



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.99

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)090713-CREG-874

betreffende

*‘de behoefte aan aardgasvoorziening,
bevoorradingsszekerheid en
infrastructuurontwikkeling 2009-2020’*

gemaakt met toepassing van artikel 15/14, §2, 2°, van
de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van
gasachtige producten en andere door middel van
leidingen

13 juli 2009

Vooraf

Ieder debat over de Belgische aardgasbevoorrading, en dus ook voorliggende studie, moet voorafgegaan worden door volgende twee kanttekeningen:

- Ofschoon discussies over de Belgische aardgasbevoorrading de indruk kunnen geven dat hiermee de hele Belgische aardgasbevoorrading wordt bedoeld zijn ze in de meeste gevallen slechts toepasbaar op de markt voor hoogcalorisch aardgas. De laagcalorische aardgasmarkt is vaak een uitzondering omdat deze markt bevoorraad wordt door 1 bron en via 1 route, wat een kritische situatie inhoudt op het vlak van bevoorradingszekerheid. Hiermee wordt de gevoeligheid voor technische incidenten bedoeld en de niet of moeilijke toepasbaarheid van regels betreffende diversificatie zonder afbreuk te doen aan de betrouwbaarheid en de voordelen van nabijheid van Nederland als aardgasleverancier.

De monolithische bevoorradingsketen bemoeilijkt bovendien de vrije marktwerking op deze afzonderlijke markt voor laagcalorisch aardgas terwijl de vrije marktwerking nochtans een mechanisme is dat de bevoorradingszekerheid ten goed zou moeten komen.

De laagcalorische markt bestrijkt in 2008 echter 28% van het Belgisch aardgasverbruik waaronder heel het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en Antwerpenstad en voorziet meer huishoudens van aardgas dan de hoogcalorische markt.

- Er zijn momenteel geen wettelijke normen, in termen van concrete technische criteria, waaraan de Belgische bevoorradingszekerheid moet voldoen. Er is bijvoorbeeld geen wettelijke regel die bepaalt dat de aardgasinvoerders over een bepaalde portefeuillediversificatie moeten beschikken vooraleer de Belgische markt te betreden of er is geen wettelijke regel die bepaalt dat de aardgasnetbeheerder invoercapaciteit moet voorzien opdat al de gasgestookte elektriciteitscentrales op vol vermogen zouden kunnen draaien, zelfs op een moment dat het land een piekverbruik kent. Het ontbreken van een bindend wettelijk kader laat dus strikt genomen geen formele toetsing van de bevoorradingszekerheid toe. Dit kan pas veranderd worden als er concrete wetgeving terzake wordt opgesteld.

Deze studie die het resultaat is van modelsimulaties en berekeningen maakt noodgedwongen gebruik van technische bevoorradingscriteria. Deze zijn gebaseerd op de bestaande praktijk met aanvullingen en herzieningen die maximaal stroken met bestaande Europese wetgeving. Ze zijn bijgevolg indicatief en niet afdwingbaar.

Bevindingen

Historiek

- (1) Over de periode 2000-2008 is gemiddeld 42,1% van de aardgasstromen bestemd voor de nationale bevoorrading en 57,9% is bestemd voor doorvoer. In totaal werd gemiddeld 436 TWh (40 miljard m³(n)) per jaar vervoerd op het vervoersnet.
- (2) Over de periode 2004-2008 is gemiddeld 67,9% van de aardgasinvoer bestemd voor eindverbruik in Vlaanderen; 26,5% voor Wallonië en 5,6% voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.
- (3) De Belgische energiebevoorrading was in 2000 voor 22,3% afhankelijk van aardgas. Dit aandeel stijgt tot 25,5% in 2008.
- (4) In België groeide het aantal aardgasklanten van 2.516.000 in 2004 tot 2.768.000 in 2008 (+2,4% per jaar). In 2008 zijn er 1.741.000 aardgasklanten in Vlaanderen, 617.000 in Wallonië en 410.000 in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.
- (5) Het aandeel van de aardgasinvoer van invoerder Distrigas brokkelde de afgelopen vijf jaar geleidelijk af van 88,1% in 2004 tot 72,4% in 2008 hetgeen betekent dat de Belgische aardgasinvoer sterk beheerst wordt door één maatschappij.
- (6) België wordt in de periode 2000-2008 gemiddeld voor 70,4% bevoorraad via langlopende contracten van meer dan 5 jaar met aardgasproducenten.
- (7) Zeebrugge is de belangrijkste invoerzone met een gemiddeld aandeel van 33,6% in de periode 2004-2008. Het invoerknooppunt Poppel is in feite het enige invoerpunt voor L-gas en heeft over dezelfde periode een gemiddeld aandeel van 25,5%.
- (8) In termen van gecontracteerd aardgas is Nederland het belangrijkste aardgasproducerend land voor België gevolgd door Noorwegen (32,2%). Beide Europese landen zijn goed voor 66,0% van de Belgische aardgasbevoorrading via langdurende contracten.

- (9) De Belgische aardgasmarkt vertegenwoordigt 3,6% van de Europese aardgasmarkt en staat op de 7^{de} plaats. De drie grootste Europese aardgasmarkten zijn de Britse, de Duitse en de Italiaanse die samen reeds meer dan de helft van de EU-27 markt vertegenwoordigen (52%).
- (10) De EU-27 stond in 2007 nog voor 26% in voor de eigen aardgasvoorziening, een cijfer dat verhoogd wordt tot 53% als Noorwegen wordt meegerekend. De invoer uit Rusland bedraagt 28% en het Midden-Oosten is nog slechts voor 1% vertegenwoordigd. De aanvoer via methaantankers bedraagt 10% van de EU-27 markt (waarvan het merendeel uit Algerije).
- (11) De EU-27 vertegenwoordigt 17% van de mondiale aardgasverbruik in 2007.
- (12) Europa en Rusland zijn goed voor 33,6% van de totale aardgasvoorraad. De reserve/verbruik-ratio bedraagt 61 jaar die daalt tot 38 jaar indien het mondiaal aardgasverbruik stijgt met 2% per jaar (al de overige parameters constant).
- (13) In vergelijking met de buurlanden scoort het Belgische vervoersnet zeer goed op het vlak van interconnecties met de buurnetten en dit zeker in verhouding met de omvang van de nationale aardgasmarkt.
- (14) De fysieke ingangscapaciteit wordt einde 2008 begroot op 3.840 k.m³(n)/h voor de nationale H-gasmarkt en 1.834 k.m³(n)/h voor de nationale L-gasmarkt.
- (15) De totale onderschrijving van ingangscapaciteit door bevrachters voor de nationale aardgasmarkt (H+L) bedraagt gemiddeld 4.910 k.m³(n)/h in de periode 2004-2008.
- (16) De totale onderschrijving van ingangscapaciteit door bevrachters voor de doorvoermarkt (H+L) bedraagt gemiddeld 5.785 k.m³(n)/h in de periode 2000-2008.
- (17) De maximale invoercapaciteit in de zone Zeebrugge bedraagt 43,5 miljard m³(n) op jaarbasis en het vast debiet bedraagt 5.638 k.m³(n)/h. Dit betekent dat de maximale invoercapaciteit in de zone Zeebrugge 2,5 keer de Belgische aardgasvraag kan dekken en kan instaan voor 9% van de Europese aardgasvraag of 23% van de aardgasvraag in Continentaal Noord/West-Europa.

- (18) De Hub Zeebrugge was in 2008 goed voor een netto verhandeld volume van 43,5 miljard m³(n) (505,6 TWh) ofwel een volume van meer dan 2,5 keer het aardgasverbruik in België.
- (19) In 2008 vertegenwoordigt de Belgische H-gasmarkt 72% en de L-gasmarkt 28%.
- (20) Het Belgische aardgasverbruik lijkt de afgelopen 5 jaar te stagneren rond de 190 TWh.
- (21) In de periode 2004-2008 bedraagt de gemiddelde aardgasafname op de distributienetten 42% van het totaal verbruik, 28% is bestemd voor de industrie (verbonden aan het vervoersnet) en 30% is bestemd voor de elektriciteitscentrales.

Vooruitzichten

- (22) Vooruitzichten geven aan dat de aardgasvraag van de gezinnen stijgt van 58.343 GWh in 2008 tot 69.454 GWh in 2020 (+1,46% per jaar; t°norm).
- (23) De aardgasvraag in de tertiaire sector groeit van 26.403 GWh in 2008 tot 32.204 GWh in 2020 (+1,67% per jaar; t°norm).
- (24) De aardgasvraag van de industrie groeit van 58.445 GWh in 2008 tot 72.680 GWh in 2020 (+1,83% per jaar).
- (25) De aardgasvraag voor elektriciteitsproductie neemt toe van 54.620 GWh in 2008 tot 68.836 GWh in 2020 (+1,95% per jaar).
- (26) De totale aardgasvraag in België neemt toe van 197.811 GWh in 2008 tot 243.174 GWh in 2020 (+1,74% per jaar; t°norm).
- (27) De uitgebreide opslagcapaciteit in Loenhout kan potentieel 57% van de behoeften aan seizoenbalanceringsopvang in 2020 bij een normaal temperatuursprofiel (59% in 2008; 64% in 2013).

- (28) De uitgebreide opslagcapaciteit in Loenhout kan potentieel 43% van de behoeften aan seizoenbalanceringsopvang in 2020 bij een extreem temperatuursprofiel (45% in 2008; 48% in 2013).
- (29) Voor L-gas bedragen de balanceringsbehoeften 23% van het verbruik op de distributienetten bij een normaal temperatuursprofiel en 27% bij een extreem temperatuurprofiel. Deze seizoenbalanceringsopvang moet worden ingevoerd.
- (30) De behoefte aan ingangscapaciteit voor de Belgische H-gasmarkt neemt toe van 3.335 k.m³(n)/h in 2008 tot 3.912 k.m³(n)/h in 2013 (+577 k.m³(n)/h ofwel +17,30%) en 4.480 k.m³(n)/h in 2020 (+1.145 k.m³(n)/h ofwel 34,33% in vergelijking met 2008).
- (31) De elektriciteitscentrales nemen 67% van de vraaggroei naar ingangscapaciteit (H-gas) in de periode 2008-2013 voor hun rekening (16,3% huishoudens; 7,3% tertiaire sector; industrie 9,4%).
- (32) Opdat België zelfvoorzienend zou zijn in de elektriciteitsproductie en de voorziene invoer uit het buitenland zou kunnen opvangen met STEG-centrales, is er tegen 2020 een extra aardgasbehoefte van 21.498 GWh om een totaal van 89.408 GWh te bereiken voor elektriciteitsproductie. Dit betekent een extra behoefte aan ingangscapaciteit van 281 k.m³(n)/h om 2.263 k.m³(n)/h te bereiken voor elektriciteitsproductie.
- (33) Bij een volledige omschakeling van elektriciteitsproductie op kernenergie naar aardgas tegen 2025 is er een behoefte aan ingangscapaciteit op het aardgasvervoersnet van 864 k.m³(n)/h en een jaarbehoefte aan aardgas van 6,821 miljard m³(n) (77,621 TWh).
- (34) De behoefte aan ingangscapaciteit voor de L-gasmarkt neemt toe van 1.856 k.m³(n)/h in 2008 tot 2.001 k.m³(n)/h in 2013 (+145 k.m³(n)/h ofwel +7,81%) en 2.191 k.m³(n)/h in 2020 (+335 k.m³(n)/h ofwel +18,05% in vergelijking met 2008).
- (35) Voor de periode 2008-2013 is de vraaggroei naar ingangscapaciteit (L-gas) als volgt verdeeld: 50,3% van de huishoudens; 35,2% van de tertiaire sector en 14,5% van de industrie. De vraag naar ingangscapaciteit vanwege elektriciteitscentrales groeit niet.

- (36) De behoefte aan linepack op het H-gasnet neemt toe van 2.468 k.m³(n) in 2008 tot 3.677 k.m³(n) in 2013 om vervolgens verder te blijven stijgen tot 4.347 k.m³ in 2020.
- (37) De behoefte aan linepack op het L-gasnet neemt toe van 4.274 k.m³(n) in 2008 tot 4.685 k.m³ in 2013 om vervolgens verder te blijven stijgen tot 5.008 k.m³ in 2020.
- (38) De geplande investeringen in het H-gasvervoersnet voorzien tegen begin 2014 bijkomende ingangscapaciteit voor de nationale markt ten belope van 2.951 k.m³(n)/h en voor doorvoer ten belope van 3.339 k.m³(n)/h.
- (39) Vanaf 2011 zal een nuttig opslagvolume in Loenhout bereikt worden van 700 miljoen m³(n) in 90 dagen met een maximaal injectiedebiet van 325 k.m³(n)/h dat vervolgens weer kan worden uitgezonden tegen een maximaal uitzenddebiet van 625 k.m³(n)/h.
- (40) De vraaggroei naar aardgas in België komt vooral voor rekening, althans contractueel en relatief, van Russisch aardgas terwijl het aandeel van gecontracteerd Noors aardgas stagneert en Brits aardgas verder afneemt. De rol van LNG is moeilijker in te schatten omdat deze groei bij verschillende invoerders afhankelijk wordt gesteld van bijkomende investeringen in LNG-terminals. Er kan worden verwacht dat het aandeel van Russisch aardgas (gecontracteerd aardgas) in de Belgische aardgasbevoorrading stijgt van 6,6% in 2008 tot minstens 16% in 2020. Dit percentage kan reeds eerder bereikt worden afhankelijk van de duur van de bevoorradingscontracten (en al dan niet verlengingen) van de invoerders en hun marktaandelen in België.
- (41) Indien geen rekening wordt gehouden met invoer via Blaregnies voor de nationale L-gasmarkt, treed er eerste maal een tekort op van 10 k.m³(n)/h in 2007 (winter 2007-2008) om in 2008 en 2009 terug een overschot te hebben dankzij reeds uitgevoerde L/H-omschakeling. Vanaf 2009 (winter 2009-2010) start het structureel tekort aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt dat oploopt tot 108 k.m³(n)/h in 2013 en 299 k.m³(n)/h in 2020.
- (42) Een indicator voor de zekerheid van ingangscapaciteit is de ratio tussen capaciteitsbehoefte en de capaciteitsvoorziening aan de ingangspunten van het

Belgisch vervoersnet (H-gas). Deze ratio bedraagt 95,4% in 2008; 60,3% in 2013 en 75,6% in 2020. De huidige krapte aan ingangscapaciteit wordt dankzij de investeringen drastisch opgekrikt wat tevens mogelijkheden geeft voor de toepassing van het incidentprincipe van “n-1”.

- (43) Vanaf 2012 is er een ruim overschot aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt dat in 2020 nog steeds 1.585 k.m³(n)/h bedraagt
- (44) Voor de H-gasmarkt is er vanaf 2012 voldoende reserve-ingangscapaciteit om het “n-1” principe te hanteren voor incidentenbeheer.

De reserve-linepack zal dan in staat zijn om tijdens de piek de uitval van het belangrijkste ingangspunt gedurende 2 à 2,5 uur te overbruggen hetgeen echter onvoldoende is opdat de markt zich zou kunnen herstellen (minimaal 6 uur nodig).

- (45) Voor de L-gasmarkt dat slechts 1 bevoorradingsbron en 1 aanvoerroute heeft, betekent een technisch incident op de aanvoerlijn tijdens het piekvraagmoment automatisch een crisis en een in werking stellen van een afschakelplan.

