmodel. De marge ingenomen door die verwachte "externe uitwisselingen" wordt in vermindering gebracht bij het bepalen van de CEP $minRAM_{CWE}$:

$$\text{CEP } minRAM_{CWE}^{[18]} = \text{CEP minRAM} - \text{RAM used by external exchanges}^{[19]} \qquad [8]$$

Afhankelijk van de beschouwde richting op de CNEC, is de MNCC positief of negatief. De "RAM used by external exchanges" gaat de CEP $minRAM_{CWE}$ in de ene richting dus verhogen en in de andere richting verlagen. Hierdoor kan de CEP $minRAM_{CWE}$ in een van beide richtingen van de CNEC groter worden dan CEP minRAM en zelfs groter dan 70%.

62. Elia berekent sinds 1 januari 2020 de CEP $minRAM_{CWE}$ voor alle Belgische CNECs. Het resultaat en de onderliggende berekening (zie vergelijkingen 4-8) worden dagelijks gepubliceerd via de JAO Utility Tool. Tot 31 maart 2020 gebeurde dit in het kader van de externe parallelle run. Vanaf 1 april 2020 dient Elia de CEP minRAM effectief na te leven.

63. Rekening houdend met de verschillende componenten in de berekening, varieert de CEP $minRAM_{CWE}$ op deze CNEC die dag tussen de 54% en 86% (zie Figuur 20).

[18] Ook gedefinieerd als "Margin for Coordinated Capacity Calculation" (MCCC) , i.e. de fractie van de capaciteit op een CNEC beschikbaar voor zoneoverschrijdende handel op biedzonegrenzen binnen de beschouwde capaciteitsberekeningsregio, in casu de CWE-regio. Zie definitie: ACER Recommendation 01/2019

[19] Ook gedefinieerd als "Margin for Non-Coordinated coordinated capacity calculation" (MNCC) , i.e. de fractie van de capaciteit op een CNEC beschikbaar voor zoneoverschrijdende handel op biedzonegrenzen buiten de beschouwde capaciteitsberekeningsregio. Zie definitie: ACER Recommendation 01/2019 of 8 August 2019

Period	MinRAMFactorJustification
1	RAM used by external exchanges (MNCC) = -7,47% ; Total loopflow = 3,99% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 77%
2	RAM used by external exchanges (MNCC) = -9,2% ; Total loopflow = 3,41% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 79%
3	RAM used by external exchanges (MNCC) = -8,87% ; Total loopflow = 2,29% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 79%
4	RAM used by external exchanges (MNCC) = -3,08% ; Total loopflow = 12,52% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 70%
5	RAM used by external exchanges (MNCC) = -1,27% ; Total loopflow = 9,07% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 71%
6	RAM used by external exchanges (MNCC) = -5,74% ; Total loopflow = 6,26% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 76%
7	RAM used by external exchanges (MNCC) = -7,08% ; Total loopflow = 7,69% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 77%
8	RAM used by external exchanges (MNCC) = -8,59% ; Total loopflow = 4,74% ; Loopflow threshold = 9,73% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 79%
9	RAM used by external exchanges (MNCC) = -4,8% ; Total loopflow = 4,19% ; Loopflow threshold = 9,59% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 75%
10	RAM used by external exchanges (MNCC) = -3,7% ; Total loopflow = 1,56% ; Loopflow threshold = 9,47% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 74%
11	RAM used by external exchanges (MNCC) = -0,99% ; Total loopflow = 2,11% ; Loopflow threshold = 9,46% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 71%
12	RAM used by external exchanges (MNCC) = 8,69% ; Total loopflow = -9,56% ; Loopflow threshold = 9,36% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 61%
13	RAM used by external exchanges (MNCC) = 9,9% ; Total loopflow = 4,35% ; Loopflow threshold = 9,34% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 60%
14	RAM used by external exchanges (MNCC) = 10,32% ; Total loopflow = 5,86% ; Loopflow threshold = 9,34% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 60%
15	RAM used by external exchanges (MNCC) = 15,53% ; Total loopflow = -14,38% ; Loopflow threshold = 9,34% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 54%
16	RAM used by external exchanges (MNCC) = 11,96% ; Total loopflow = 9,27% ; Loopflow threshold = 9,33% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 58%
17	RAM used by external exchanges (MNCC) = 5,63% ; Total loopflow = 10,94% ; Loopflow threshold = 9,43% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 63%
18	RAM used by external exchanges (MNCC) = -6,99% ; Total loopflow = 8,15% ; Loopflow threshold = 9,54% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 77%
19	RAM used by external exchanges (MNCC) = -12,81% ; Total loopflow = 5,52% ; Loopflow threshold = 9,61% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 83%
20	RAM used by external exchanges (MNCC) = -7,5% ; Total loopflow = -1,26% ; Loopflow threshold = 9,61% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 77%
21	RAM used by external exchanges (MNCC) = -16,39% ; Total loopflow = 2,13% ; Loopflow threshold = 9,68% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 86%
22	RAM used by external exchanges (MNCC) = -13,68% ; Total loopflow = 11,27% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 82%
23	RAM used by external exchanges (MNCC) = -18,65% ; Total loopflow = 21,23% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 77%
24	RAM used by external exchanges (MNCC) = -16,72% ; Total loopflow = 19,21% ; Loopflow threshold = 9,82% ; MinRAM target for CWE (MCCC) = 77%

Figuur 20: Berekening door Elia van de CEP $minRAM_{CWE}$ voor de CNEC Gramme-Achène op 13 april 2020. Bron: JAO,Utility Tool

64. De gegeven RAM op de CNEC Achène-Gramme voldoet op 13 april 2020 telkens aan de CEP $minRAM_{CWE}$ vereisten (zie Figuur 21).

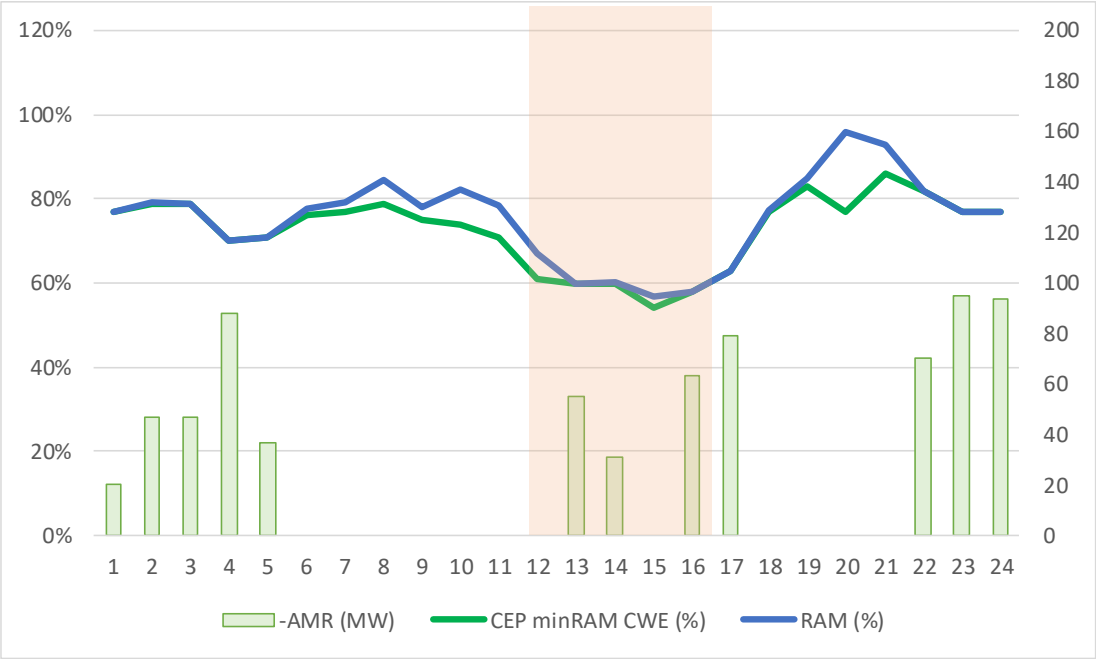
65. Om de CEP $minRAM_{CWE}$ vereiste op de CNEC Gramme-Achène na te leven, heeft Elia gedurende de helft van de uren extra capaciteit gegeven via de variabele “Adjustment for minRAM” of AMR (zie vergelijking [4]). Zonder deze ‘virtuele capaciteit’ was de berekende RAM op die uren ontoereikend geweest.

Elia kan virtuele extra capaciteit geven wanneer er voldoende remediërende acties beschikbaar zijn om de mogelijke overbelasting – als die zou optreden – op te lossen. Elia valideert de AMR tijdens de capaciteitsvalidatiefase op basis van een lokale optimalisatietool.