Beleidsconclusie

(46) De zekerheid van aardgasbevoorrading is de rode draad in deze behoeftenanalyse en vertaalt zich in het systematisch identificeren van behoeften en het zoeken naar een evenwicht met het aanbod in de hele bevoorradingsketen van aardgas voor België, zowel voor de jaarvraag (volumes) als de uurdebieten (capaciteiten). Het betreft een bevoorradingsketen die in de vrije markt gefragmenteerd is in vele schakels met een reeks van partijen die elk een specifieke verantwoordelijkheid dragen. Zoals voor elke keten bepaalt de zwakste schakel de sterkte. Het komt er dan op aan om de zwakkere elementen te identificeren en te versterken. Het is op dit vlak dat de beleidsconclusies een bijdrage trachten te bieden.

(47) Er wordt benadrukt dat de bevoorradingszekerheid consequent wordt beoordeeld vanuit de Europese Gasrichtlijn die de creatie van een vrije aardgasmarkt tot doel heeft. In deze context is bevoorradingszekerheid in eerste instantie geen verantwoordelijkheid meer van staten en overheden (België en de aardgasproducenten) maar een waarborg die de markt moet leveren. Aardgasleveranciers contracteren op vrije basis aardgas bij producenten of andere handelaars om hun klanten te voorzien volgens vrij onderhandelde contractuele afspraken. Het is de verantwoordelijkheid van iedere invoerder om steeds over voldoende aardgas te beschikken en hij kan hiervoor vrij de instrumenten kiezen om dit te waarborgen: diversificatie van aanvoerbronnen en –lijnen.

Deze aardgasleveranciers boeken al dan niet via een tussenpersoon, de bevrachter, vervoerscapaciteiten om het aardgas te kunnen leveren tot bij hun klanten. De leveranciers zijn verantwoordelijk voor het injecteren in het vervoersnet van voldoende aardgas om aan de contractuele behoeften van hun klanten te voldoen. Hiertoe kunnen leveranciers/bevrachters beroep doen op allerlei diensten voor bijvoorbeeld seizoenbalanceren, dagbalanceren en balanceren binnen de dag. Dit is het basismechanisme voor bevoorradingszekerheid en verklaart waarom een goede marktwerking, voortvloeiend uit een vlotte toegang tot het vervoersnet, de sleutel is voor liquiditeit¹ en aardgasbeschikbaarheid tegen concurrentiële prijzen. Dit betekent

¹ Liquiditeit wordt gedefinieerd als de mogelijkheid om vlot aardgas aan te kopen of te verkopen zonder de prijs noemenswaardig te beïnvloeden (prijsnemer) en zonder noemenswaardige

niet noodzakelijk dalende prijzen maar wel prijzen die de daadwerkelijke schaarste weerspiegelen en niet kunstmatig worden opgekrikt door dominante posities of via afscherming van markttoegang.

- (48) De randvoorwaarden van het marktprincipe zijn echter niet steeds aanwezig om bevoorradingszekerheid, vanuit een publieke bekommernis, te waarborgen. Zo is handel in aardgas een niet gereguleerde activiteit terwijl het aanbod van vervoer-, opslag- en terminallingdiensten gereguleerde diensten zijn met een specifiek tarief en waarvoor per activiteit een afzonderlijke beheerder is aangeduid. De splitsing tussen enerzijds aardgashandel en anderzijds aardgasinfrastructuur is een dermate belangrijk gegeven voor een 100% invoerland als België dat enkel zinvol over bevoorradingszekerheid kan worden gesproken met inachtneming van dit onderscheid: zekerheid van invoercapaciteit en zekerheid van aardgasmoleculen, gescheiden verantwoordelijkheden van respectievelijk de netbeheerder en de aardgasinvoerders (leveranciers).
- (49) Er is momenteel geen Belgische wetgeving die specifieke bevoorradingsnormen vastlegt. Op Europees niveau bestaat de Richtlijn 2004/67/EG van 26 april 2004 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasvoorziening. Deze Europese richtlijn is formeel opgenomen in Belgische wetgeving via de nieuwe Gaswet van juni 2005. De Gaswet bevat echter geen enkel technisch criterium betreffende bevoorradingszekerheid. Deze vaststelling is zorgwekkend omdat ze impliceert dat de criteria die momenteel in de praktijk gebruikt worden vrijblijvend zijn. Momenteel wordt de Europese bevoorradingsrichtlijn herzien hetgeen als een opportuniteit moet worden aangegrepen voor een Belgische wetgeving terzake. Mogelijk wordt de bestaande Europese bevoorradingsrichtlijn gegoten in een Verordening waardoor er onmiddellijk een wettelijk ijkpunt wordt verkregen voor België en de andere lidstaten. Dit zou dan ook direct een zekere vorm van Europese harmonisatie betekenen. Want ook hier moet gewaakt worden dat bevoorradingsnormen de vlotheid van de marktwerking en de creatie van een interne Europese aardgasmarkt niet onredelijk belemmeren.

transactiekosten. Een belangrijk kenmerk van een liquide markt is de aanwezigheid van een groot aantal kopers en verkopers die steeds bereid zijn te handelen.

De toepasbaarheid van dergelijke Europese wetgeving op de markt van laagcalorisch aardgas blijft beperkt gezien het bijzondere karakter van de L-gasmarkt (1 bron, 1 route). Dit betekent dat er beleidsaandacht vanuit België noodzakelijk is met de betrokken landen (Nederland als aardgasproducent en Frankrijk als doorvoerder).

- (50) Voorgaande vaststelling leidt er onmiddellijk toe dat de simulaties en de berekeningen in voorliggende studie maar ook bijvoorbeeld in de infrastructuurplanning van de netbeheerder, gestoeld zijn op werkwijzen (criteria) uit het verleden aangevuld met herzieningen. Deze studie is maximaal geïnspireerd op de Europese regelgeving en de aandachtspunten bij de huidige herziening van de bevoorradingsrichtlijn 2004/67/EG die wellicht in de loop van 2009 zal uitmonden in een nieuwe regelgeving.
- (51) De contractuele vrijheid tussen aardgasleveranciers en (potentiële) aardgasklanten betekent ook dat leveranciers vrij zijn om al dan niet een contract af te sluiten. In België bestaat er geen wetgeving die bepaalt dat een aardgasafnemer ook effectief moet kunnen beschikken over een aardgasleverancier. Zodoende bestaat het gevaar bij aardgasschaarste waardoor leveranciers moeten snoeien in hun klantenbestand, dat leveranciers geen contracten aangaan/verlengen met Belgische klanten ten voordele van hun bestaande klanten gevestigd in landen met bepaalde minimale leveringsverplichtingen of het aardgas, al dan niet door politieke druk, in de eerste plaats voorbestemmen voor het land waar de leveringsonderneming gevestigd is. Het zou wenselijk zijn voor de Belgische bevoorradingszekerheid om hieromtrent een regelgeving uit te werken.
- (52) De vaststelling dat 67% van de nodige versterkingen van de vervoersinfrastructuur in België over de horizon 2008-2013 (daarna 60,3% in de periode 2013-2020) verklaard wordt door de groei van gasgestookte elektriciteitscentrales roept concrete vragen op waar een algemeen energiebeleid tegenover moet staan.

Op de eerste plaats lijkt het moeilijk haalbaar om systematisch voor alle gasgestookte elektriciteitscentrales invoercapaciteit te handhaven opdat zij op volle belasting zouden kunnen draaien op het moment dat de andere aardgasverbruikers ook een piekverbruik kennen. Normen moeten worden ontwikkeld samen met de elektriciteitssector om dergelijke pieksituaties te besnoeien (via de flexibiliteit in het gedifferentieerd productiepark, multi-fuel centrales, substitutie eigen

productie/invoer), zowel vanuit besparingsoogpunt als vanuit de bezorgdheid rond bevoorradingszekerheid.

Er moet een algemeen energiebeleid gevoerd worden waarbij op z'n minst de elektriciteitssector en de aardgassector geïntegreerd worden behandeld met oog op een afgestemd beleid dat batig is voor beide en bevorderend voor de bevoorradingszekerheid. Zekerheid van elektriciteitsvoorziening wordt steeds meer afhankelijk van zekerheid van aardgasvoorziening (en omgekeerd geldt er ook een afhankelijkheid aangezien steeds meer compressoren op het aardgasvervoersnet elektrisch zijn). Op het vlak van incidentenbeleid zijn er veel mogelijkheden van synergie (cf. virtuele aardgasopslag in de elektriciteitscentrales) die momenteel onderbenut zijn.

- (53) Er moeten regels worden voorzien opdat het gedrag van bevrachters en invoerders (leveranciers) globaal gezien meer beheersbaar is. Zo moet er een afstemming zijn tussen de verplichtingen op de distributienetten en het gedrag van bevrachters en invoerders op het vervoersnet. Er moet een garantie zijn dat leveranciers op het vervoersnet voldoende capaciteit boeken om hun verplichtingen op de distributienetten steeds te kunnen nakomen.

Dat bevrachters meer capaciteit boeken omwille van arbitrage is vanuit bevoorradingszekerheid veeleer positief. Voor de marktwerking en de netwerkefficiëntie is het evenwel nodig dat geboekte maar niet gebruikte capaciteit terug kan worden aangeboden aan de markt en zoveel als mogelijk als vaste capaciteit wordt aangeboden.

- (54) De studie geeft aan dat er in termen van aardgasvolume (voor hoogcalorisch aardgas althans) voldoende elementen zijn die aangeven dat leveranciers over genoeg aardgas kunnen beschikken om de Belgische aardgasbehoefte te voldoen tot de horizon 2020. Hiermee wordt bedoeld dat er geen specifieke redenen zijn om de realisatie van jaarevenwichten tussen vraag en aanbod van aardgas voor deze markt in vraag te stellen.
- (55) Er is bijgevolg geen specifiek beleid nodig om aardgasbronnen (voor hoogcalorisch aardgas) toegankelijk te maken voor de Belgische markt. Een groeiend aantal

invoerders is aanwezig op de Belgische markt met elk een gedifferentieerde portefeuille van contracten zowel qua looptijden, bronnen als aanvoerlijnen.

- (56) Het is wel aangewezen om de incidentbestendigheid van de invoerders (invoerders) te beheersen en niet enkel financiële waarborgen te eisen vooraleer een leveringsvergunning af te leveren maar ook waarborgen van back-up voorzieningen van aardgas die kunnen worden aangesproken in geval van incidenten.
- (57) Toegankelijkheid en aantrekkelijkheid van de Belgische markt met oog op het aantrekken van aardgasstromen, zowel voor invoer als doorvoer, blijft de belangrijkste sleutel voor bevoorradingszekerheid. Dit legt onmiddellijk een belangrijke verantwoordelijkheid bij de drie aangestelde beheerders (vervoer, opslag, terminalling) en de regulator.
- (58) Infrastructuurplanning heeft een maatschappelijke functie en moet beantwoorden aan publieke consultatievereisten, controle en goedkeuring. Er is monitoring nodig evenals instrumenten om in te grijpen indien noodzakelijke investeringen uitblijven. Hierbij moet gemeld worden dat de netbeheerder steeds meer lokale vergunningsproblemen ondervindt om nieuwe hogedrukleidingen te leggen.
- (59) De impact van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie op het aardgassysteem geeft aan dat de technische aspecten beheersbaar lijken of althans niet tot een ontwrichting van het aardgassysteem leiden als tijdig de noodzakelijke versterkingen worden gepland.
- (60) Incidentenbeheer is een weinig tot niet ontwikkeld beleidsterrein (dit geldt ook op Europees niveau waar nog geen noodplan bestaat). Het omvat het al dan niet aanstellen van een “supplier of last resort” op het vervoersnet tot het uitwerken van gedetailleerde afschakelplannen (en heropstartplannen) indien de drukval dermate is dat het vanuit veiligheid noodzakelijk is om aardgasklanten gecontroleerd af te schakelen (de nieuwe gedragscode die in de loop van 2009 gepubliceerd zal worden biedt een kaderwerk voor dit plan).

Ook al geven de vele interconnecties van het Belgische vervoersnet, met een belangrijke LNG-terminal, het Belgisch aardgassysteem een zekere robuustheid, het

uitblijven van een gedetailleerd draaiboek voor de opvang van een incident en vermijden van een crisissituatie blijft een pijnpunt. Opnieuw is één van de redenen hiervan het niet bestaan van concrete normen waaraan een dergelijk beleid moet aan beantwoorden.

- (61) De fysische opslagcapaciteit te Loenhout is onvoldoende voor zowel seizoenbalancerings als incidentenbeheer. Verdere uitbreidingen van de opslagcapaciteit in België wordt gepromoot maar maken weinig kans vanwege de geologische configuratie. Om deze schaarste te compenseren moeten alternatieve opties voor flexibiliteit gezocht en aangemoedigd worden: leveranciers kunnen zelf bijstandscontracten afsluiten met doorvoerbevrachters (al dan niet via een swap met opslag in het buitenland) en de invoer van seizoenflexibiliteit. Een optie die ook beleidsaandacht verdient is het investeren in ondergrondse opslag in buurlanden ten behoeve van de Belgische markt.
- (62) In het kader van incidentenbeheer moeten in ieder geval onderbreekbare leveringscontracten aan de industrie en de elektriciteitscentrales die een flexibel productieproces kennen en/of beschikken over multi-fuel installaties gepromoot worden. Dit kan mogelijk een aanpassing van emissienormen vereisen om in geval van incidenten op het aardgasnet bijvoorbeeld tijdelijk meer steenkool aan te wenden voor elektriciteitsproductie.
- (63) De netbeheerder stelt investeringen in het vooruitzicht voor de hoogcalorische aardgasmarkt die een oplossing bieden voor de huidige congestieproblemen op enkele ingangspunten (bijvoorbeeld te 's Gravenvoeren en Eynatten) en die een capaciteitscreatie beogen die voldoende is om de groeiende vraag naar aardgas (incl. de noodzakelijke flexibiliteit) te voldoen tot op z'n minst 2020. Dit investeringsplan is een belangrijke inhaalbeweging. De aankondiging van deze investeringen, de capaciteitscreatie gebeurt vooral via de aanleg van de vTn2-leiding en de noord/zuid-leiding die strookt met de aanbevelingen van de CREG, betekent dat voorliggende studie geen bijkomende projecten voorstelt voor het opkrikken van de invoercapaciteit (hoogcalorisch aardgas). Er is echter wel een vraagstuk van timing en concrete realisatie met voldoende capaciteit voor de Belgische markt (zie volgende twee punten).

- (64) Vertragingen in de realisatie van de vTn2-leiding houden in dat pas vanaf midden 2011 voldoende capaciteit beschikbaar zal zijn om te voldoen aan de behoeften van de netgebruikers. Tot dan zal een actief congestiebeleid noodzakelijk zijn. Dit betekent niet dat de bevoorradingszekerheid in het gedrag komt, omdat het contractuele congestie betreft, maar dat niet de volledige capaciteitsvraag van de bevrachters kan worden voldaan hetgeen eerder een negatieve weerslag heeft op de vrije marktwerking. Mocht tegen 2011 (winter 2011-2012) de geplande capaciteit niet beschikbaar zijn (al dan niet vanwege de problematiek van vergunningen) dan is er een gevaar voor fysische congestie en wordt dus de gevarenzone van de bevoorradingszekerheid bereikt. Monitoring en indien nodig een ingrijpen van overheidswege, gezien het maatschappelijk belang van bevoorradingszekerheid, is in dit geval aangewezen.
- (65) De voorziene capaciteitscreatie (vTn2-leiding en het noord/zuid-project) is gekoppeld aan capaciteit die onderschreven wordt voor doorvoer en die toegewezen is via een “open season”- procedure. Er moet worden gewaakt dat deze projecten, die ook noodzakelijk zijn voor de nationale markt, niet vertraagd worden of zouden falen door de onderhandelingen tussen de netbeheerder en de doorvoerbevrachters. In geen geval mogen projecten noodzakelijk voor de bevoorradingszekerheid van België ondergeschikt worden aan doorvoeractiviteiten.
- (66) De voorziene investeringen bieden ook op het vlak van marktwerking en liquiditeit, die indirect de bevoorradingszekerheid bevorderen, een belangrijke vooruitgang. Zo zullen de drie balanceringszones op het hoogcalorisch aardgasnet kunnen worden samengevoegd tot één nationaal balanceringspunt (NBP) vanaf einde 2012. Een realisatie die de CREG steeds heeft aangemoedigd met de steun van de netgebruikers omdat één NBP de vrije marktwerking en de liquiditeitscreatie in een hogere versnelling zal schakelen.
- (67) Belangrijk in de investeringsplanning is de aftakking van de nieuwe vTn2-leiding te Holsbeek richting Loenhout. Dit zal de ontsluiting betekenen van de ondergrondse opslag te Loenhout vanuit het oosten en zal tevens Antwerpen voorzien van een tweede aanvoerroute wat de gevoeligheid voor incidenten in de Antwerpse regio zal terugschroeven. De CREG verdedigt deze ontsluiting reeds jaren (zie indicatief plan 2004-2014).