Op de andere helft van de uren was er geen AMR nodig om de CEP $minRAM_{CWE}$ vereiste na te leven.

66. Indien de CNEC Gramme-Achène op 13 april 2020 niet aan de CEP minRAM vereiste had voldaan, was deze Belgische CNEC vaker en zwaarder beperkend geweest en had deze CNEC de Belgische export sterker bemoeilijkt (zie Figuur 18 en 21).

Bovenstaande analyse toont het belang aan van het naleven van de CEP Verordening met betrekking tot een minimale beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel voor de Belgische import- en exportmogelijkheden. Dankzij deze minimale beschikbare capaciteit in de dagmarktkoppeling zullen *ceteris paribus* Belgische netwerkelementen immers minder vaak beperkend zijn, tenzij eventueel bij hoge waarden van verwachte loop flows en/of een hoge impact van niet-CWE-uitwisselingen.



Figuur 21: Evaluatie van de CEP $minRAM_{CWE}$ vereiste op de CNEC Achène-Gramme op 13 april 2020. De gegeven RAM (blauwe lijn) is telkens groter of gelijk aan de CEP $minRAM_{CWE}$ (groene lijn). Hiertoe heeft Elia op 12 uren extra capaciteit moeten geven via een *Adjustment for MinRAM* (AMR, groene balken). Dit geldt ook voor een aantal uren waarop deze CNEC een actieve beperking vormde in de CWE FBMC (oranje zone).

1.6.5. Impact van Flow Based Intuitive

67. De doelstelling van *flow based* marktkoppeling is om de beschikbare netwerkcapaciteit te alloceren aan de combinatie van commerciële uitwisselingen die de grootste totale welvaart creëert. Er kunnen situaties optreden waarbij die optimale combinatie overeenkomt met een niet-intuïtief resultaat. Een biedzone met hogere prijs exporteert dan naar een biedzone met lagere prijs. Of met andere woorden een biedzone met een lagere prijs importeert van een biedzone met een hogere prijs.

68. Om niet-intuïtieve resultaten te vermijden, is in de CWE gekozen voor *flow based intuitive* in plaats van *flow based plain*. Wanneer het resultaat van *flow based plain* non-intuïtief is, wordt de *intuitiveness patch* getriggerd. Dit is een extra voorwaarde of beperking die het optimalisatie-algoritme moet respecteren. Deze patch garandeert intuïtieve resultaten, maar is in termen van totale welvaart wel iets minder optimaal.

69. Op 13 april 2020 werd op 15u de *intuitiveness patch* getriggerd. De impact hiervan op de CWE netto posities en dagmarktprijzen is weergeven in Tabel 7. De *intuitiveness patch* beperkt de export van Duitsland naar Nederland en naar Frankrijk. Dit gebeurt om te voorkomen dat de dagmarktprijzen in het importerende Nederland negatiever worden dan deze in het exporterende Duitsland. Met de *intuitiveness patch* zijn de Duitse exportpositie en de Nederlandse importpositie zo dat ze resulteren in identieke dagmarktprijzen in Duitsland en Nederland.

Door de beperking van de Duitse export door de *intuitiveness patch* kan België meer exporteren dan in het geval van *flow based plain*. De *intuitiveness patch* vermijdt dus dat de Belgische prijspiek op 15u nog negatiever wordt (zie Tabel 7).

13/04/2020	CWE day-ahead net positions (MW)					Market Clearing Price (€/MWh)				
15h	AT	BE	DE/LU	FR	NL	AT	BE	DE/LU	FR	NL
FBI	-3468	1165	7254	-3596	-1355	-67.2	-115.3	-78.0	-25.1	-78.0
FBP	-3468	1115	7474	-3746	-1375	-65.4	-128.0	-76.0	-25.6	-90.0

Tabel 7 : Resultaten van de day-ahead CWE marktkoppeling onder *flow based intuitive* (FBI) en onder *flow based plain* (FBP) voor 13 april 2020 om 15h.

In dit specifieke voorbeeld zouden onder *flow based plain* de Nederlandse en Belgische biedzones sterker negatief geweest zijn, namelijk -90 €/MWh en -128 €/MWh versus de genoteerde prijspieken van -78 €/MW en -115,3 €/MWh. De negatieve prijsimpact op de Nederlandse en Belgische biedzone zou bovendien veel groter geweest zijn dan de positieve impact op de Duitse biedzone.

70. Bovenstaand voorbeeld illustreert dat in zogenaamde “stressvolle marktsituaties” de resultaten bekomen met *flow based intuitive* en *flow based plain* significant kunnen verschillen, zeker in termen van dagmarktprijzen.

2. AARDGAS

2.1. AARDGASVERBRUIK

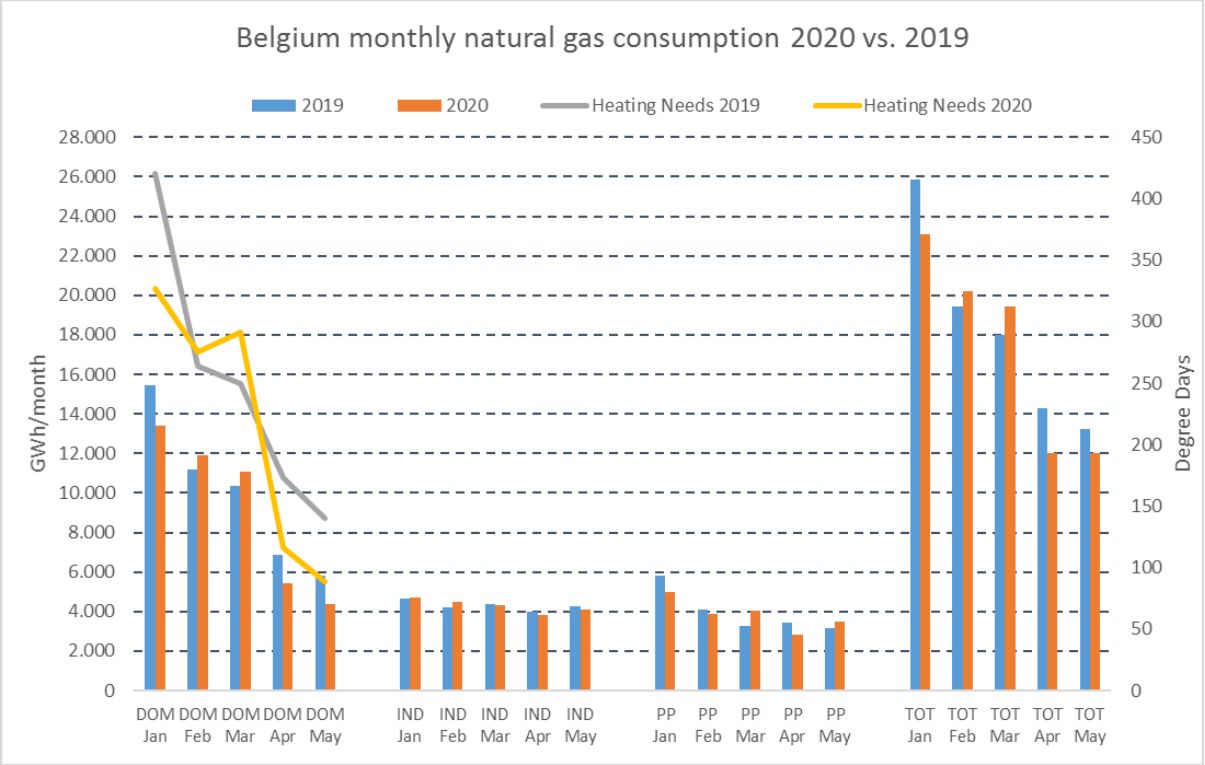
71. Het maandelijks aardgasverbruik per sector (DOM: openbare distributie, IND: industrie, PP: elektriciteitsproductie) uitgedrukt in GWh per maand wordt weergegeven in Figuur 22. De curve die een beeld biedt van de verwarmingsbehoeften (gemeten in graaddagen) is toegevoegd bij het aardgasverbruik van de openbare distributie aangezien het verbruik van deze sector sterk temperatuurgevoelig is.

72. Het aardgasverbruiksprofiel van de openbare distributie kent in de beginmaanden van het jaar het typisch dalend aardgasverbruik wegens de geleidelijke stijging van de gemiddelde buitentemperaturen en bijgevolg de dalende aardgasvraag voor ruimteverwarming. De coronacrisis en -maatregelen hebben geen zichtbaar effect op het totaal aardgasverbruik van de openbare distributie. Compenserende effecten zullen hierbij een rol spelen zoals de algemene sluiting van de dienstensector en de KMO's maar anderzijds het (verplicht) telethuiswerk en onderwijs op afstand waardoor de thuisthermostaat werd bijgesteld.

73. Het industrieel aardgasverbruik blijft algemeen op peil. In de maanden maart, april en mei is er geen sprake van een gevoelige terugval van het industrieel aardgasverbruik door de coronacrisis en -maatregelen. Dit neemt niet weg dat maart (-1,2%), april (-4,4%) en mei (-4,4%) het industrieel aardgasverbruik lager ligt dan in dezelfde maanden in 2019. De grootindustrie zal vooral de activiteiten terugschroeven als de toelevering van grondstoffen in het gedrang komt. Bovendien zijn de noteringen van de aardgasprijs, met prijzen die duiken onder de 6 EUR/MWh, uitzonderlijk laag.

74. Het gebruik van aardgas voor de productie van elektriciteit in de aardgascentrales wordt bepaald door de elektriciteitsvraag na de dekking door wind- en zonne-energie, en gestuurd via tal van factoren die het economisch rendement bepalen. Er is geen sprake van een gevoelige daling van de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie. Integendeel, in maart (+22,7%) en mei (+11,1%) wordt er in 2020 meer aardgas gebruikt voor de elektriciteitsproductie dan in 2019. In april 2000 was weliswaar de aardgasvraag van de gascentrales 18,2% lager. De elektriciteitsvraag kent een terugval (zie deel 1) maar de aardgasprijzen zijn opvallend laag.

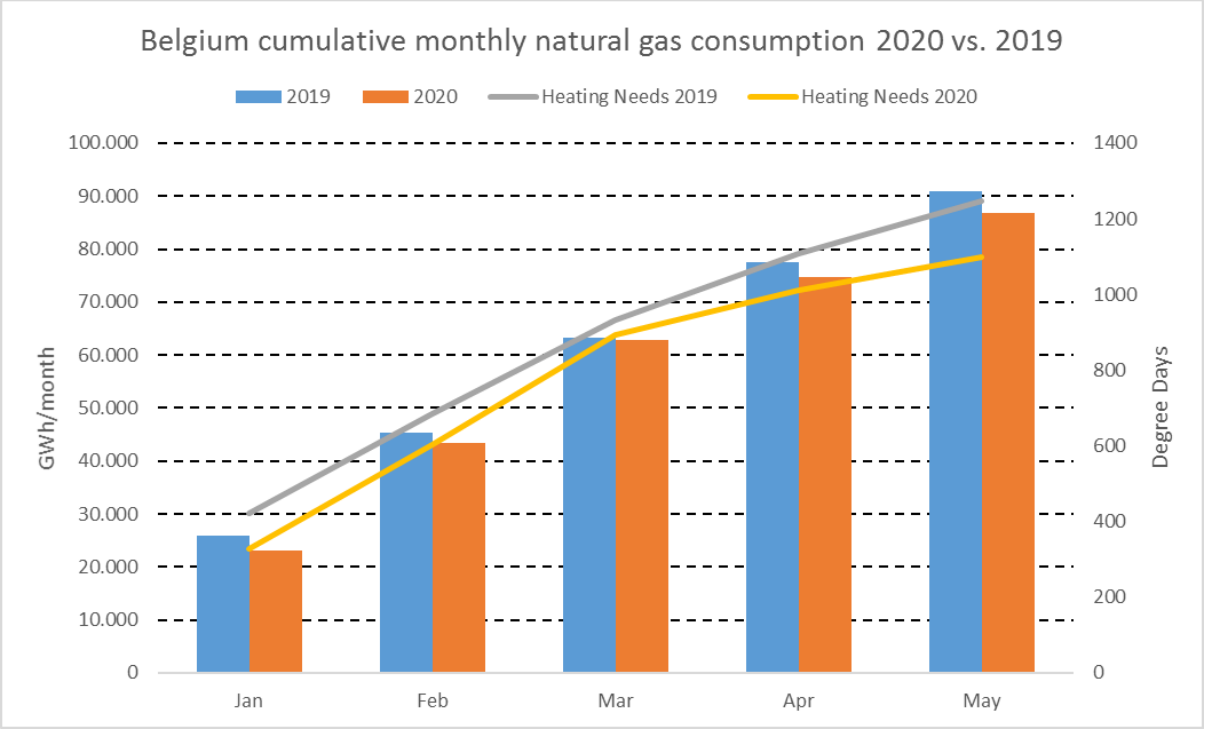
75. Het totaalbeeld levert een aardgasverbruik voor de maand maart dat hoger ligt in 2020 (19,5 TWh) dan in 2019 (18,0 TWh), lager ligt in de maand april 2020 (12,0 TWh) dan in 2019 (14,3 TWh) en eveneens lager ligt in de maand mei 2020 (12,0 TWh) dan in 2019 (13,2 TWh). Rekening houdende dat april 2020 zachter was dan april 2019 (verwarmingsbehoeften liggen 33% lager) en het verschil nog groter was voor mei 2020 ten opzichte van mei 2019 (verwarmingsbehoeften liggen 37% lager), blijft het algemeen aardgasverbruik stand houden tijdens de coronacrisis en -maatregelen.



Bron: CREG berekeningen op basis van gegevens van Fluxys Belgium

Figuur 22 : Maandelijks aardgasverbruik per sector in de periode januari-mei 2020 vs. 2019 met weergave van de verwarmingsbehoeften.

76. In Figuur 23 wordt het gecumuleerd maandelijks aardgasverbruik weergegeven voor de eerste 5 maanden van 2020 en 2019. In 2020 bedroeg het totaal aardgasverbruik voor de eerste 5 maanden 86,8 TWh terwijl in 2019 dit cijfer 90,9 TWh bedroeg. Hierbij moet rekening worden gehouden dat de verwarmingsbehoeften in de eerste 5 maanden van 2020 12% lager lagen dan in dezelfde periode in 2019. Dit beeld geeft aan dat de coronacrisis en –maatregelen geen zichtbaar effect hebben op het algemene aardgasverbruik in de beschouwde periode.



Bron: CREG berekeningen op basis van gegevens van Fluxys Belgium

Figuur 23 : Gecumuleerd maandelijks aardgasverbruik per sector in de periode januari-mei 2020 vs. 2019

2.2. GRENSOVERSCHRIJDENDE AARDGASSTROMEN EN AARDGASVERBRUIK

77. In Figuur 24 worden de invoerstromen (+) en de uitvoerstromen (-) van aardgas weergegeven voor ieder buurland met inbegrip van Noors aardgas dat rechtstreeks vanuit de Noordzee België binnenkomt en LNG dat per schip wordt aangevoerd te Zeebrugge. Het Belgisch aardasvervoersnetwerk is sterk verbonden met de buurlanden en kent intense doorvoer en handel van aardgas met de buurlanden.

78. De uitvoerstromen naar het Groothertogdom Luxemburg liggen in maart (-12,2%), april (-24,8%) en mei (-22,6%) 2020 gevoelig lager dan in 2019. Hier kan het effect van de coronacrisis op de Luxemburgse aardgasvraag uit afgelezen worden.

79. België kan zowel aardgas uitvoeren naar als invoeren uit Duitsland en de richting van deze fysische stromen heeft alles te maken de efficiënte verhandeling van aardgas naargelang de prijsverschillen (arbitrage). Bijgevolg laat Figuur 24 niet toe om een rechtstreeks effect van de coronacrisis en -maatregelen af te lezen betreffende de aardgastransacties tussen België en Duitsland. Wel laten de cijfers zien dat in de eerste vijf maanden van 2020 iedere maand een netto aardgasuitvoerstroom naar Duitsland aftekent terwijl in 2019 relatief grote hoeveelheden aardgas werden ingevoerd vanuit Duitsland in de eerste 3 maanden van het jaar.

80. België is voor de voorziening van laagcalorisch aardgas (L-gas) afhankelijk van Nederland. Deze afzonderlijke aardgasmarkt in België, waarvoor een omschakeling naar hoogcalorisch aardgas (H-gas) lopende is, bestaat tegenwoordig nog uit bijna uitsluitend openbare distributie met een jaarvolume rond de 21%. De aardgasstromen vanuit Nederland zijn de eerste vijf maanden van 2020 drastisch teruggevallen ten opzichte van de maandtotalen die opgetekend werden voor dezelfde periode in 2019. In mei 2020 was België zelfs een netto aardgasuitvoerder naar Nederland. Dit kan niet toegeschreven worden aan de coronacrisis en -maatregelen aangezien dit patroon reeds aftekende in januari terwijl het niveau in april gelijklopend is voor 2020 en 2019. Sterk bepalend voor de aardgastransacties tussen Nederland en België zijn de herziening van de bevoorradingsbehoeften en -patronen in Nederland binnen een strikt Nederlands beleid om de winning van laagcalorisch aardgas uit het Groningenveld tot een minimum te beperken en de productie van pseudo L-gas door de toevoeging van stikstof aan hoogcalorisch aardgas maximaal te benutten (dit betekent extra invoer van hoogcalorisch aardgas door Nederland).