Om de investering in vTn2 optimaal te benutten moet de aardgaskwaliteit op de vTn2-leiding wel de Europese EASEE-gas afspraken respecteren en niet afgestemd zijn op de afwijkende Britse kwaliteit (cf. rol van vTn2 voor doorvoer VK – Duitsland). Zoniet zal bijvoorbeeld wel aardgas vanuit de vTn2 kunnen geïnjecteerd worden in de ondergrondse opslag van Loenhout maar zal niet steeds aardgas uit de ondergrondse opslag van Loenhout geïnjecteerd kunnen worden in de vTn2-leiding. Voor een goede marktwerking en ten behoeve van de bevoorradingszekerheid is het aanbevolen dat België resoluut opteert voor conformiteit van de aardgaskwaliteit zoals elders op het Europese vasteland van toepassing is. Indien vervolgens blijkt dat bepaalde investeringen nodig zijn om de doorvoer naar het VK te verzekeren moeten deze worden uitgevoerd op het uitgangspunt van het Belgisch vervoersnet zijnde Interconnector. Deze speciale dienstverlening zal dan aangerekend worden aan de netgebruikers die er gebruik van maken. Alternatief kan aan het Britse ingangspunt gekozen worden voor investeringen om de continentale aardgaskwaliteit compatibel te maken met de Britse vereisten.

- (68) De voorziening van basisflexibiliteit (H-gas) door de netbeheerders via eigen middelen is voorzien in de nieuwe investeringen via een gedeelte van de capaciteitscreatie die wordt ingenomen door linepack. De flexibiliteitsvoorziening is voldoende om het verschil tussen de ingangscapaciteit en de piekafname op te vangen. Dus ook wat het aanbod van basisflexibiliteit betreft is de balans in evenwicht maar opnieuw met de opmerkingen uit vorige drie punten.
- (69) Daarnaast zijn er lopende initiatieven om de LNG-terminal bijkomend uit te breiden.
- (70) De CREG besluit dat, op het vlak van investeringen de juiste voornemens aanwezig zijn bij de betrokken partijen. Het komt er nu op aan erop toe te zien dat deze voornemens binnen de afgesproken termijnen worden uitgevoerd.
- (71) Voor L-gas wordt erop toegezien dat deze markt stagneert op het niveau van de ingangscapaciteit en dat de groei wordt opgevangen door L-gasklanten om te schakelen op H-gas.

Indien gerekend kan worden op een bijstand vanuit L-gasdoorvoer richting Frankrijk via contractuele garanties en indien het energiebeleid deze optie verdedigt, is er geen extra omschakeling van L-gasklanten op H-gas nodig tot de winter 2019-2020.

Indien deze bijstand niet als een optie wordt verdedigd door het energiebeleid, ontstaat vanaf de winter 2009-2010 een structureel tekort aan ingangscapaciteit (dat reeds voelbaar was vanaf 2007) en moeten aardgasklanten op L-gas omgeschakeld worden op H-gas.

Gezien de problematiek het beleid op snelheid neemt, hoewel de behoefte aan omschakeling reeds in het indicatief plan 2004-2014 werd onderbouwd, zal noodgedwongen in eerste instantie moeten gerekend worden op bijstand vanuit doorvoer van L-gas en is er dringend beleidsmobilisatie nodig om een concreet Belgisch draaiboek uit te werken voor de toekomst van de L-gasmarkt.

Niet enkel de plafonnering van de L-gasmarkt op het niveau van de ingangscapaciteit is een hangijzer. Er blijven vragen rijzen over incidentenbeheer, de langere termijn aardgasvoorziening en de marktwerking. Domeinen waar de L-gasmarkt zwak tot matig op scoort.

- (72) Er is nood aan een wettelijke bepaling van de (minimale) designcriteria en normen van het vervoersnetwerk om de zekerheid van capaciteitsvoorziening in termen van bevoorradingszekerheid te waarborgen. Deze rechtsonzekerheid maakt toetsing van investeringen eerder vrijblijvend en werpt het vraagstuk op van verantwoordelijkheden.
- (73) Hoewel deze studie zich niet focust op de behoeftenanalyse voor een goede marktwerking maar op bevoorradingszekerheid, wordt steeds benadrukt dat een goede marktwerking en een adequaat commercieel en strategisch energiebeleid de sleutel zijn voor bevoorradingszekerheid.

De drie netbeheerders (vervoer, opslag, terminalling), die gereguleerde activiteiten uitbaten in tegenstelling tot de aardgashandelaars, zouden strategische opportuniteiten verder moeten kunnen benutten. Voor zover dit past binnen de nationale bevoorradingszekerheid zou er bijvoorbeeld oog moeten kunnen zijn voor Belgische investeringen in ondergrondse opslagcapaciteit in de buurlanden of

participaties in aanvoerlijnen die van betekenis zijn voor de veiligstelling van de Belgische bevoorrading en die de performantie van het Belgisch vervoersnet versterken.

Investerings om de Hub Zeebrugge als draaischijf verder uit te bouwen moeten ook worden aangemoedigd: in dit perspectief passen bijvoorbeeld investeringen om aardgas vanuit Frankrijk fysisch te vervoeren richting België.

Het fysisch bi-directioneel maken van de hoofdassen, momenteel geldt dit enkel voor de vTn-leiding, is een relatief beperkte meerkost maar die de incidentgevoeligheid en dus de bevoorradingszekerheid binnen België maar ook in de buurlanden drastisch kan opkrikken. Daarom is het een troef dat het ingangspunt Zelzate, gekoppeld aan het vTn2-project vanaf midden 2011 bi-directioneel wordt. Er wordt aanbevolen dat de noord/zuid-leiding tussen Winksele en Blaregnies tevens bi-directioneel wordt.

In dit perspectief past ook het internationaal promoten van België indien bijvoorbeeld buitenlandse maatschappijen willen investeren in nieuwe bevoorradingsassen waarbij België als een mogelijk land voor koppeling wordt beschouwd.

- (74) België heeft geen nationale aardgasinvoerder meer maar wel een vervoersinfrastructuur die internationaal, en ook bij de Europese Commissie, als zeer performant wordt beschouwd. De belangrijke doorvoerstromen, de sterke koppeling met de aanliggende netwerken en de vele aardgasbronnen waartoe het Belgische vervoersnet toegang heeft, biedt België een bijzondere plaats binnen de Europese aardgasbevoorrading (zeker gezien de ervaringen met de doorvoerperikelen in de Oekraïne begin 2009).

België als “exporteur van bevoorradingszekerheid” is een piste die belangrijke perspectieven biedt, ook economisch. Voor deze acties die economisch belangrijk zijn, is een slagkrachtig energiebeleid nodig. Het is belangrijk dat ook de Belgische overheid deze piste steunt en internationaal promoot en waar nodig bijstand verleent. Hetzelfde geldt voor de promotie van België als doorvoerland en het oplossen van het probleem van de verschillen in aardgaskwaliteiten (met name tussen het Europese vasteland en de Britse aardgasmarkt). De signalen zijn in ieder geval aanwezig dat

het Belgisch vervoersnet een belangrijke rol kan spelen in de West-Europese aardgasbevoorradingsszekerheid.

Deze thematiek, België als uitvoerder van bevoorradingsszekerheid, zou deel moeten uit kunnen maken van de Belgische agenda tijdens het Europees voorzitterschap in de tweede helft van 2010.

Inhoud

Vooraf	2
Bevindingen	4
Beleidsconclusie.....	10
1 Inleiding.....	23
1.1. Context.....	23
1.2. Inhoud.....	24
2 Kerngegevens van de aardgasactiviteiten.....	31
2.1. Aardgasstromen.....	31
2.2. Aandeel in de energiemix	37
2.3. Aardgasleveringen	38
2.4. Bevoorradingscontracten	42
2.5. Aanvoerroutes.....	44
2.6. Bevoorradingsbronnen.....	45
2.7. Belgische aardgasmarkt in EU en mondiaal perspectief	47
2.8. Investerings in infrastructuur.....	52
2.9. Invoercapaciteit	54
2.10. Capaciteitsreservaties	61
2.11. Aardgasknooppunt zone Zeebrugge.....	65
2.12. Hub Zeebrugge.....	67
3 Recente ontwikkelingen van de aardgasvraag.....	69
3.1. Totaal Belgisch aardgasverbruik	70
3.2. Aardgasverbruik op de distributienetten.....	74
3.3. Aardgasverbruik door de industrie	79
3.4. Aardgasverbruik door de elektriciteitscentrales	82
4 Uitgangspunten en scenariokeuze voor de toekomstanalyse	86
4.1. Vervoersmodel en reguleringsmodel.....	86
4.2. Criteria voor investeringsplanning	88
4.3. Criteria voor bevoorradingszekerheid	90
4.4. Criteria voor netwerkdesign	92
4.5. Criteria voor netbalancerings	94
4.6. Opstelling van het planningsscenario	97
5 Toekomstanalyse: modelsimulatie	99
5.1. Aardgasmodel.....	99
5.2. Huishoudelijke sector	101
5.3. Tertiaire sector.....	104
5.4. De industrie.....	105
5.5. Elektriciteitsproductie.....	107

5.6.	Doorvoer	112
5.7.	Bevoorradingsportefeuille	113
5.8.	Ingangscapaciteit op het piekmoment	114
6	Vooruitzichten van de behoefte aan aardgas	118
6.1.	Sectoriële aardgasvraag	118
6.2.	Seizoenvraag en balanceringsbehoefte	129
6.3.	Uurdebieten	136
7	Vooruitzichten van de behoefte aan aardgasinfrastructuur	146
7.1.	Vraag naar ingangscapaciteit voor de binnenlandse markt	146
7.2.	Aardgasvervoersbehoefte voor elektriciteitsproductie	151
7.3.	Behoefte aan opslagcapaciteit	161
7.4.	Vraag naar doorvoercapaciteit	161
7.5.	Behoefte aan basisflexibiliteit	164
8	Diagnostiek van de geplande netinvesteringen	173
8.1.	Context	173
8.2.	Zelzate project	176
8.3.	vTn2-project	178
8.4.	Leiding Holsbeek-Loenhout	180
8.5.	Compressie Winksele	180
8.6.	Leiding Winksele-Blaregnies	181
8.7.	Compressie Berneau	181
8.8.	Uitbreiding opslag Loenhout	182
8.9.	Capaciteitscreatie	183
9	Confrontatie van behoefte en voorziening	189
9.1.	Behoefte/voorziening bevoorradingsportefeuille invoerders	189
9.2.	Behoefte/voorziening ingangscapaciteit	193
9.3.	Behoefte/voorziening balanceringsmiddelen	201
9.4.	Behoefte/voorziening opslagcapaciteit	202
9.5.	Behoefte/voorziening incidentenbeheer	205
9.6.	De algemene voorzieningsgraad	206
	Referenties	208
	Verklaringen	212
	Bijlagen	214
	Bijlage 1: Graaddagen en equivalente graaddagen	214
	Bijlage 2: Evolutie Zeebrugge aardgasprijsindex (ZIG)	217
	Bijlage 3: Problematiek van de aardgaskwaliteit	220

1 Inleiding

1.1. Context

- (75) De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) heeft onderhavige studie betreffende de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling opgesteld overeenkomstig artikel 15/14, §2, 2°, van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (de Gaswet).

Voornoemd artikel 15/14 van de Gaswet bepaalt dat de CREG op eigen initiatief onderzoeken en studie kan uitvoeren in verband met de aardgasmarkt. Hierna wordt een motivatie gegeven van de studie.

- (76) De CREG kan terugblikken op de realisatie van een indicatief plan voor aardgas in 2001² en in 2004³. Om deze indicatieve plannen op te stellen heeft de CREG geïnvesteerd in eigen deskundigheid en de uitbouw van een modellering van de aardgasmarkt om vooruitzichten te genereren van de behoefte aan aardgas en ingangscapaciteit (invoercapaciteit). De CREG heeft sinds de herziene gaswet van juni 2005 echter niet meer de wettelijke taak om indicatieve plannen te ontwikkelen. Via de wetswijziging gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 19 mei 2009 is de rol van de CREG verwaterd van een adviserende tot een raadplegende betrokkenheid bij de opstelling van prospectieve studies (artikel 15/13, §1). De CREG verwondert zich over deze wetgevende evolutie gezien de aanwezigheid van de nodige deskundigheid en technieken binnen de CREG en het feit dat de CREG voor de goede realisatie van haar wettelijke taken, waaronder marktmonitoring en tariefbepaling, genoodzaakt is om aan marktprospectie te doen.
- (77) Beide indicatieve plannen die de CREG heeft opgesteld hebben hun kracht en doeltreffendheid bewezen als referentie voor de verdere uitbouw van het Belgisch aardgassysteem. Gezien het laatste indicatief plan dateert van 2004 en de publicatie

² Voorstel van indicatief plan van bevoorrading in aardgas (2001-2011), goedgekeurd door de bevoegde minister op 3 maart 2003.

³ Voorstel van indicatief plan van bevoorrading in aardgas (2004-2014), goedgekeurd door de bevoegde minister op 19 december 2006.

van een prospectie studie aardgas⁴ uitblijft, waarvoor zelfs door de laatste wetwijziging van 6 mei 2009 geen indicatie meer gegeven wordt tegen wanneer men er een kan verwachten, heeft de CREG besloten om zelfstandig een toekomstanalyse uit te werken over de horizon tot 2020 die zowel de aardgasvoorziening, de bevoorradingszekerheid als de infrastructuurplanning integreert.

- (78) De CREG vraagt de wetgever om art.15/13 van de Gaswet te herzien en de rol van de CREG te herwaardenen in functie van haar deskundigheid en dit ten behoeve van een efficiënte realisatie van prospectieve studies voor aardgas. .

1.2. Inhoud

Verhouding met de prospectieve studie aardgas

- (79) Sinds de laatste wetswijziging van 6 mei 2009, bestrijkt de prospectieve studie wettelijk een periode van minstens 10 jaar. Opdat de voorliggende studie zeker deze periode zou overspannen, loopt de toekomstverkenning met oog op infrastructuurplanning en bevoorradingszekerheid voor aardgasleveringen tot 2020. Op deze manier wordt tevens rekening gehouden met tendensen die zich nu aftekenen of aankondigen tot ver in de toekomst en wordt de doorlooptijd voor nieuwe investeringen om de bevoorradingszekerheid te vrijwaren ingecalculeerd.
- (80) Voorliggende studie biedt oriëntaties voor het beantwoorden van de vijf elementen van de prospectieve studie betreffende de zekerheid van aardgasbevoorrading zoals geformuleerd in artikel 15/13 van de gaswet, zoals laatst gewijzigd op 6 mei 2009.

- a. *Taak 1:* de raming van de vraag en het aanbod voor aardgas op middellange en lange termijn

Voorliggende studie biedt, op basis van een samengesteld toekomstscenario, vraag- en aanbodvooruitzichten die beantwoorden aan vooropgestelde bevoorradingsnormen met als doel de beoordeling van de Belgische

⁴ Prospectieve studie aardgas ofwel PSG verwijst naar de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading zoals opgenomen in art.15/13 van de Gaswet.

aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling. Met dit doel wordt de behoefte aan aardgas *bottom-up* gesimuleerd op jaar-, seizoen-, maand-, dag- en uurbasis (debiet). Dit zowel voor de laagcalorische aardgasmarkt als de hoogcalorische aardgasmarkt en volgens geografische zones. Er worden vooruitzichten gegenereerd onder normale (bijv. gemiddelde over 30 jaar) omstandigheden en onder extreme (bijv. 1 keer in de 20 jaar) omstandigheden. Het aanbod van aardgas volgt de vraag en de aanwending van de verschillende ingangspunten van het vervoersnet wordt gesimuleerd op basis van een bevoorradingsscenario. De aardgasvoorziening wordt beoordeeld aan de hand van de bevoorradingsportefeuille van de aardgasinvoerders (leveranciers) die momenteel actief zijn op de Belgische markt en aan de hand van de verwachte tendensen.

- b. *Taak 2:* de richtsnoeren inzake diversificatie van de bevoorradingsbronnen en de identificatie van de nieuwe behoeften inzake bevoorrading in aardgas

De bevoorradingsportefeuille van de aardgasinvoerders (leveranciers) op het niveau van de groothandelsmarkt met de daarbij horende keuze/gebruik van de ingangspunten op het aardgasvervoersnet wordt behandeld.

- c. *Taak 3:* een indicatief investeringsprogramma met het oog op het behoud van en de ontwikkeling van het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie

Deze taak wordt uitgevoerd in voorliggende studie in de zin dat de behoefte aan ingangscapaciteit (invoercapaciteit) wordt begroot en getoetst aan de investeringsplanning van de netbeheerder. De behoefte aan lokale versterkingen binnen het vervoersnet die geen effect hebben op de ingangscapaciteit van het vervoersnet, wordt niet begroot in deze studie.

- d. *Taak 4:* een evaluatie van de bevoorradingszekerheid inzake aardgas en, wanneer deze in het gedrang dreigt te komen, een opsomming van aanbevelingen dienaangaande

Waarborgen van systeemintegriteit op het aardgasvervoersnet en incidentenbeheer (reserve-aardgas en reserve-vervoerscapaciteit) worden behandeld in de studie. Dus

continuïteit van levering *downstream* op de vervoersmarkt maakt deel uit van de studie.

- e. *Taak 5*: op het gebied van de opslagcapaciteit voor aardgas, de minimale streefdoelen die moeten worden bereikt in het kader van de zekerheid van de bevoorrading van het land

Criteria voor het ontwerp van het aardgasvervoersnet maken deel uit van de studie.

Methode

- (81) De studie bestrijkt de Belgische groothandelsmarkt voor aardgas en omvat het Belgische aardgasvervoersnet ten behoeve van de nationale aardgasbevoorrading. De studie vult de schakel optussen de *upstream* markt (bevoorrading stroomopwaarts vanaf de aardgasproductie) en de *downstream* markt van de kleinverbruikers (de openbare distributie). Verder wordt deze schakel de nationale aardgasmarkt genoemd.
- (82) De nationale aardgasmarkt wordt anticipatief benaderd met oog op een volledige bevoorradingsszekerheid voor alle eindafnemers: op basis van de vooruitzichten van de behoefte aan aardgas en de behoefte aan vervoerscapaciteit wordt de markt ontwikkeld. Hiervoor wordt de nationale markt gemodelleerd.

De internationale markt voor doorvoer wordt ontwikkeld op basis van verbintenissen i.c. verbintenissen met doorvoerbevrachters. De markt voor doorvoer wordt niet gemodelleerd maar ontwikkeld op basis van *open seasons*⁵.

De markt voor doorvoer is additioneel op de nationale markt. Met andere woorden, investeringen (vervoerscapaciteit) voor doorvoer worden toegevoegd aan de investeringen (vervoerscapaciteit) die nodig zijn om de Belgische markt te bevoorraden.

⁵ Marktbevragingen van de beheerder van het aardgasvervoersnet die peilen naar de interesse van de markt (doorvoerbevrachters) voor doorvoer door België. Deze bevragingen beogen meerjaren verbintenissen met doorvoerbevrachters om vervolgens in functie van de onderschreven capaciteiten, het netwerk te versterken.

- (83) Voorliggende studie benadert de vraag naar vervoerscapaciteit als een afgeleide van de aardgasvraag, meer bepaald de piekuvraag naar aardgas in België. Dit betekent dat de hieruit voortvloeiende infrastructuurplanning een minimumniveau aaningangscapaciteit (invoercapaciteit) voorziet zonder routeflexibiliteit ("shift of entry") op het piekmoment (uiteraard wel mogelijk buiten piekmomenten op onderbreekbare basis).

Deze infrastructuurplanning loopt niet noodzakelijk gelijk met een planningsbenadering waarbij vervoerscapaciteit wordt verhandeld als een dienst op zich en er geïnvesteerd wordt volgens de directe vraag naar vervoerscapaciteit in functie van de *upstream* beschikbaarheid. In deze zin kunnen bijkomende investeringen in vervoerscapaciteit noodzakelijk zijn voor de werking van de vrije markt.

- (84) Beide gescheiden aardgasmarkten worden behandeld: de markt voor hoogcalorisch aardgas (H-gas) en de markt voor laagcalorisch aardgas (L-gas). De calorische bovenwaarde van H-gas kan wettelijk variëren tussen 9,606 en 12,793 kWh/m³(n). Zoals in eerdere CREG-studies wordt in deze studie gemiddeld 11,630 kWh/m³(n) gebruikt. De calorische bovenwaarde van L-gas kan wettelijk variëren tussen 9,528 en 10,746 kWh/m³(n). Zoals in eerdere CREG-studies wordt in deze studie gemiddeld 9,769 kWh/m³(n) gebruikt.

Bijgevolg vereist het vervoer van L-gas 19% meer vervoercapaciteit dan H-gas voor dezelfde energiehoeveelheid.

Voor de omzetting van vloeibaar aardgas in gasvorm wordt een gemiddelde conversie gebruikt van 1 m³ LNG = 576 m³(n) pijpleidinggas.

- (85) De studie houdt rekening met de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie, voor zover dit invloed heeft op het aardgassysteem tot 2020.
- (86) De infrastructuurplanning in deze studie behelst naast ingangscapaciteit tevens opslagcapaciteit en LNG terminalling. Er wordt niet enkel naar ingangscapaciteit

gekeken maar ook de behoefte en de voorziening van basisflexibiliteit worden behandeld. Omdat vraag en aanbod van vervoerscapaciteit de kern vormen van deze studie zal vereenvoudigend de basisbespreking zich toeleggen op vervoerscapaciteit en de beheerder van het aardgasvervoersnet⁶.

- (87) Het werkinstrument voor deze studie is het aardgasmodel PEGASUS ontwikkeld en in beheer van de CREG. Dit aardgasmodel is complementair aan het energiemodel PRIMES gehanteerd door het Federaal Planbureau en het netwerkmodel SIMONE in gebruik bij de aardgasnetbeheerder Fluxys. PRIMES laat toe de vooruitzichten van de energiemix op jaarbasis te simuleren terwijl PEGASUS componenten van de aardgasmarkt simuleert (H-gas versus L-gas, behoefte aan aardgas op jaar-/seizoen-/maand-/dag- en uurbasis en de ruimtelijke spreiding hiervan, behoefte aan ingangscapaciteit (invoercapaciteit), behoefte aan aardgasopslag, behoefte aan basisflexibiliteit, voorziening van de aardgasportefeuille van de invoerder en de routekeuze (keuze van de ingangspunten). Dit model laat tevens toe om op niveau van de ingangscapaciteit van het vervoersnet te beoordelen of de capaciteiten al dan niet toereikend zijn. De output van PEGASUS (configuratie instroom en uitstroom in het aardgasnet) vormt de input voor SIMONE om *bottlenecks* in het aardgasnetwerk op te sporen.

Data: 2008 is referentiejaar

- (88) Iedere toekomstanalyse vereist een analyse van de ontwikkelingen van het recente verleden. Bovendien is dit een basisvereiste op methodologisch vlak om simulatiemodellen (aardgasmodel PEGASUS) te kalibreren (model moet recente observaties kunnen reproduceren). Daarom is veel zorg besteed aan kerncijfers van de aardgasontwikkelingen in België vanaf 2004 en waar het kan vanaf 2000, de start van de vrije aardgasmarkt. Deze analyse wordt besproken in hoofdstuk 2 en 3.
- (89) Het resultaat van deze aandacht voor kerncijfers en modelsimulaties is dat vertrokken wordt van het jaar 2008 op basis van meetgegevens (observaties) van de belangrijkste kerngegevens. Dataverzameling in de vrije markt is echter niet

⁶ In principe zijn er drie beheerders met een statuut van wettelijk monopolie die elk een eigen beheer voeren: de beheerder van het aardgasvervoersnet, de beheerder van aardgasopslag en de beheerder van de LNG terminal.

vanzelfsprekend wegens het al dan niet terecht invoeren van commerciële vertrouwelijkheid. De traditie van de statistische jaarverslagen van Figas, die een unieke bron waren aan publieke aardgasgegevens, kende bijvoorbeeld haar laatste editie in 2004 die reeds was afgeslankt (www.synergrid.be). De twee belangrijkste gegevensbronnen die gebruikt zijn in deze studie zijn:

- De meetgegevens die de netbeheerder Fluxys via de regelgeving dient te rapporteren aan de CREG. Het betreffen gegevens inzake verkochte vervoerscapaciteiten en gemeten aardgasstromen. Deze informatie laat toe om het netgebruik in kaart te brengen.
- De jaarlijkse gegevens die de CREG verzamelt op basis van een vragenlijst die verzonden wordt aan de houders van een leveringsvergunning. Deze informatie laat toe om inzichten te verwerven in bijvoorbeeld de klanten- en bevoorradingsportefeuille van de invoerders.

Draagwijdte

- (90) De studie is essentieel een analyse van de bevoorradingszekerheid op de Belgische vrije aardgasmarkt. Bevoorradingszekerheid wordt gedefinieerd vanuit de maatschappelijke minimumvereisten van zekerheid. Het zijn dus maatschappelijke behoeften aan aardgas en invoercapaciteit die bekeken worden en niet de vraag naar aardgas en de vraag naar ingangscapaciteit, flexibiliteit, etc. van de markt. In deze zin zijn de behoeften en voorzieningen minimumvereisten en niets sluit uit dat bijvoorbeeld wat infrastructuurplanning betreft meer capaciteit nodig is dan hier voorzien om aan de vraag van de bevrachters te voldoen. Deze marktvraag kan economisch redelijk zijn voor de vrije marktwerking.
- (91) Deze studie analyseert niet de behoefte aan netversterkingen in het binnenland op lokaal niveau voor zover deze geen invloed hebben op de ingangscapaciteit van het vervoersnet. Of de vraagvooruitzichten vereisen dat er bijvoorbeeld een extra vertakking moet komen op het vervoernet om een distributienet te bevoorraden wordt in deze studie niet behandeld. Dergelijke analyses kunnen in België enkel uitgevoerd worden met het netwerkmodel van Fluxys die evenwel als inputgegevens de

vraagvooruitzichten en de vooruitzichten van de invoerstromen van voorliggende studie hiervoor kan aanwenden.

- (92) De bevoorradings situatie wordt in deze studie getoetst bij extreme omstandigheden die gedefinieerd wordt bij een piekverbruik en piekbelasting van het vervoersnet. Het is belangrijk te onderlijnen dat het mogelijk is dat de infrastructuurplanning bij piekbelasting niet noodzakelijk volstaat om alle netconfiguraties buiten piekbelasting op te vangen. De graad van asymmetrie in de fysische aanwending van de ingangspunten buiten de pieksituatie kunnen impliceren dat lokaal bepaalde investeringen moeten worden uitgevoerd. Dit is geen tekortkoming van voorliggende studie maar belangrijk om weten bij het beoordelen van concrete investeringen van de netbeheerder.
- (93) Omdat de focus de bevoorradingszekerheid is, en dit reeds een groot domein is, kan niet worden stilgestaan bij een analyse van de marktwerking, een analyse van de marktorganisatie, een analyse van de congestieproblematiek te samen met een detail van de invoercapaciteit (markttoegang). Deze domeinen hebben uiteraard wel een grote invloed op voorliggende studie van de bevoorradingszekerheid. Daarom wordt verwezen naar recente studies (2008) die online beschikbaar zijn op creg.be:
- *Marktwerking:*
“Structure and Functioning of the National Gas Market in Belgium in a European Context”, studie uitgevoerd door het Brits studie bureau CEPA in opdracht van de CREG
 - *Marktorganisatie:*
“Voorstel van koninklijk besluit betreffende de gedragscode inzake de toegang tot het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie en tot wijziging van het koninklijk besluit van 12 juni 2001 betreffende de algemene voorwaarden voor de levering van aardgas en de toekenningsvoorwaarden van de leveringsvergunningen voor aardgas” (hierna: voorstel van nieuwe gedragscode)
 - *Markttoegang:*
“Monitor invoercapaciteit Aardgas 2008”

2 Kerngegevens van de aardgasactiviteiten

- (94) Vooraleer in de toekomst te kijken wordt in dit hoofdstuk stilgestaan bij de recente ontwikkelingen op het Belgische aardgassysteem. Gegevens worden bijeengevoegd om een zicht te bieden op de aardgasstromen in België, de marktaandelen van de verschillende aardgasleveranciers en de aardgascontracten, de aardgasroutes en – bronnen, het gebruik van het vervoersnet en de beschikbare invoercapaciteiten. Op deze wijze worden de bevoorradingsketen en de verschillende marktpartijen die deze keten in evenwicht houden, in beeld gebracht. Er wordt teruggeblikt op de laatste 5 jaar tot 2004 en waar de gegevens toelaten om consistentie te bewaren, tot 2000. Het jaar 2008 vormt het referentiejaar van deze studie waarop de vooruitzichten van de verschillende ontwikkelingen zullen worden geënt.

2.1. Aardgasstromen

- (95) Het Belgisch aardgasvervoersnet staat in voor zowel de voorziening in aardgas van de nationale markt als voor de doorvoer van aardgas bestemd voor andere Europese afzetmarkten. In Figuur 1 worden de koppelingen van het Belgisch vervoersnet met de buurnetten weergegeven. Er is aanvoer van aardgas uit Noorwegen, Nederland, het Verenigd Koninkrijk, Duitsland (o.a. doorvoerland voor Russisch aardgas) en de landen die vloeibaar aardgas produceren. Aardgasdoorvoer is vooral bestemd voor Nederland, Duitsland, Groot Hertogdom Luxemburg, Frankrijk, Verenigd Koninkrijk en Zuid-Europa.