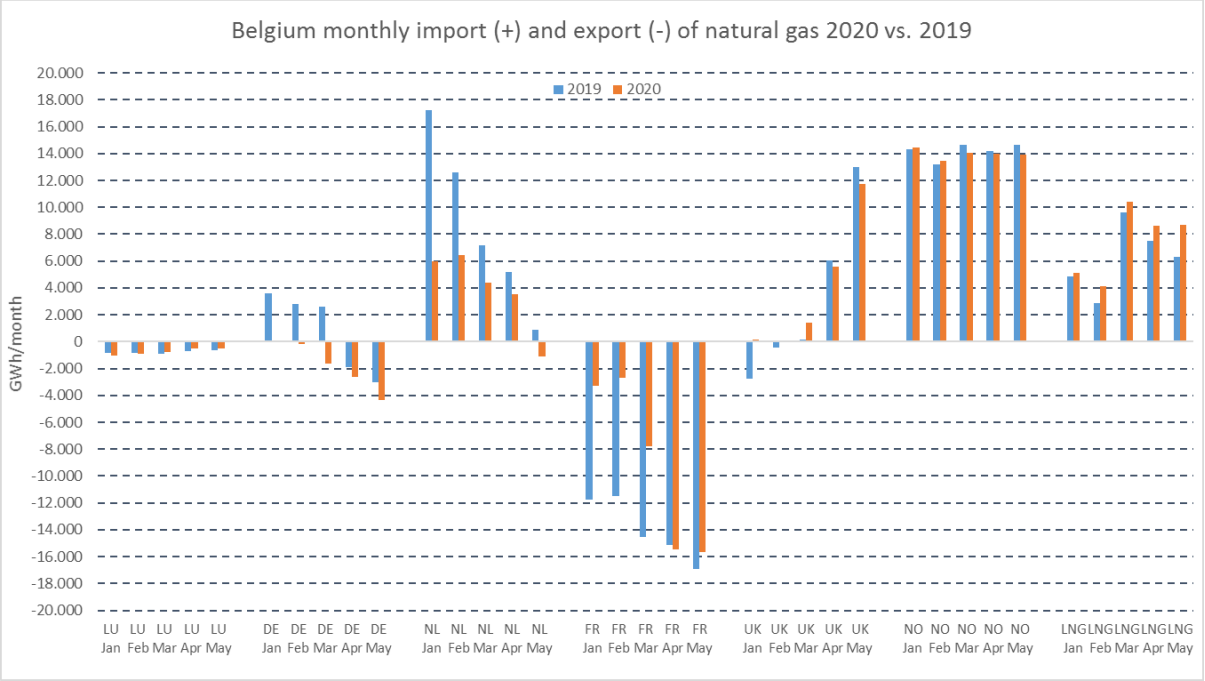
81. Frankrijk is in belangrijke mate afhankelijk van aardgasstromen die via België verhandeld worden voor de Franse verbruiksmarkt. De uitvoerstromen naar Frankrijk zijn opvallend lager in de eerste drie maanden van 2020 dan in 2019. Deze observatie geldt reeds voor januari en kent bijgevolg niet zijn oorsprong in de coronacrisis en -maatregelen. Voor de maanden april en mei zijn de uitvoerstromen naar Frankrijk gelijklopend voor beide jaren.

82. Zoals geldt voor Duitsland, kan België zowel aardgas uitvoeren als invoeren uit het Verenigd Koninkrijk en de richting van deze fysische stromen heeft alles te maken de efficiënte verhandeling van aardgas naargelang de prijsverschillen (arbitrage). Bijgevolg laat Figuur 24 niet toe om een rechtstreeks effect van de coronacrisis en –maatregelen af te lezen betreffende de aardgastransacties tussen België en het Verenigd Koninkrijk. In maart lagen de invoerstromen uit het Verenigd Koninkrijk aanzienlijk hoger in 2020 dan in 2019 (een factor 10). In april en mei van beide jaren lagen de invoerstromen gelijklopend maar voor 2020 op een lager niveau.

83. Noors aardgas bereikt de Belgische markt rechtstreeks via de Zeepipe die vanuit de Noordzee aan land komt te Zeebrugge en een belangrijke aardgasbron is voor Noordwest-Europa. De aardgasaanvoer via de Zeepipe in de eerste vijf maanden van 2020 volgt hetzelfde patroon als in

dezelfde periode van 2019. Er tekent zich bijgevolg geen effect af dat zijn oorsprong vindt in de coronacrisis en -maatregelen.

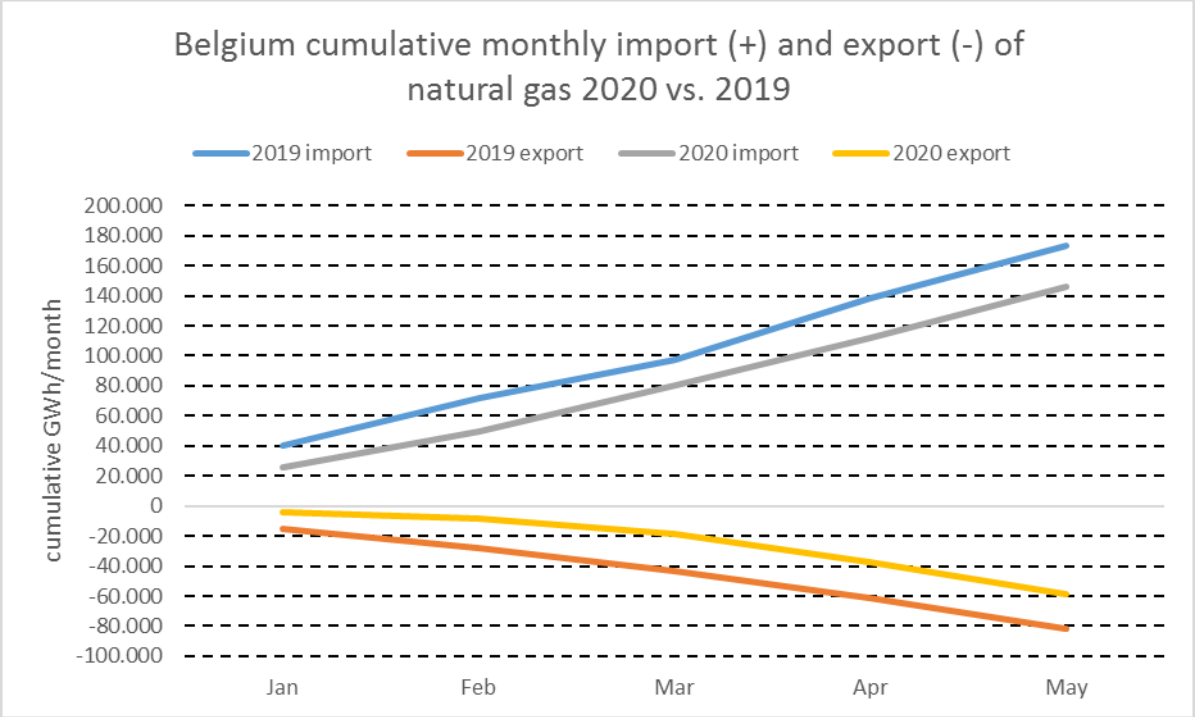
84. De aanvoer van LNG te Zeebrugge ligt voor iedere maand in de periode januari-mei hoger in 2020 dan in 2019. In maart 2020 wordt meer dan 10 TWh LNG aangevoerd (niet uitsluitend bestemd voor Belgisch verbruik) en vertegenwoordigt hiermee een volume dat overeenkomt met meer dan 50% van het Belgisch verbruik voor die maand. In april (+15%) en mei (+37%) ligt de aanvoer van LNG beduidend boven het niveau van dezelfde maanden in 2019. Het invoerpatroon over de beschouwde 5 maanden in 2020 is hetzelfde als in 2019 maar op een hoger niveau. Er tekent zich geen effect af dat zijn oorsprong vindt in de coronacrisis en -maatregelen. Integendeel, de aanvoer van LNG kent een bloeiperiode.



Bron: CREG berekeningen op basis van gegevens van Fluxys Belgium

Figuur 24 : Maandelijkse invoerstromen (+) en uitvoerstromen (-) aan de grens in de periode januari-mei 2020 vs. 2019

85. De gecumuleerde maandelijkse invoerstromen (+) en uitvoerstromen (-) aan de grenzen voor de periode januari-mei 2020 vs. 2019 worden weergegeven in Figuur 25. De invoerstromen liggen voor de eerste 5 maanden van 2020 (146,0 TWh) gevoelig (-15,8%) onder het niveau van 2019 (173,4 TWh). De uitvoerstromen liggen voor de eerste 5 maanden van 2020 (58,6 TWh) beduidend (-28,4%) lager dan in 2019 (81,9 TWh). Deze verschillen werden reeds opgetekend voor de maanden januari en februari waardoor de verschillen niet zomaar kunnen worden toegewezen aan de coronacrisis en -maatregelen. Hoewel de trends lineair verlopen, kan er voorzichtig gezegd worden dat de uitvoer van aardgas goed stand heeft gehouden en zelfs licht versterkt werd in de maanden maart, april en mei van 2020. Dit weerspiegelt zich dan ook in de invoerstromen. Dit bevestigt dat België ook tijdens de coronacrisis flexibel blijft als draaischijf in de aardgasbevoorrading van Noordwest-Europa.



Bron: CREG berekeningen op basis van gegevens van Fluxys Belgium

Figuur 25 : Gecumuleerde maandelijkse invoerstromen(+) en uitvoerstromen(-) aan de grens voor de periode januari-mei 2020 vs. 2019

2.3. OPSLAG

2.3.1. Gasopslag in België

86. België beschikt over slechts één installatie voor de opslag van aardgas. De ondergrondse opslaginstallatie in Loenhout heeft een opslagcapaciteit van 780 miljoen kubieke meter (9 TWh) en is verbonden met het Belgische gasvervoersnet, dat wordt geëxploiteerd door Fluxys Belgium. In zijn rol als gasopslagoperator (Storage System Operator, SSO) beheert Fluxys Belgium ook de gasopslaginfrastructuur in Loenhout.

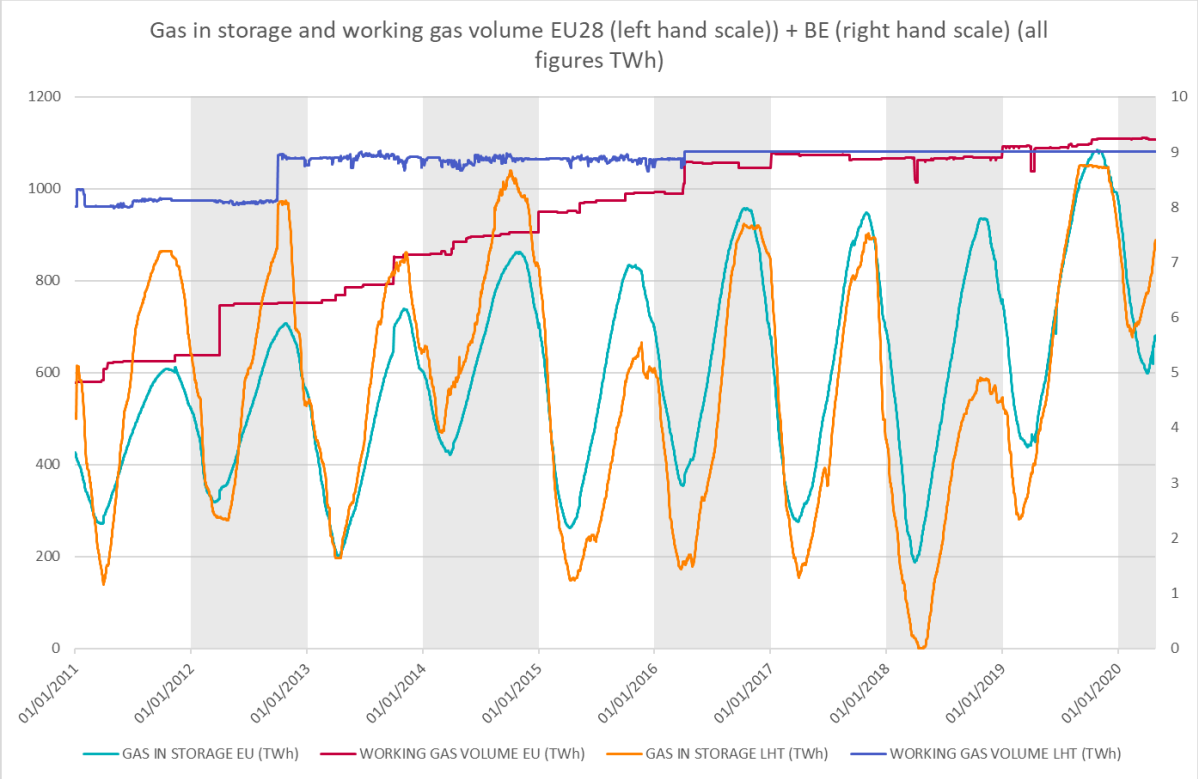
87. Sinds de liberalisering van de energiemarkt is opslag een concurrentiële activiteit. De opslagsite in Loenhout concurreert met andere opslagsites in Noordwest-Europa. Naarmate de aardgasmarkten evolueerden naar liquide markten en de prijzen losgekoppeld werden van de olieprijzen, werd de verkoop van opslagcapaciteit steeds meer afhankelijk van de zomer-winter spreads op de gasmarkt. Die spread is het verschil tussen de aardgasprijs voor de komende zomer en de prijs voor de komende winter. Ligt die spread hoger dan de kosten voor opslag, dan overtreft de vraag naar opslagcapaciteit het aanbod. Naarmate de spread kleiner wordt, wordt het voor gasopslaggebruikers minder aantrekkelijk om aardgas op te slaan.

88. Volatiele zomer-winter spreads hebben de laatste jaren geresulteerd in onvoorspelbare verkopen voor Loenhout. Sinds 2010 kennen de spreads een dalende trend en gingen ze van 6 €/MWh naar 2 €/MWh. In de zomer van 2018 daalde de zomer-winterspread zelfs onder 1 €/MWh.

89. Voor Loenhout leidde dat ertoe dat er – bovenop de bestaande langetermijncontracten – geen extra korte termijn verkopen konden worden gerealiseerd. Toen de zomer-winterspread begin 2019 tot 3,8 €/MWh steeg, resulteerde dat voor het opslagseizoen 2019-2020 wel in extra verkopen. Een gelijkaardig fenomeen deed zich voor eind 2019 en begin 2020: toen de zomer-winterspread steeg tot 4,1 €/MWh, kon de resterende opslagcapaciteit voor de gasopslagseizoenen 2020-2021 en 2021-2022 worden verkocht.

2.3.2. Paar markante cijfers

90. De onderstaande grafiek geeft het totaal opgeslagen volume aardgas weer in Europa (EU28, TWh, linkeras) en in België (Loenhout, TWh, rechteras). In figuur 26 wordt ook het totale beschikbare opslagvolume getoond (Technical Capacity EU28 en België).



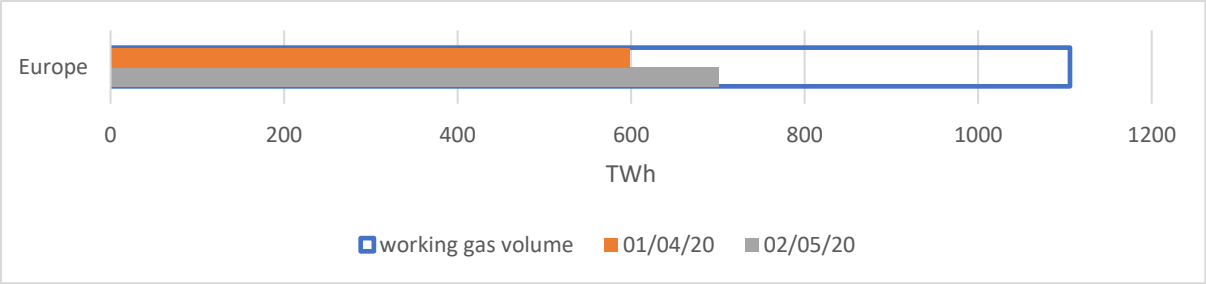
Figuur 26 : Technisch beschikbare capaciteit en volume gas in opslag in België en Europa (EU28)

91. Het in EU28 totale beschikbare opslagvolume voor aardgas blijft sinds 2016 op eenzelfde niveau van ongeveer 1.068 TWh. Voor Loenhout was het beschikbare opslagvolume lang ongeveer 7,9 TWh. De stijging tot ongeveer 9 TWh sinds de opslagperiode 2012-2013 is toe te schrijven aan een optimalisatie van de aangeboden diensten door de opslagbeheerder: de opslaggebruikers kunnen opslagcapaciteit op korte termijn onderschrijven als "trage capaciteit" en naast de boeking van bundels (opslagvolume/injectiecapaciteit/uitzendcapaciteit) op lange termijn onder de benaming SBU (*Standard Bundled Unit*).