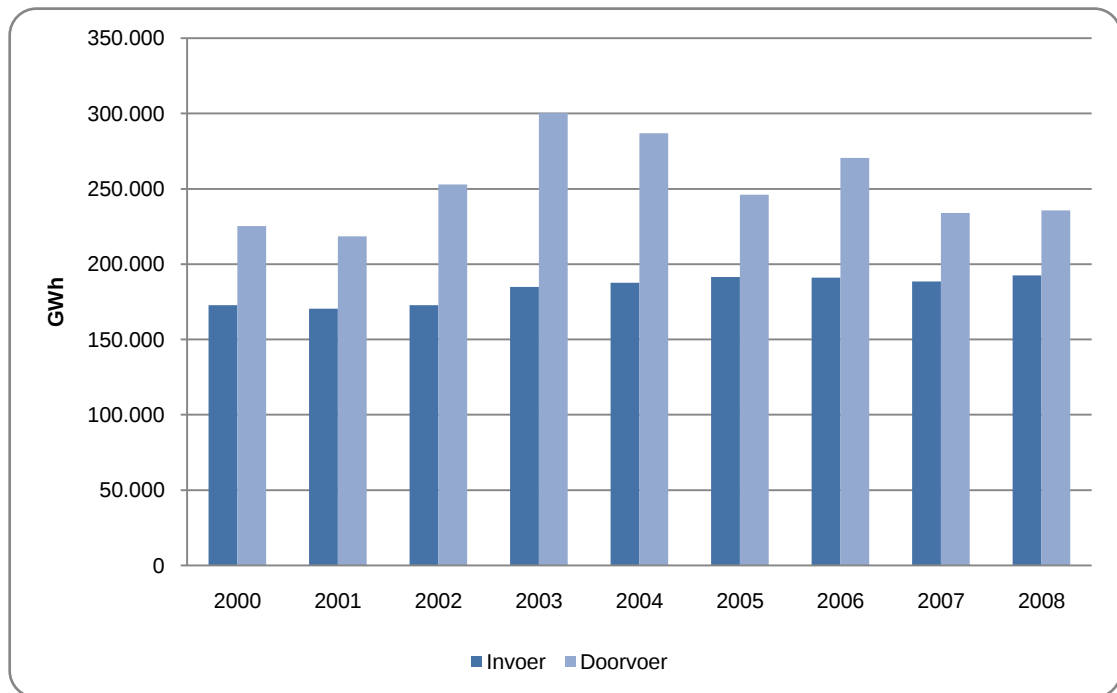
Figuur 1. Invoerstromen en doorvoerstromen van aardgas.



Bron: Fluxys

- (96) In Figuur 2 worden de jaarlijkse invoer- en doorvoerstromen van aardgas weergegeven in GWh. Over de periode 2000-2008 is gemiddeld 42,1% van de aardgasstromen bestemd voor de nationale bevoorrading en 57,9% is bestemd voor doorvoer. In totaal werd gemiddeld 436 TWh (40 miljard m³(n)) per jaar vervoerd op het net.

Figuur 2. Aardgasstromen in België: invoer* versus doorvoer (in GWh).



*aardgasinvoer voor aanwending in België, betreft zowel eindverbruik, als eigen verbruik voor het netbeheer als opslag van aardgas. Het eindverbruik van aardgas kan mogelijk hoger liggen dan de aardgasinvoer van dat jaar als blijkt dat de aardgasopslag (Loenhout) meer heeft uitgezonden in dat jaar dan er werd opgeslagen (zie 2007).

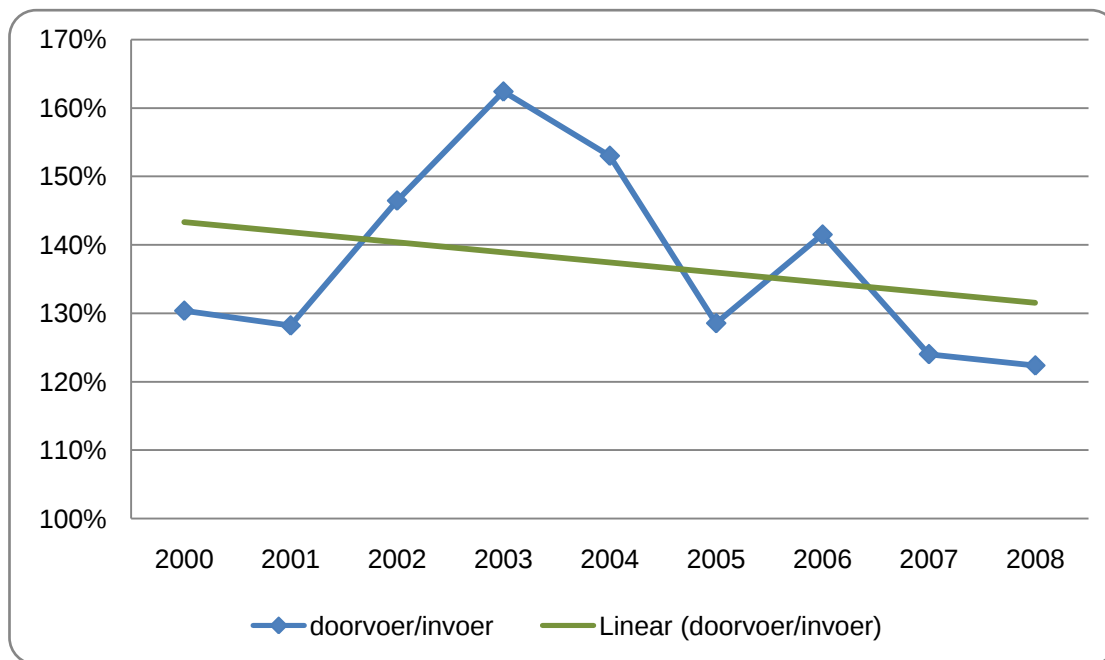
De invoerstromen volgen het profiel van het jaarlijks eindverbruik in België. De invoer nam toe van 172.721 GWh in 2000 tot 192.524 GWh in 2008. De groei vond vooral plaats in de periode 2002-2005 waarna de invoer lijkt te stagneren. Aardgasstromen, gemeten aan de invoerpunten, kunnen schommelen door het gebruik van de aardgasopslag. Er wordt bijvoorbeeld vastgesteld dat in 2007 er meer aardgas werd ingezet uit de ondergrondse opslag dan er in geïnjecteerd werd (verschil van 1.147 GWh) hetgeen verklaart waarom er in 2007 minder aardgas werd ingevoerd dan er nationaal werd verbruikt.

De doorvoerstromen kennen in tegenstelling tot de invoerstromen een minder stabiel verloop. In de periode 2000-2003 kende doorvoer een sterke groei van 225.193 GWh tot 300.242 GWh (+33,3%) om daarna een dalende trend te volgen tot 235.617 GWh in 2008, een niveau dat slechts 4,6% hoger ligt dan in 2000.

- (97) Aangezien de verhouding tussen doorvoer en invoer, en met name de evolutie van deze indicator, een belangrijk gegeven is in de beoordeling en de verdere ontwikkeling van de Belgische aardgaseconomie, gaat Figuur 3 hier dieper op in.

In Figuur 3 is het verloop van de doorvoer/invoer-ratio uitgetekend waaruit een lineaire trend wordt gedistilleerd.

Figuur 3. Aardgasstromen in België: doorvoer/invoer (ratio en trend).



Doorvoerstromen zijn over de hele periode belangrijker dan invoerstromen maar het belang van doorvoer ten opzichte van invoer lijkt te kenteren na de piek die werd bereikt in 2003.

- (98) Zoals in België het aardgasverbruik lijkt te stagneren, stagneert tevens de groei in de markten waarvoor het doorvoergas bestemd is. Daarnaast is de mobiliteit van de Europese bevrachters/leveranciers toegenomen zowel in termen van routekeuze als *sourcing*. Dit betekent dat doorvoerstromen meer volatiel kunnen zijn. Of de dalende trend structureel van aard zou zijn wordt echter niet bevestigd gezien de belangstelling van doorvoerbevrachters om capaciteit in België te reserveren in de toekomst (zie 7.4). Maar capaciteitsboeking betekent niet noodzakelijk een continue aardgaslevering/benutting in een vrije markt waar arbitrage tussen bronnen en markten de motor is voor opbrengsten in handen van de aardgashandelaars.

- (99) De loskoppeling van vervoersbehoeften en daadwerkelijke aardgasstromen, de evolutie van de aardgasstromen (capaciteitsbenutting), de verhouding tussen invoer en doorvoer zijn belangrijke gegevens voor het verder ontwikkelen van het Belgisch aardgasvervoersnet en dienen nauwlettend opgevolgd te worden en opgenomen in het beleid.
- (100) In Tabel 1 worden de aardgasstromen voor eindverbruik in België verdeeld over de drie gewesten. Over de periode 2004-2008 is gemiddeld 67,9% van de aardgasinvoer bestemd voor eindverbruik in Vlaanderen, 26,5% voor Wallonië en 5,6% voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Tabel 1. Verdeling van de aardgasstromen voor eindverbruik over de drie gewesten 2004-2008 (H+L, in GWh).

	Vlaams Gewest	Waals Gewest	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Totaal
2004	126.336 67,5%	49.881 26,6%	11.080 5,9%	187.297
2005	126.931 66,9%	52.184 27,5%	10.710 5,6%	189.825
2006	129.408 68,0%	50.014 26,3%	10.942 5,7%	190.364
2007	128.070 67,7%	51.266 27,1%	9.931 5,2%	189.267
2008	132.473 69,4%	47.914 25,1%	10.528 5,5%	190.915

Het totaal eindverbruik van aardgas over de afgelopen vijf jaar lijkt te stagneren rond een gemiddelde van 189.534 GWh. Temperatuurschommelingen zijn mede verantwoordelijk voor de schommelingen van het eindverbruik over de jaren maar er tekent zich een verschillende evolutie af tussen de gewesten. In Vlaanderen is er een onderliggende groei van het aardgasverbruik vast te stellen van gemiddeld 1,2% per jaar terwijl in Wallonië zich eerder een stagnerende trend aftekent hetgeen ook het geval is voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het Brussel Hoofdstedelijk Gewest dat enkel verbruik kent via het distributienet en uitsluitend beleverd wordt met laagcalorisch aardgas heeft een hoge aansluitingsgraad (boven de 90%) en kent bijgevolg een beperkt groeipotentieel. In Vlaanderen is op de meeste locaties een

distributienet beschikbaar hetgeen in Wallonië minder vanzelfsprekend is gezien de lagere bevolkingsdichtheid en de geografie. Daarnaast verklaren verschillen in industrie en de lokatie van de gasgestookte elektriciteitscentrales mede de verschillen in de evolutie en de gevoeligheid van de aardgasvraag in Vlaanderen en Wallonië.

- (101) De aardgasstromen bestemd voor de distributienetten worden in Tabel 2 verdeeld over de gewesten. Over de periode 2004-2008 is gemiddeld 66,0% van de aardgasinvoer voor de distributienetten bestemd voor Vlaanderen, 21,8% voor Wallonië en 12,2% voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Tabel 2. Verdeling van de aardgasstromen voor de distributienetten over de drie gewesten 2004-2008 (H+L, in GWh).

	Vlaams Gewest	Waals Gewest	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Totaal
2004	58.016 65,7%	19.203 21,8%	11.080 12,5%	88.299
2005	57.164 65,6%	19.300 22,1%	10.710 12,3%	87.174
2006	58.154 65,9%	19.204 21,7%	10.942 12,4%	88.300
2007	54.725 66,3%	17.910 21,7%	9.931 12,0%	82.566
2008	58.946 66,6%	19.029 21,5%	10.528 11,9%	88.503

Het aardgasverbruik op de distributienetten in de drie gewesten lijkt te stagneren. Ondanks een toename in het aantal aardgasaansluitingen blijven verbruikcijfers op de distributienetten stabiel tot zelfs licht dalend. Aangezien aardgas populair blijft zowel bij nieuwbouw als bij omschakeling van woningverwarming, treedt er compensatie op van deze klantengroei door een dalende trend in het individueel aardgasverbruik vanwege hogere verwarmings- en isolatierementen. Een fenomeen dat zich bijvoorbeeld in Nederland, met een quasi verzadiging van de woningaansluitingen, duidelijk aftekent.

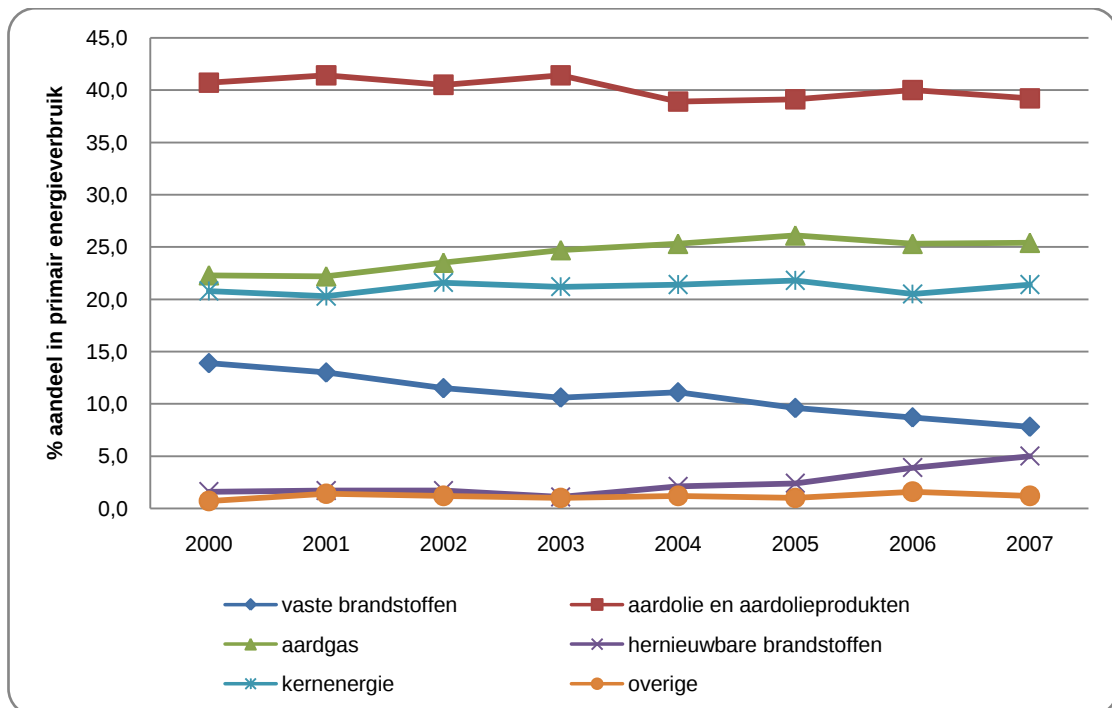
- (102) Het besluit van deze sectie is dat zowel doorvoerstromen als invoerstromen, en daarmee samenhangend het eindverbruik, lijken te stagneren. Dit betekent dat groei

nog slechts mogelijk is door de opkomst van nieuwe tendensen die al dan niet gestimuleerd worden door een ondersteunend beleid.

2.2. Aandeel in de energiemix

(103) Figuur 4 geeft de evolutie van het aandeel van de verschillende primaire energiedragers in het totaal Belgisch primaire energieverbruik. De Belgische energiebevoorrading was in de periode 2000-2007 gemiddeld voor 40,2% afhankelijk van aardolie; 24,4% van aardgas; 10,8% van vaste brandstoffen; 21,2% van kernenergie; 2,4% van hernieuwbare energie en 1% overige.

Figuur 4. Evolutie van het aandeel van de verschillende primaire energiedragers in het totaal Belgisch primaire energieverbruik in de periode 2000-2007 (aandelen in %).