92. De vullingsgraad voor het seizoen 2019-2020 is uitzonderlijk, zowel voor België (97%) als voor de EU28 (97%). Dit valt te verklaren door zeer lage gasprijzen tijdens de zomer van 2019 en een grote spread zomer-winter die gunstig is voor de vulling van alle opslaginstallaties voor aardgas in Europa.

93. Als gevolg van een zachte winter, de grote toevoer van LNG en het versterkend effect van de daling van de vraag door de Covid-19 crisis, werd in Europa het opslagseizoen 2019 -2020 afgesloten met een nog zeer hoge vullingsgraad: 54% op de 31 maart 2020. De vullingsgraad van Loenhout bedroeg op 14 februari 2020 nog meer dan 62%.

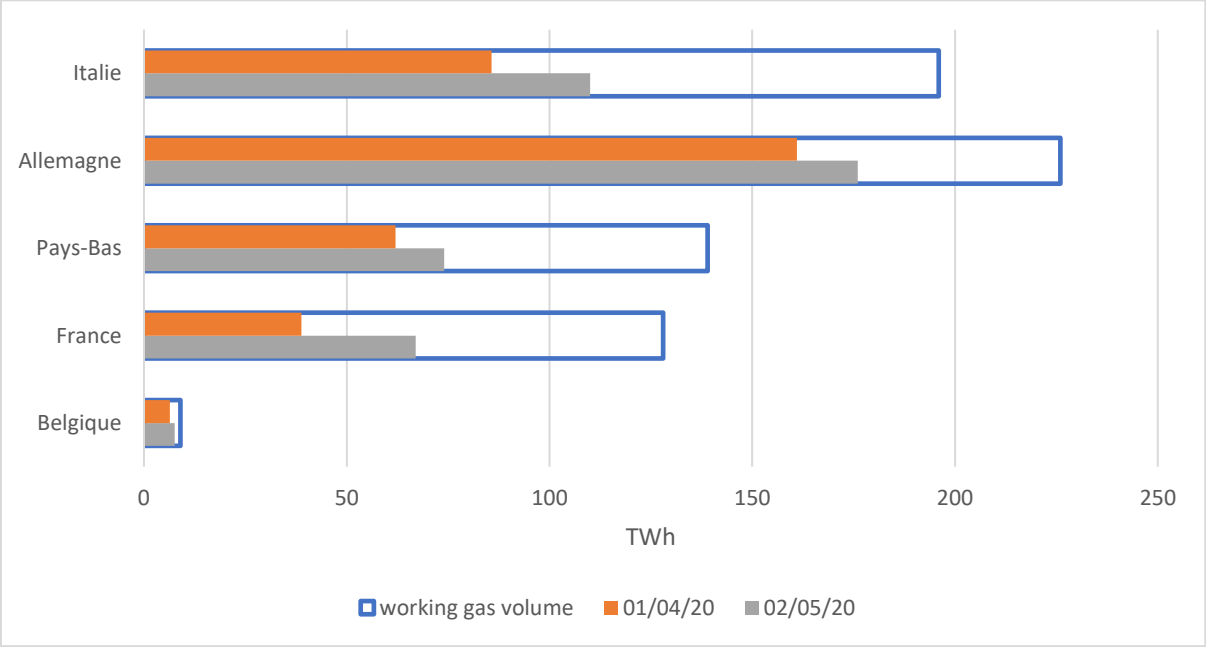
94. Door het overaanbod van gas en de daarmee samenhangende lage prijzen werd het injectieseizoen heel snel gestart (in België en Frankrijk tot vier weken vroeger dan vorig jaar) waardoor de vullingsgraad voor Europa op 02 mei 2020 reeds 63% bedroeg. Ter vergelijking de vullingsgraad van de Europese gasopslag bedroeg in mei 2019 ongeveer 49%.



Figuur 27 : Vullingsgraad van de Europese gasopslag (EU28) [TWh] (bron: GIE)

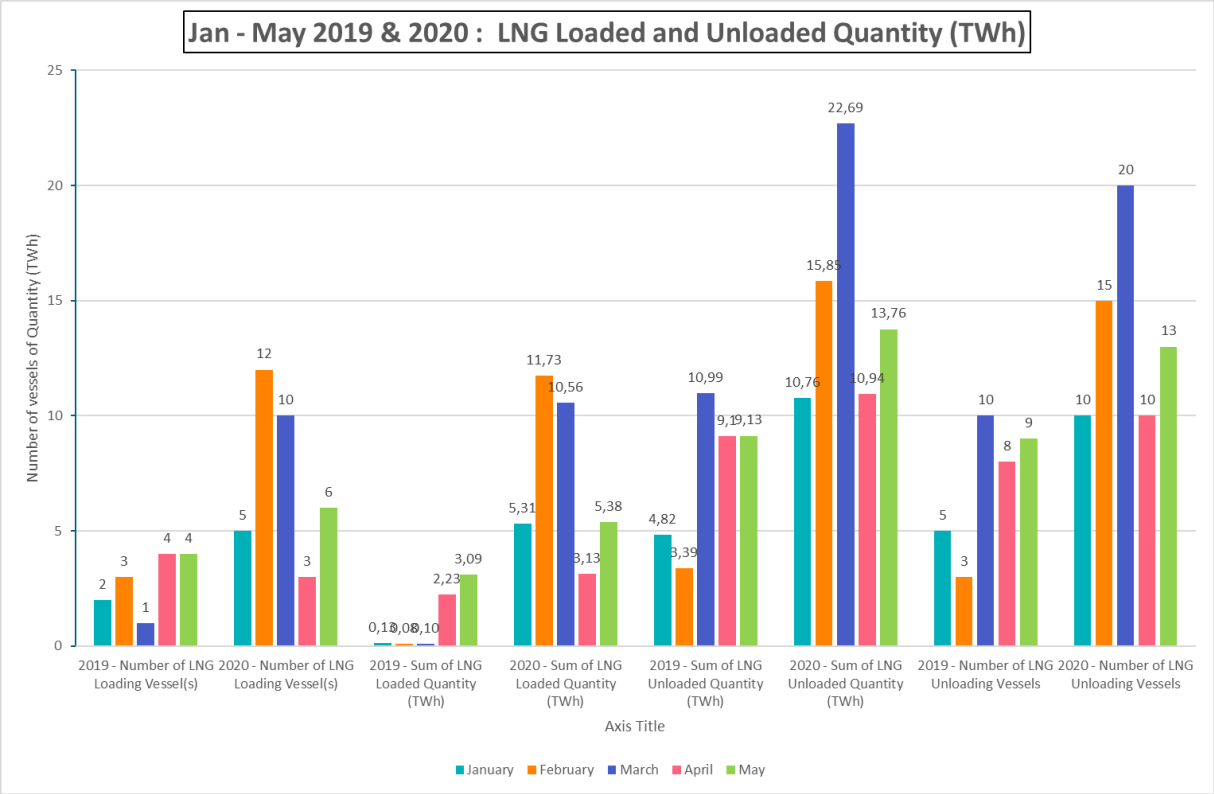
95. De vullingsgraad is uiteraard niet uniform over gans Europa. Zoals onderstaande figuur aantoont, is de vullingsgraad in Duitsland en België aanmerkelijk hoger dan in Frankrijk en Italië. Allerlei lokale factoren waaronder interconnectie met andere landen, al dan niet belangrijke transitstromen, de aanwezige marktspelers en het gehanteerde marktmodel met al dan door de overheid opgelegde opslagverplichtingen…spelen hierbij een rol.

96. Als het vullen van de opslaginstallaties op dit tempo doorgaat, zullen deze zeer snel volledig opgevuld zijn en kan dit ertoe leiden dat de gasstromen in Europa zich in die mate wijzigen dat aardgas bestemd voor de Duitse markt afgezet wordt op de markten van naburige landen, in eerste instantie Nederland, Frankrijk en Italië. Als de aanvoer van aardgas richting Europa, naast pijpleiding gas ook de grote hoeveelheden LNG, zich ongewijzigd doorzet, zullen de opslaginstallaties in Oostenrijk en Oekraïne hier baat bij vinden.



Figuur 28 : Vullingsgraad per land [TWh] (bron: GIE)

2.4. LNG



Figuur 29 – Jaarlijks geladen en geloste hoeveelheden (TWh) en aantal schepen in Zeebrugge van januari tot mei 2019 en 2020.

97. 2019 was een recordjaar voor de terminal met 90 tankers die 95 TWh LNG hebben gelost en 40 tankers die 21 TWh hebben geladen, maar het was vooral een recordjaar door de stijging van de activiteit van de terminal van Zeebrugge op het einde van het jaar.

98. Als het eerste kwartaal van 2020 wordt vergeleken met het eerste kwartaal van 2019, dan kan vastgesteld worden dat er in elke maand van het kwartaal veel meer werd geladen en gelost. In het eerste kwartaal van 2020 hebben 45 schepen in totaal 49,3 TWh gelost tegenover 18 schepen en 19,2 TWh in het eerste kwartaal van 2019. Wat het aantal ladingen betreft, is het verschil nog veel groter: er werden 27 schepen geladen voor een hoeveelheid van 27,6 TWh in het eerste kwartaal van 2020 terwijl er in het eerste kwartaal van 2019 maar 0,3 TWh was geladen op 6 schepen. In april 2020 werd er ook meer gelost en geladen dan in april 2019, in april 2020 werd er 9,1 TWh geladen en 10,94 TWh gelost en in april 2019 werd er 2,23 TWh gelost en 3,13 TWh geladen. Daarvan werd twee keer gelost en drie keer geladen in het kader van overslagdiensten. Uit de vergelijking van de maand mei 2019 (lossen van 9,13 TWh, hetzij negen schepen, en laden van 3,09 TWh, hetzij 4 schepen met drie overslagoperaties) en mei 2020 (lossen van 13,76 TWh, hetzij 13 schepen – 5 voor overslag – en laden van 5,38 TWh, hetzij zes schepen – 4 voor overslag) blijkt dat de LNG-activiteiten in Zeebrugge blijven toenemen.

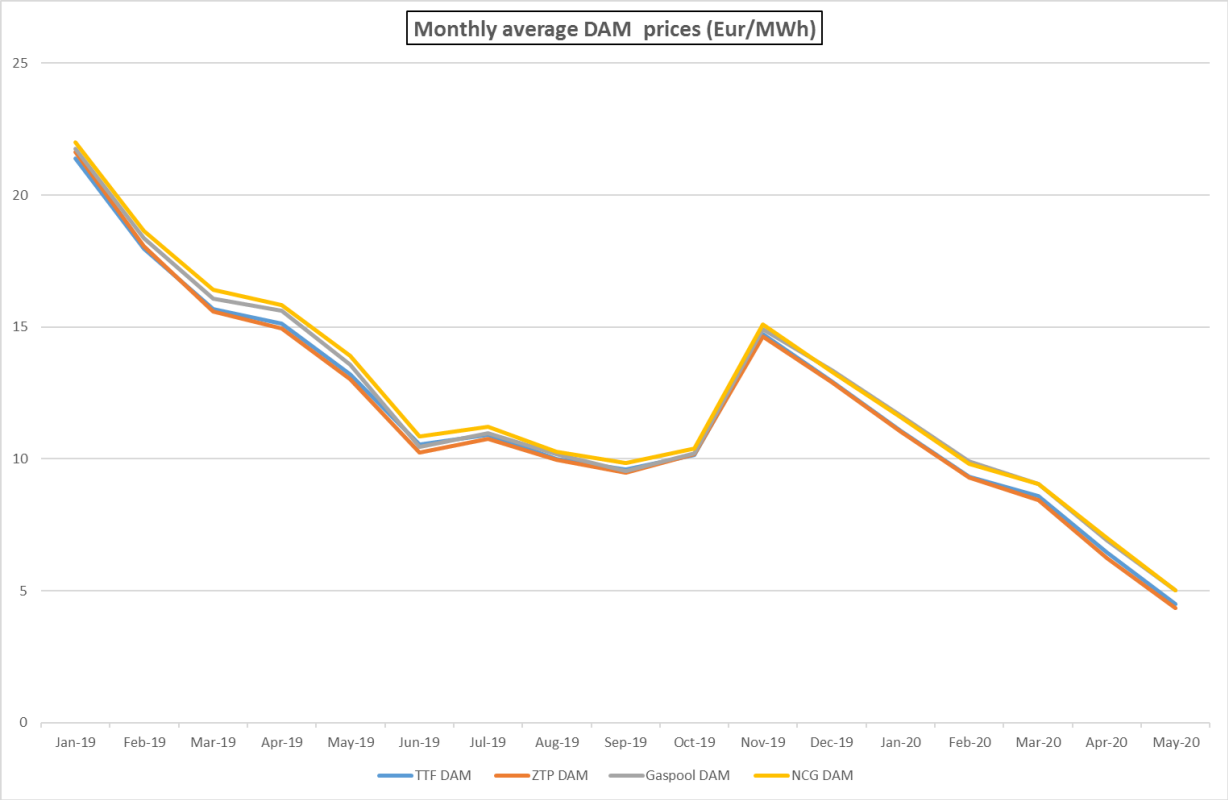
99. Een van de redenen van dit sterke verschil in activiteit tussen de twee bestudeerde periodes is dat er eind december gestart is met overslagdiensten in het kader van het langetermijncontract voor overslag dat Yamal Trade en Fluxys LNG in 2015 hebben afgesloten.

100. Een andere reden is dat Europa begin 2020 het LNG is beginnen krijgen waarvan Azië de volumes niet kon opnemen. De impact van de Covid-19-pandemie heeft er echter voor gezorgd dat Azië, traditioneel de mondiale premiummarkt, het oorspronkelijke epicentrum van de epidemie, minder duur was geworden en dat LNG omdat het gemakkelijk kon worden vervoerd naar Europa kon worden gebracht.

2.5. KORTETERMIJNMARKT

101. De onderstaande figuur geeft met de gekleurde lijnen de maandelijkse gemiddelde day-aheadgasprijs (DAM) voor respectievelijk België (ZTP), Nederland (TTF) en Duitsland (NCG, Gaspool) weer (in €/MWh). Deze lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er een vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen België, Nederland en Duitsland (althans voor hoogcalorisch gas of H-gas).

102. De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt is sterk gedaald van 21,7 €/MWh in januari 2019 tot 4,71 €/MWh in mei 2020, ruim onder het dieptepunt van 2009 van ongeveer 12 €/MWh (jaargemiddelde). In 2019 was de neerwaartse trend constant tot september met een stijging in november. Sindsdien zijn de prijzen op korte termijn blijven dalen zoals blijkt uit onderstaande grafiek. De gemiddelde marktprijzen voor gas op de kortetermijnmarkt in België en in het buitenland bevonden zich op een vergelijkbaar niveau met een verschil van 0,67 €/MWh tussen NCG en ZTP en volgden dezelfde trend.



Figuur 30 – gemiddelde gasprijs op de day-aheadmarkt, per maand (in €/MWh).

3. BESLUIT

De voornaamste besluiten zijn:

Elektriciteit

- De afname van elektriciteit uit het Elia-net was significant lager tijdens de maanden maart, april en mei in vergelijking met de verwachte *business-as-usual* in die maand, op basis van de historische trend. De afname ligt 13% lager in maart, 23% lager in april en 19% lager in mei.

- Een daling van de consumptie verklaart deze daling van de afname in maart ten opzichte van vorig jaar. In april en in mei werd daarenboven meer lokale gegenereerde elektriciteit geïnjecteerd waardoor de afname sterker daalde dan de geschatte consumptie. De daling van de geschatte consumptie in april ten opzichte van dezelfde maand in de voorgaande jaren kwam reeds overeen met de capaciteit van een nucleaire centrale, overeenkomend met een gemiddelde daling van 16% van het dagprofiel.

- Het aandeel van gascentrales in de productiemix om aan de vraag te voldoen, daalde sterk in april 2020 ten opzichte van het aandeel in het eerste trimester van 2020. De injectie door gascentrales daalde met een derde terwijl de injectie door nucleaire centrales constant bleef en de injectie van hernieuwbare energie in lijn lag met de historische trend. In mei steeg de geïnjecteerde energie door gascentrales opnieuw.