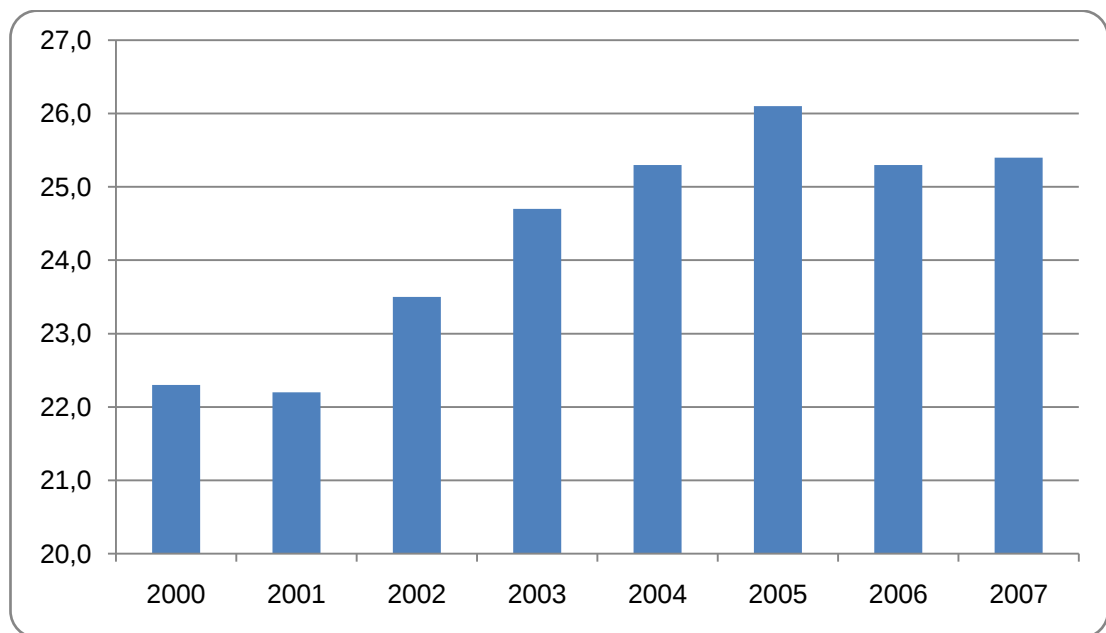
Bron: www.statbel.fgov.be

Het aandeel van aardolie en kernenergie is stabiel over de beschouwde periode. Er wordt een stijging vastgesteld van het aandeel van aardgas van 22,3% in 2000 tot 26,0% in 2005 maar dit lijkt dan te stabiliseren. Vanaf 2004 wint vooral de hernieuwbare energie terrein van 2,1% in 2004 tot 5,0% in 2007. Het stijgend aandeel

van aardgas en hernieuwbare energie verdringt het aandeel van vaste brandstoffen dat in een dalende tendens kent van 13,9% in 2000 tot 7,8% in 2007.

In Figuur 5 wordt gefocust op de evolutie van het aandeel van aardgas in het Belgisch primair energieverbruik. Het aandeel van aardgas wint in de jaren 2000-2005 opvallend terrein (van 22,2% naar 26,0%) om daarna te kenteren.

Figuur 5. Evolutie van het aandeel van aardgas in de Belgische energievoorziening (aandelen in %).



Bron: www.statbel.fgov.be

2.3. Aardgasleveringen

- (104) Het aantal aardgasklanten wordt in Tabel 3 verdeeld over de gewesten. Het totaal aantal aardgasklanten in België groeide van 2.516.000 klanten in 2004 tot 2.768.000 klanten in 2008 (+2,4% per jaar). Over de periode 2004-2008 is gemiddeld 62,2% van de aardgasklanten gelegen in Vlaanderen, 22,3% in Wallonië en 15,5% in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Tabel 3. Verdeling van de aardgasklanten over de drie gewesten 2004-2008 (H+L, in 1.000).

	Vlaams Gewest	Waals Gewest	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Totaal
2004	1.548 61,5%	565 22,5%	403 16,0%	2.516
2005	1.591 62,0%	566 22,0%	411 16,0%	2.568
2006	1.638 61,9%	588 22,2%	420 15,9%	2.646
2007	1.686 62,5%	604 22,4%	406 15,1%	2.696
2008	1.741 62,9%	617 22,3%	410 14,8%	2.768

In Vlaanderen ligt de groei van het aantal aardgasklanten met een gemiddelde van 3,0% boven het nationaal gemiddelde van 2,4%. In Wallonië bedraagt de gemiddelde groei van het klantenbestand met 2,2% en in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest is er sprake van stabilisatie wegens marktverzadiging .

- (105) De aandelen van de verschillende aardgasinvoerders wordt weergegeven in Tabel 4. Het aantal actieve invoerders schommelde tussen de 3 en 4 in de periode 2004-2006 om in 2007 te stijgen tot 6 en vervolgens te groeien tot 10 tegen einde 2008.

Tabel 4. Aandelen van de actieve aardgasinvoerders (H+L, aandelen in vervoerde energie).

	Distrigas	GDF SUEZ	Wingas	SPE	Andere*	HHI**
2004	88,1%	8,1%	2,3%	-	1,5%	7.835
2005	85,4%	10,4%	4,2%	-	-	7.419
2006	80,6%	13,5%	5,9%	-	-	6.713
2007	78,2%	15,2%	6,0%	-	0,6%	6.383
2008	72,4%	13,0%	6,6%	6,0%	2,0%	5.494

*andere actieve aardgasinvoerders met elk een aandeel kleiner dan 2%

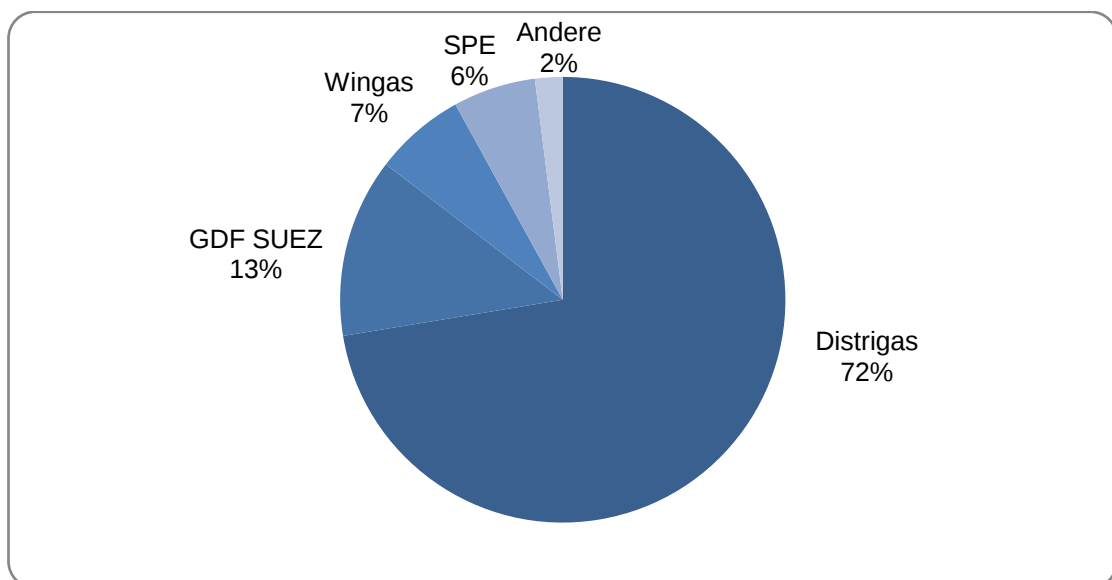
**HHI: Herfindahl-Hirschman index

Het aandeel van aardgasinvoerder Distrigas brokkelde de afgelopen vijf jaar geleidelijk af van 88,1% in 2004 tot 72,4% in 2008 hetgeen betekent dat de Belgische aardgasinvoer nog steeds sterk beheerst wordt door één maatschappij. De

Herfindahl-Hirschman index (HHI) geeft een dalende concentratie. Met een index van 5.494 blijft de markt nog onbetwistbaar sterk geconcentreerd.

De nieuwe invoerders waren op de eerste plaats grote maatschappijen die in hun thuisland een sterke positie hebben en actief zijn op de Belgische doorvoermarkt. Het aandeel van GDF SUEZ groeide van 8,1% in 2004 tot 13,0% in 2008 en het aandeel van Wingas groeide van 2,3% in 2004 tot 6,6% in 2008. SPE werd in 2008 zelf actief als invoerder voor de bevoorrading van haar elektriciteitscentrales en verkreeg zo direct een aandeel van 6,0%, een aandeel dat voordien vooral voor rekening kwam van GDF SUEZ. Recent zijn nieuwe en relatief kleine maatschappijen actief als invoerder maar deze groep vertegenwoordigde in 2008 een beperkt aandeel van 2,0%. Figuur 6 geeft een beeld van de marktverdeling in 2008.

Figuur 6. Aandelen van de actieve invoerders op het aardgasvervoersnet in 2008.



- (106) De aardgasinvoerders Distrigas, GDF SUEZ en Wingas verkopen vooral aardgas rechtstreeks aan klanten verbonden aan het aardgasvervoersnet en/of aan verdelers van aardgas op de distributienetten maar hebben ook eindklanten op de distributienetten. Tabel 5 geeft de marktaandelen van de actieve aardgasleveranciers gemeten in geleverde energie aan eindklanten.

Tabel 5. Marktaandelen van de actieve aardgasleveranciers in België op basis van geleverde energie in de periode 2004-2008 (H+L).

	Distrigas	GDF SUEZ	Wingas	ECS	SPE (Luminus)	Andere*
2004**	50,2%	3,2%	2,2%	24,3%	4,0%	3,2%
2005**	49,4%	5,6%	4,2%	23,8%	3,7%	3,5%
2006**	45,5%	7,8%	5,9%	23,1%	5,6%	2,3%
2007	45,1%	10,0%	6,0%	28,6%	6,5%	3,8%
2008	39,4%	7,0%	6,6%	29,8%	11,3%	5,9%

*andere actieve aardgasleveranciers met elk een aandeel kleiner dan 2%

** Het totaal van 100% wordt verkregen door toevoeging van het aandeel van het nog niet vrijgemaakte gedeelte van de markt in het Waals Gewest en het Hoofdstedelijk Gewest Brussel (2004: 12,9%, 2005: 9,9%, 2006:9,8%).

Rekening houdende met de vele actieve leveranciers op de distributienetten die vooral bevoorraad worden door de invoerders Distrigas en GDF SUEZ, wordt een breed spectrum verkregen van actieve leveranciers die instaan voor de leveringen aan de eindverbruikers.

Gecorrigeerd voor de aardgashandel tussen de invoerders en de verdelers waardoor enkel de leveringen naar de eindverbruikers wordt verkregen, is het marktaandeel van Distrigas afgenomen van 50,2% in 2004 tot 39,4% in 2008. Electrabel Customer Solutions (ECS), die met name bevoorraad wordt door Distrigas en enkel verdeelt op de distributienetten, heeft een marktaandeel van 29,8% in 2008. De andere leveranciers hebben een aandeel van elk kleiner dan 12,0%.

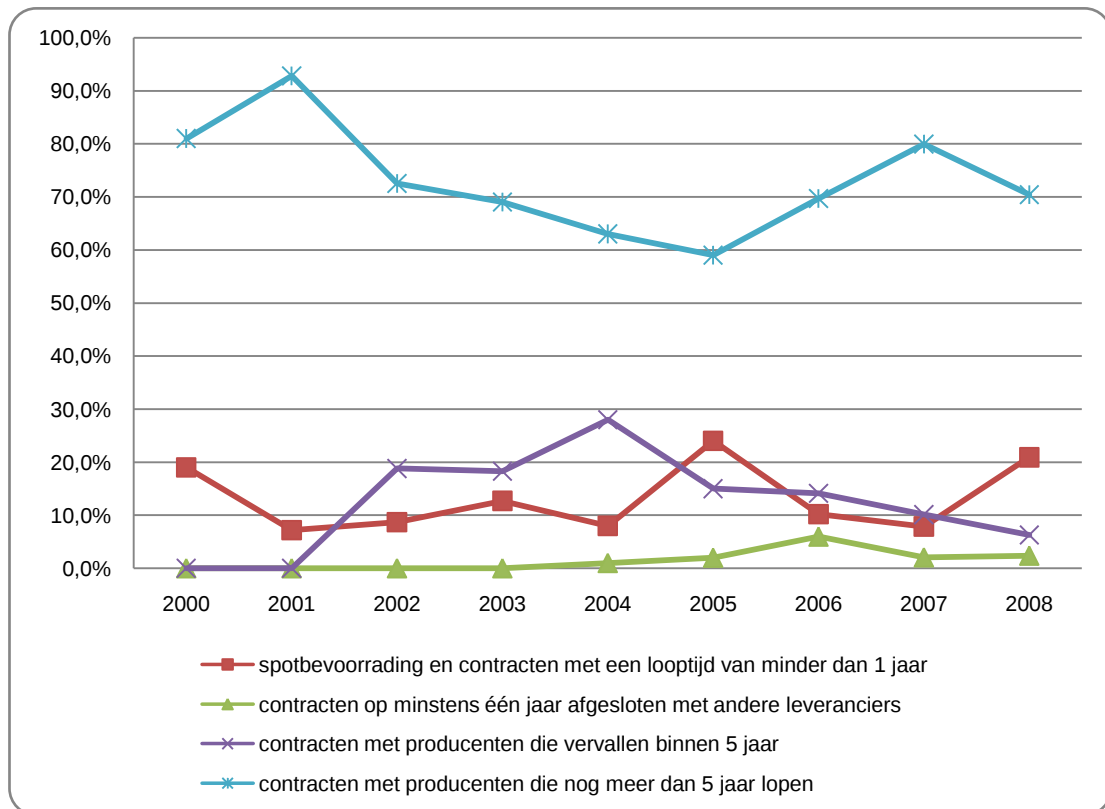
- (107) Een vergelijking van Tabel 5 met Tabel 4 geeft aan dat 45,6% van het aardgas ingevoerd door Distrigas in 2008 bestemd was voor eigen eindklanten aangesloten op het vervoersnet en 54,4% is bestemd voor de distributienetten, al dan niet via doorverkoop aan verdelers. Voor GDF SUEZ is de verdeling 46,2% eigen eindklanten op het vervoersnet en 53,8% is bestemd voor distributienetten, al dan niet via doorverkoop aan verdelers. Wingas voert in 2008 enkel in voor eigen klanten op het vervoersnet en de distributienetten.

2.4. Bevoorradingscontracten

- (108) Eigen aan de aardgasvoorziening is dat de contracten tussen de producenten en de eerste afnemers in de bevoorradingsketen typisch contracten zijn van lange duur (20 jaar en langer) met relatief rigide hoeveelheden af te nemen jaarlijkse volumes en tegen prijzen die geïndexeerd zijn aan aardolieprijzen en/of aardgasprijzen op de Europese aardgasbeurzen. De kapitaalintensiteit van aardgaswinning en de beperkte moduleerbaarheid van de aardgasproductie verklaren deze contracteigenschappen. Terwijl voor de openstelling van de aardgasmarkt deze langetermijncontracten rechtstreeks bestemd waren voor afzetmarkten in exclusief beheer van deze invoermaatschappijen verkrijgt men door de vrijmaking de opkomst van een groothandelsmarkt waar aardgas ook doorverkocht wordt aan andere verdelers die op hun beurt een eigen klantenportefeuille hebben. De creatie van een groothandelsmarkt en een kleinhandelsmarkt zorgt voor een ontkoppeling tussen aardgasproducent en afzetmarkt/aardgasconsument waardoor in feite de liquiditeit van de aardgashandel bepalend is voor de bevoorradingszekerheid. Daarom steunt de CREG de verdere uitbouw van de Hub Zeebrugge en de aardgasbeurs. Er zou een minimale regelgeving van toepassing moeten zijn op deze activiteiten⁷.
- (109) In Figuur 7 worden de bevoorradingscontracten van de aardgasinvoerders opgedeeld in contracten die rechtstreeks zijn afgesloten met aardgasproducenten en contracten die zijn afgesloten met andere leveranciers (groothandelaars). Vervolgens is een opdeling gemaakt volgens de resterende duurtijd van de contracten.