- Een lagere afname leidt tot lagere groothandelsmarktprijzen. De gemiddelde prijs in april en in mei voor de levering van energie via de dagmarkt was de helft minder dan in februari en lag verder onder de prijs die verwacht kon worden op basis van historische gegevens. In april werden meer dan dubbel zoveel uren met negatieve prijzen geobserveerd dan tijdens eender welk kalenderjaar van de laatste 5 jaar. Tijdens deze 5% van de maand, wilden leveranciers gemiddeld 34,2 €/MWh betalen aan een afnemer om energie te mogen leveren. Deze prijs komt ongeveer overeen met de gemiddelde dagmarktprijs voor levering in januari 2020. Tijdens 5% van de maand mei wilden leveranciers gemiddeld 21,3 euro/MWh betalen.

- Marktdeelnemers die energie aankopen via de dagmarkt, doen profijt bij lage dagmarktprijzen. Prijzen op de dagmarkt hebben geen impact voor marktdeelnemers die reeds via *forward* markten energie aangekocht of verkocht hebben: deze energie is reeds verhandeld aan een vastgelegde prijs. Een marktdeelnemer kan altijd zijn reeds verkochte energie opnieuw aankopen om profijt te halen uit deze lage prijzen. Door de balanceringsverplichting moet de marktdeelnemer deze commerciële transactie compenseren door reële injecties of afnames in zijn portefeuille corresponderend aan te passen. Dit kan bijvoorbeeld door de injecties van gascentrales in zijn portfolio te verminderen. Deze mogelijkheid zorgt ervoor dat gascentrales tijdens de eerste vijf maanden van 2020 toch significante inkomsten gegenereerd kunnen hebben.

- Er is een daling van het onbalanstarief ten opzichte van vorige jaren, maar deze daling is minder sterk uitgesproken dan de daling van de dagmarktprijs. De impact van covid-19 is vooral op te merken bij de contractering van aFRR-reserves die vooral geleverd worden door STEG-centrales. Om aFRR te kunnen genereren, moeten STEG-centrales in bedrijf zijn. Door de hoge opportuniteitskosten voor STEG-centrales om elektriciteit te leveren – ten opzichte van het alternatief van helemaal niet te genereren – wordt deze kost doorgerekend in de prijs voor de contractering van aFRR-reserves. Dit resulteerde in een tijdelijke verdrievoudiging van de prijs gedurende april.

- Er is een stijging van het aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen op de dagmarkt. April 2020 zorgde voor een nieuw record met 37 uren waarop de prijs negatief was. Ook maart, mei en juni 2020 staan in de top 10 volgens het aantal uur met negatieve prijzen op de dagmarkt. Ook op de onbalansmarkt zijn er in 2020 veel maanden met een groot aantal kwartieren waarop de onbalansprijs negatief was.

- Op de termijnmarkt is er een sterke daling te zien na de aankondiging van de maatregelen tegen de verspreiding van COVID-19 in maart 2020. Deze daling was het sterkst voor de meest recente contracten met levering in april, mei en juni 2020. Vanaf midden april 2020 is er een herstel van de prijzen waarbij contracten met levering in september 2020 en later volledig hersteld zijn.

- Ondanks de lagere prijzen op de dagmarkt werd er veel elektricteit geproduceerd door kerncentrales. Een aantal kerncentrales hebben de mogelijkheid om hun output te moduleren om zo hun vermogen te verminderen. Dit werd echter niet gedaan omdat niet voldaan was aan een aantal specifieke randvoorwaarden zoals een voldoende boorconcentratie van het primair water. Ook gascentrales bleven actief bij elektriciteitsprijzen die ver onder de marginale kost lagen. Hiervoor zijn er verschillende verklaringen: gascentrales waarvan een deel van de capaciteit gereserveerd was als balanceringsreserve, moesten actief blijven om tijdig het gevraagde vermogen te kunnen leveren wanneer de opstarttijd onvoldoende is. Verder werken sommige eenheden als warmtekrachtkoppeling (WKK) en produceren zowel warmte als stroom. Een WKK zal blijven produceren zolang inkomsten uit WKK-certificaten en de economische waarde van warmte groter is dan de gevolgen van negatieve elektriciteitsprijzen. Tenslotte maken sommige centrales gebruik van hoogovengas, wat een restproduct is van de productie van staal in hoogovens. Het verbranden van het gas voor de productie van elektriciteit in plaats van het af te fakkelen, resulteert in een verlaging van NO_X- en SO_X-emissies en zorgt voor zo voor een verbetering van de omgevingslucht.

- De negatieve prijspieken in België op 13 april 2020 illustreren de impact van de locatie van de congestie in de CWE FBMC op de CWE dagmarktprijzen. Hoe dichterbij de congestie, hoe groter de kans op Belgische prijspieken bij gelijke marktcondities. Op 13 april 2020 was er van 12u tot 16u congestie op de Belgische interne lijn Achène-Gramme. Mede hierdoor kon België die uren slechts 915 tot 2146 MW naar de CWE regio exporteren met negatieve prijspieken en grote prijsverschillen met de andere CWE biedzones tot gevolg. In principe geldt dat hoe verder de congestie of actieve netwerkbeperking van België verwijderd is, hoe kleiner de Belgische *zone-to-zone* PTDF-waarden op de actieve beperking, en dus hoe kleiner de prijsverschillen met de andere CWE biedzones (of hoe gemakkelijker België kan importeren/exporteren). Voor de Belgische import- en exportmogelijkheden is het dus belangrijk dat Elia de beschikbare capaciteit op de Belgische netwerkelementen maximaliseert om zo congestie op Belgische lijnen te voorkomen. Hiertoe zijn het optimaal inzetten van *dynamic line rating* en het naleven van de CEP Verordening met betrekking tot een minimale beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel, cruciaal.

Gas

- In 2020 bedroeg het totale aardgasverbruik voor de eerste 5 maanden 86,8 TWh terwijl in 2019 dit cijfer 90,9 TWh bedroeg. Hierbij moet er rekening mee worden gehouden dat de verwarmingsbehoeften in de eerste 5 maanden van 2020 11,9% lager lagen dan in dezelfde periode in 2019. Dit beeld geeft aan dat de coronacrisis en -maatregelen geen zichtbaar effect hebben op het algemene aardgasverbruik in de beschouwde periode. Dit betekent uiteraard niet dat er onderliggend verschuivingen optreden in de consumptiepatronen (bijv. impact van thuiswerken dan wel op kantoor).

- De ondergrondse opslaginstallatie Loenhout is voor de verkoop van haar diensten in grote mate afhankelijk van de zomer-winter spreads die volgens alle vooruitzichten erg onvoorspelbaar en volatiel blijven. Daar komt nog bij dat de markt eerder geneigd is capaciteit te kopen op de korte termijn: langetermijncontracten – momenteel nog goed voor 60 procent van de in Loenhout geboekte opslagcapaciteit – worden uitzonderlijk. Gasopslagfaciliteiten hebben niet enkel een marktwaarde. Ze spelen een belangrijke rol in het energiesysteem in zijn geheel. Ze zijn voor de TSO cruciaal bij het incidentbeheer, ter garantie van het netevenwicht en de leveringszekerheid en in de nabije toekomst ter facilitering van de energietransitie. Opslag van aardgas heeft met andere woorden ook een maatschappelijke component.

- Het compensatiemechanisme zoals van toepassing in Frankrijk gaat in tegen de principes van niet-discriminatie en de handhaving van het gelijk speelveld, heeft een negatieve impact op de ontwikkeling van de opslagactiviteiten in NW-Europa, belemmert een dynamische evolutie van de markt voor opslag van aardgas in NW-Europa en maakt de toekomstige marktconforme ontwikkeling van de opslagmarkt in België heel moeilijk.

- Om te overleven in een concurrentiële NW-Europese markt voor opslag en flexibiliteit, zal Fluxys Belgium een nieuwe commerciële aanpak en een nieuw marktmodel moeten ontwikkelen waarbij heel sterk wordt ingespeeld op de noden en behoeften van de marktspelers. Dit op basis van een doorgedreven proactieve opvolging van de gasmarkt in het algemeen en de markt voor flexibiliteit in het bijzonder.

- De activiteit in de LNG-terminal van Zeebrugge bereikte in 2019 een recordhoogte. Deze groei van de activiteit heeft zich in de eerste vijf maanden van 2020 voortgezet, met vooral in het eerste kwartaal een aanzienlijke stijging. De belangrijkste reden voor de toename van deze activiteit is de start van de overslagdiensten eind december 2019 en de komst van LNG in Europa dat naar Azië vertrok.

- De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt is sterk gedaald van 21,7 €/MWh in januari 2019 tot 4,71 €/MWh in mei 2020. De gemiddelde marktprijzen voor gas op de kortetermijnmarkt in België en in het buitenland bevonden zich op een vergelijkbaar niveau met een verschil van 0,67 €/MWh tussen NCG en ZTP en volgden dezelfde trend.

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Wnd. voorzitter van het directiecomité