⁷ Zie studie CREG betreffende voorstellen om de liquiditeit op de hub van Zeebrugge te verbeteren en dit naar analogie van de inmiddels opgerichte elektriciteitsbeurs BELPEX teneinde een gezonde marktwerking voor de verhandeling van aardgasblokken te bewerkstelligen.

Figuur 7. Het types van de bevoorradingscontracten voor de Belgische markt 2000-2008 (H+L, aandelen in %).



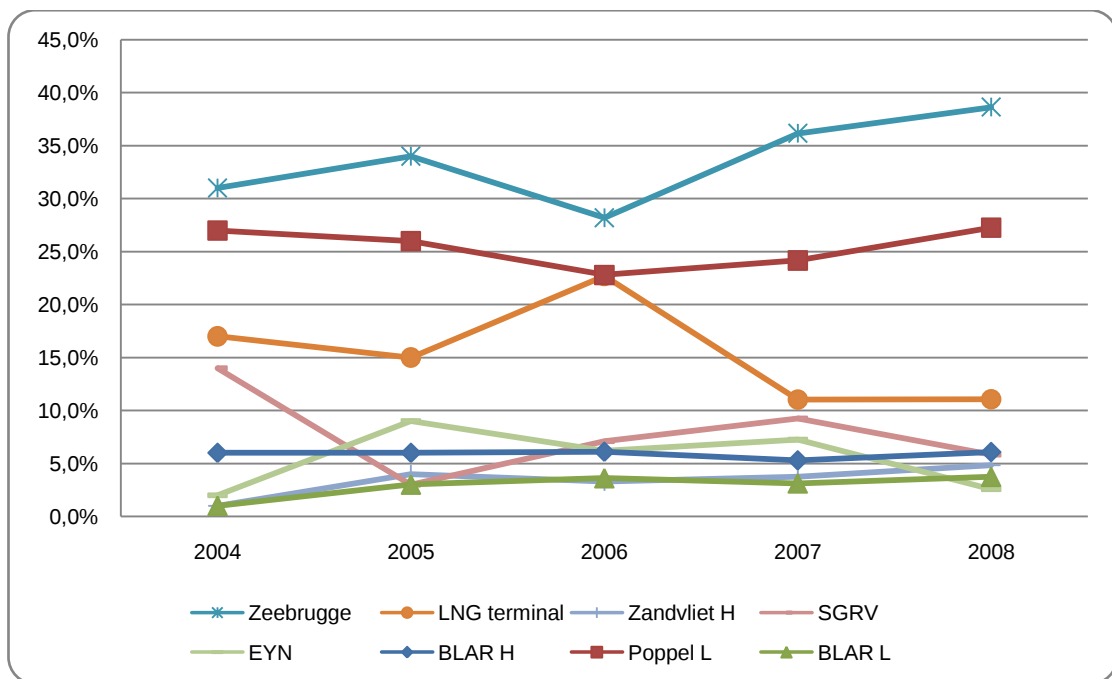
De aandelen van de verschillende types van bevoorradingscontracten in de Belgische aardgasbevoorrading schommelt over de jaren sinds de vrijmaking en wordt sterk bepaald door de bevoorradingsportefeuille van de invoerders die actief worden in België. Nieuwe leveranciers zijn ofwel bestaande grote invoerders die voordien verantwoordelijk waren voor de bevoorrading van hun thuisland en zich kunnen beroepen op een historische portefeuille met producenten ofwel nieuwe en relatief kleine verdelers die zich bevoorraden via de groothandelsmarkt. De sterke vertegenwoordiging van grote invoerders verklaart dat België gemiddeld voor 70,4% bevoorrad wordt via langlopende contracten van meer dan 5 jaar met aardgasproducenten. In 2000, toen de invoer nog enkel door Distrigas werd gegarandeerd, was dit aandeel 81,0%. Het is vanaf 2002 dat contracten met aardgasproducenten van korter dan 5 jaar voorkomen en vanaf 2004 worden contracten van minstens 1 jaar met andere aardgasleveranciers vastgesteld. Het is te verwachten dat het aandeel van deze twee typen van contracten gaat toenemen terwijl de langetermijncontracten met producenten aan belang verliezen naarmate er

meer leveranciers actief worden. De bevoorrading via de kortetermijnhandel (spotmarkt), met name via de Hub Zeebrugge, schommelt sterk over de periode 2000-2008 gaande van 7,2% in 2001 en 7,9% in 2008 tot 19,0% in 2000 en 24,0% in 2005 naar 20,9% in 2008.

2.5. Aanvoerroutes

(110) Afhankelijk van de aardgasinvoerders, hun afzetmarkten en hun bevoorradingsbronnen worden de aanvoerroutes bepaald voor de Belgische markt. Dankzij de goede koppeling met de buurnetten heeft België gedifferentieerde aanvoerroutes. In Figuur 8 worden de aandelen van de verschillende aanvoerroutes voor de Belgische aardgasmarkt weergegeven over de periode 2004-2008.

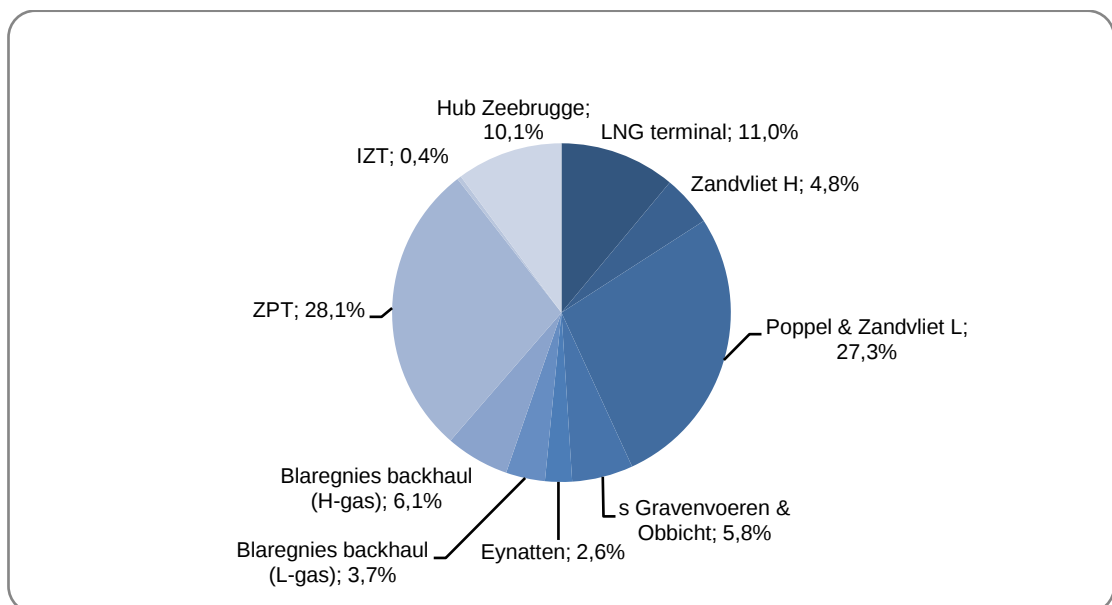
Figuur 8. De aanvoerroutes voor de Belgische aardgasmarkt 2004-2008 (H+L, aandelen gemeten in energie).



De aandelen van de verschillende invoerpunten in de nationale aardgasbevoorrading zijn vrij stabiel over de afgelopen vijf jaar. Zeebrugge is het belangrijkste invoerzone met een gemiddeld aandeel van 33,6%. Het invoerpunt te Poppel is in feite het enige invoerpunt voor L-gas en heeft een gemiddeld aandeel van 25,5%.

- (111) In Figuur 9 wordt de verdeling van de aardgasbevoorrading gegeven over de verschillende ingangspunten in 2008. Het belangrijkste invoerpunt heeft een aandeel van 28,1% (Zeepipe Terminal) gevolgd door Poppel met een aandeel van 27,3% dat instaat voor de bevoorrading van de Belgische L-gasmarkt (en de doorvoer naar de Franse L-gasmarkt).

Figuur 9. Verdeling van de aardgasbevoorrading over de ingangspunten (2008, % jaarvolume).



"backhaul" zijn boekingen in tegenstroom op een uitgangspunt waardoor aardgas dat initieel bestemd was voor doorvoer wordt afgeleid naar de Belgische markt

2.6. Bevoorradingsbronnen

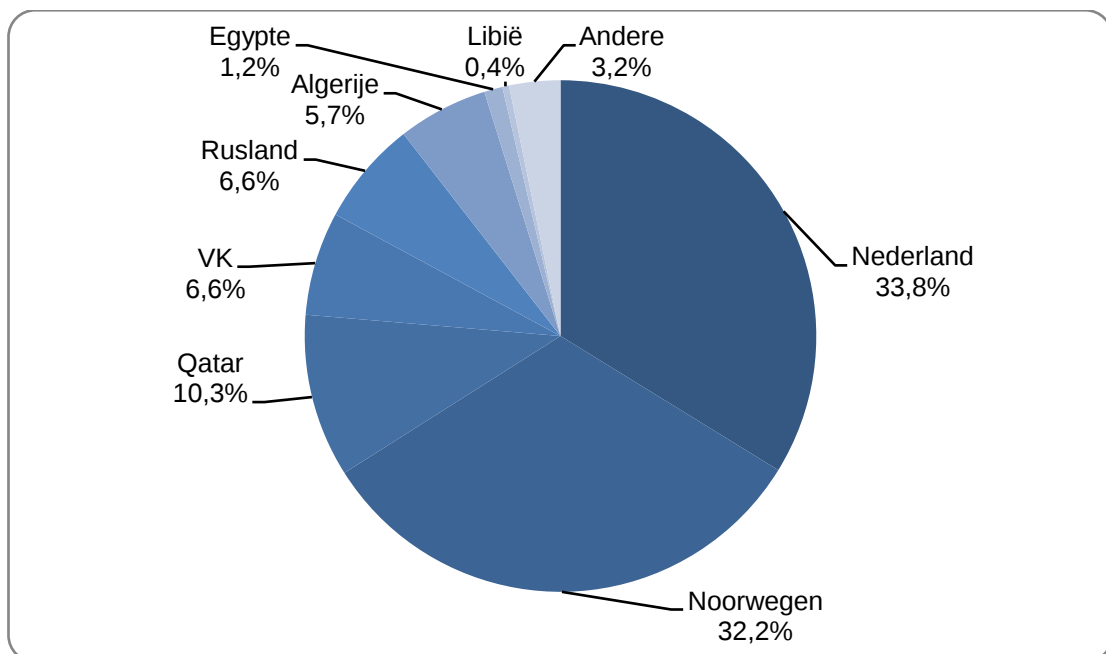
- (112) De aardgasbevoorrading binnen Europa wordt niet langer verzekerd door verticaal geïntegreerde nationale aardgasmaatschappijen die rechtstreeks bevoorradingscontracten aangaan met aardgasproducenten. In de vrije aardgasmarkt zijn het de Europese groothandelaars, die vaak actief zijn op verschillende nationale markten, die de bevoorradingszekerheid van hun klanten, zoals contractueel overeengekomen, waarborgen. Het zijn bijgevolg de bevoorradingsportefeuilles van de individuele groothandelaars, die in termen van diversiteit van bronnen en aanvoerlijnen, de bevoorradingszekerheid waarborgen.

- (113) Het wegvallen van een directe band tussen de Belgische aardgasmarkt en de aardgasproducenten maakt het niet vanzelfsprekend om de Belgische aardgasbevoorrading (100% invoer) toe te wijzen aan de verschillende aardgasproducenten. Op internationaal niveau is hier bovendien nog geen methode voor overeengekomen. Hier wordt de “Belgische” bevoorradingsportefeuille bepaald op basis van de portefeuillesamenstelling van de groothandelaars (aardgasinvoerders) actief op de Belgische markt en het marktaandeel van deze handelaars op de Belgische markt. Formeel is deze portfoliobenadering als volgt:

$$\frac{\text{producent}_i}{\text{Belgische markt}} = \frac{\text{invoerder}_j}{\text{Belgische markt}} \times \frac{\text{producent}_i}{\text{invoerder}_j}$$

Aardgasinvoerders verhandelen tevens onderling aardgas waardoor er voor deze volumes nog verder moet worden doorgerekend om de aandelen van de verschillende producenten te kennen. De bevoorradingsportefeuille van België voor 2008 volgens de portfoliobenadering wordt weergegeven in Figuur 10.

Figuur 10. Aardgasbronnen voor de Belgische markt in 2008 via de portfoliobenadering (H+L, aandelen in energie).



Andere: o.a. Nigeria en Trinidad

- (114) Volgens deze methode is Nederland het belangrijkste aardgasexportland voor België (33,8%) gevolgd door Noorwegen (32,2%). Beide Europese landen zijn goed voor 66,0% voor de Belgische aardgasbevoorrading die bovendien verzekerd is via langdurende contracten. Deze bevoorrading wordt vooral verzekerd via aardgashandelaar Distrigas die 72,4% van de Belgische aardgasinvoer verzekert.
- (115) De bevoorrading via LNG-cargo's is hoofdzakelijk afkomstig uit Qatar (10,3%) en Algerije (5,7%)⁸ via langlopende contracten naast beperkte LNG-leveringen uit Egypte en Libië (ook Nigeria en Trinidad). Een gedeelte hiervan gebeurt via LNG-terminals in Frankrijk via de portefeuille van GDF SUEZ.
- (116) Vooral Wingas maar ook GDF SUEZ hebben bevoorradingscontracten met het Russische Gazprom. Doorgerekend via de portfoliobenadering blijkt dat 6,6% van het aardgasverbruik in België gecontracteerd is in Rusland. Hoewel het gecontracteerd Russisch aardgas betreft, betekent dit nog niet noodzakelijk dat Russische aardgasmoleculen verbruikt worden in België. In termen van aardgasmoleculen is de Belgische markt volledig in het "irrigatiegebied" van Noorwegen, Nederland en het LNG dat via Zeebrugge binnenkomt.

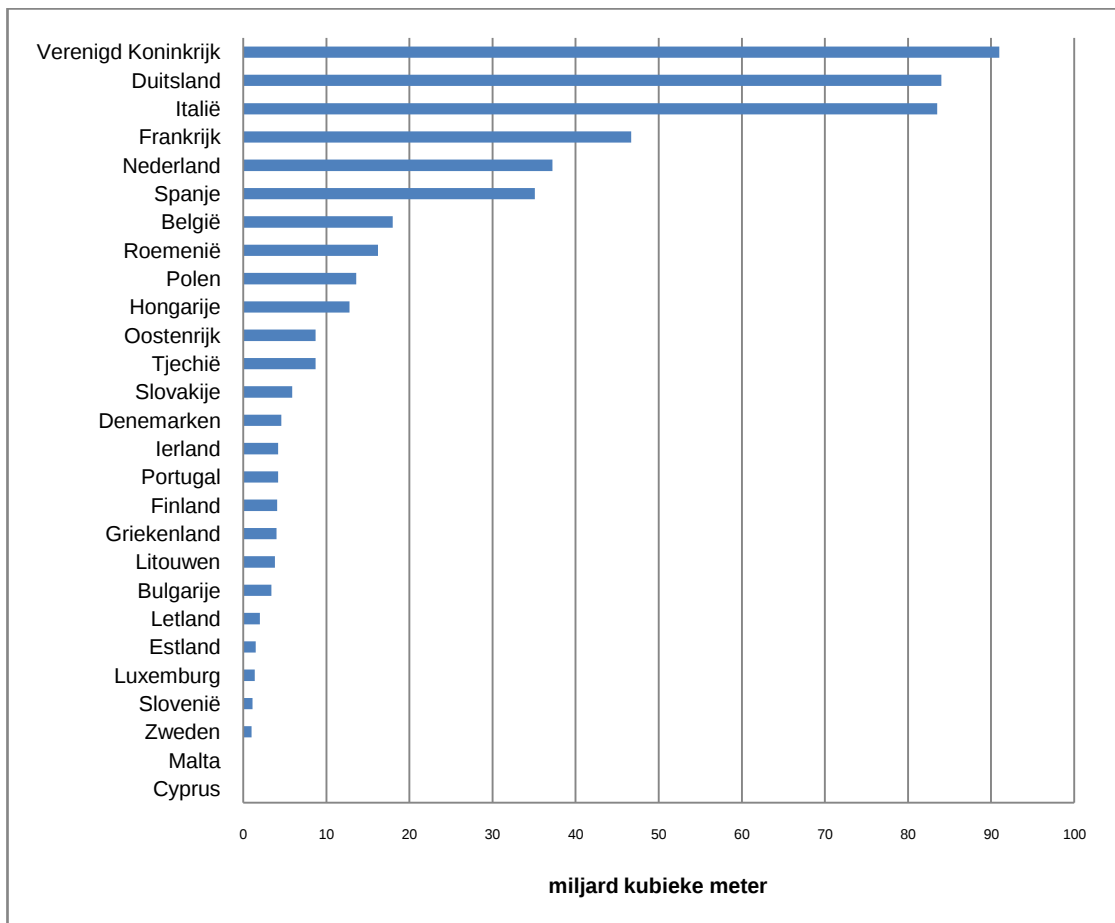
2.7. Belgische aardgasmarkt in EU en mondiaal perspectief

- (117) In Figuur 11 wordt de Belgische aardgasmarkt gesitueerd binnen de EU-27. Het totaal aardgasverbruik in de 27 lidstaten van de EU wordt begroot op 496,7 miljard m³(n)⁹. De Belgische markt vertegenwoordigt 3,6% van de Europese aardgasmarkt en staat op de 7^{de} plaats.

⁸ In de portefeuille van Distrigas werd de LNG-bevoorrading vanuit Algerije reeds afgebouwd in 2007 en werd vervangen door leveringen uit Qatar in 2008.

⁹ Dit cijfer kan verschillen van bron tot bron naargelang de methode om equivalente kubieke meters te berekenen.

Figuur 11. Spreiding van het aardgasverbruik in de EU in 2007 (in miljard m³(n)).



Bron: BP Statistical Review 2008 en Cedigaz 2008

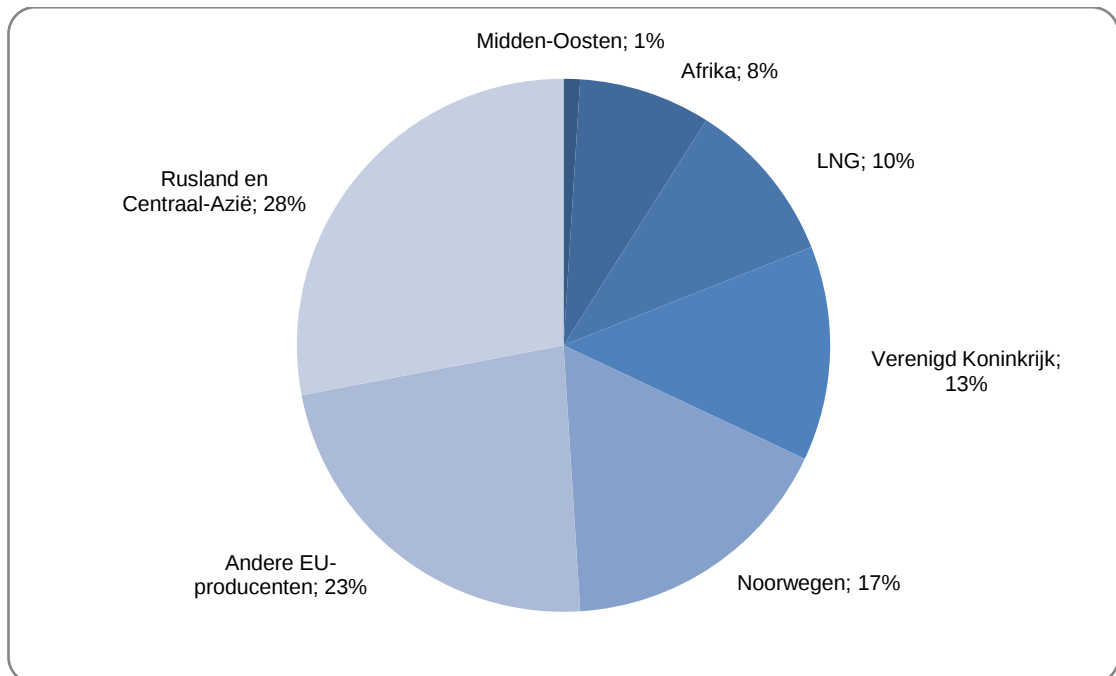
De drie grootste aardgasmarkten zijn de Britse, de Duitse en de Italiaanse die samen reeds meer dan de helft van de EU-27 markt vertegenwoordigen (52%). Geografisch is de Belgische markt goed gelegen tussen de twee grootste markten, zowel in termen van bevoorradingszekerheid, doorvoer, liquiditeit als handel.

Vanuit een Europese visie is het frapperend dat 19 lidstaten slechts 17% van de Europese aardgasmarkt vertegenwoordigen.

- (118) Figuur 12 geeft de bevoorradingsportefeuille voor de EU-27 in 2007. Europa staat in 2007 nog voor 26% in voor de eigen aardgasvoorziening, een cijfer dat verhoogd wordt tot 53% als Noorwegen wordt meegerekend.

De invoer uit Rusland bedraagt 28% en het Midden-Oosten is nog voor slechts 1% vertegenwoordigd. De aanvoer via methaantankers bedraagt 10% van de EU-27 markt (waarvan het merendeel uit Algerije).

Figuur 12. Bevoorradingsportefeuille van de EU-27 in 2007.

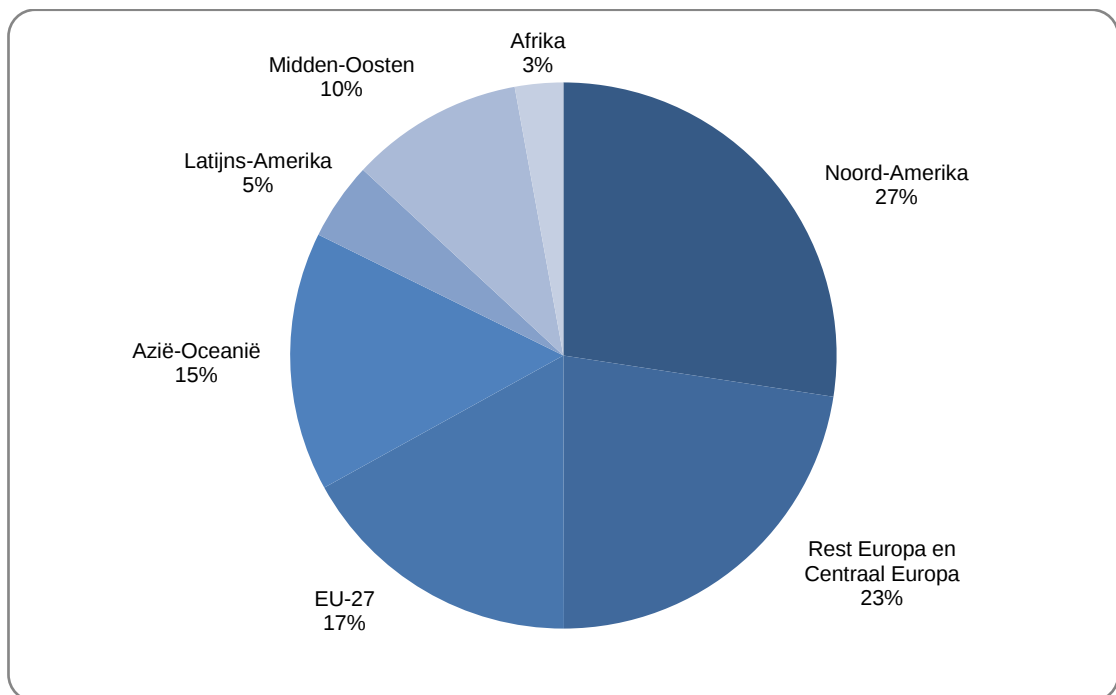


Bron: Cedigaz 2008

- (119) In Figuur 13 wordt de EU-27 aardgasmarkt geplaatst in een mondiaal perspectief. Het aardgasverbruik in de wereld wordt door British Petroleum geraamd op 2.921,8 miljard kubieke meter in 2007. De EU-27 markt vertegenwoordigt 17% van de mondiale aardgasmarkt.

De Russische aardgasmarkt is goed voor een verbruik van 438,8 miljard m³(n) (88% van de EU-27 markt) en het verbruik in de VS bedraagt 652,9 miljard m³(n)/h (131% van de EU-27 markt). Het aardgasverbruik in Japan, dat uitsluitend met LNG bevoorrad wordt, bedraagt 90,2 miljard m³(n) en is qua omvang vergelijkbaar met de Britse aardgasmarkt.

Figuur 13. Spreiding van het aardgasverbruik in de wereld (in miljard m³(n)).

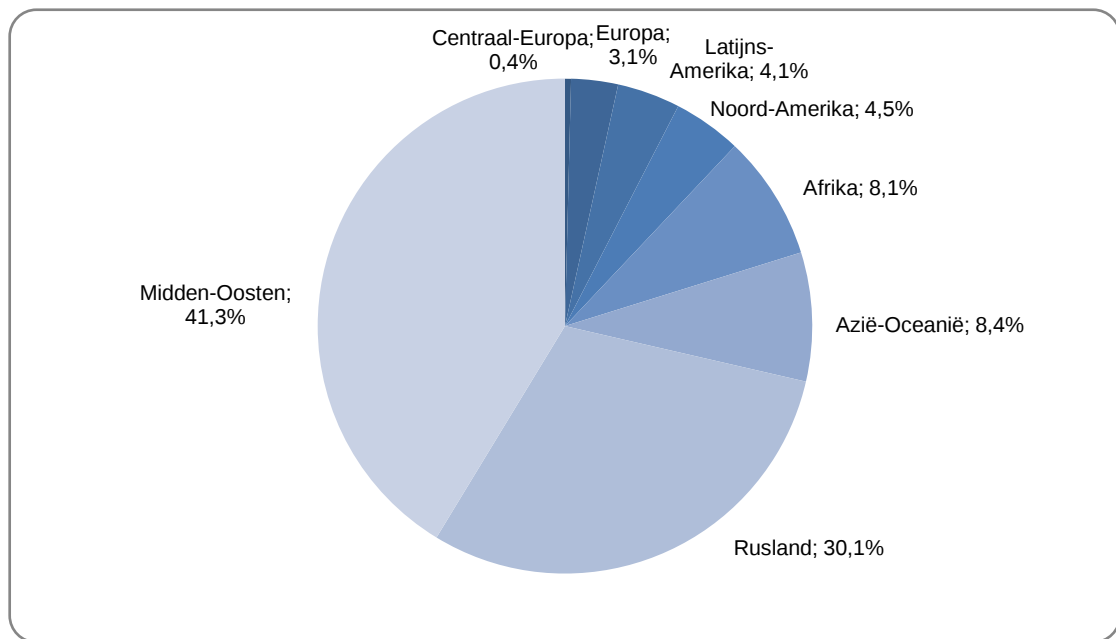


Bron: BP Statistical Review 2008

- (120) Figuur 14 geeft de spreiding van de aardgasvoorraden in de wereld. De bewezen aardgasvoorraden worden geraamd op bijna 179.000 miljard kubieke meter. Europa (incl. Centraal-Europa) en Rusland zijn goed voor 33,6% van de totale wereldvoorraad. Het Midden-Oosten beschikt over 41,3% van de totale aardgasvoorraden.

De verhouding tussen de bewezen voorraden en het wereldaardgasverbruik in 2007 is 61.

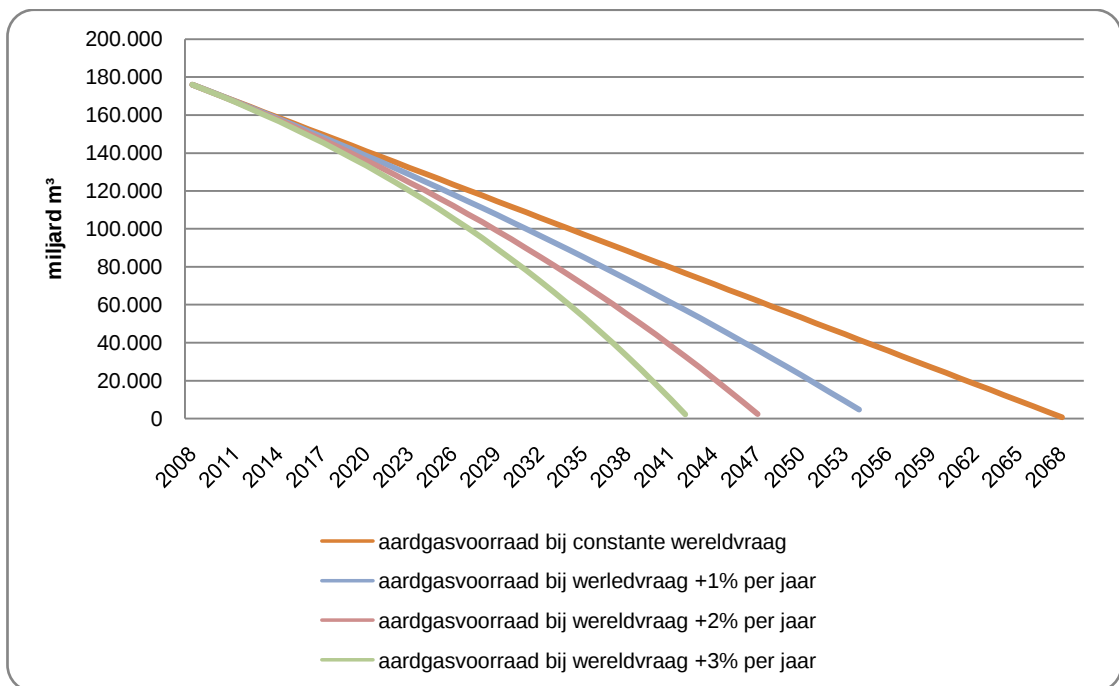
Figuur 14. De spreiding van de aardgasvoorraden in de wereld.



Bron: BP Statistical Review 2008

- (121) In Figuur 15 worden de bewezen aardgasvoorraden in de wereld geconfronteerd met vier scenario's van de evolutie van de wereldvraag naar aardgas. Er wordt telkens verondersteld dat er geen nieuwe aardgasvoorraden worden ontdekt (en de bestaande bewezen voorraden economisch-technisch exploiteerbaar zijn of worden). Indien de wereldvraag naar aardgas constant blijft wordt een uitputting van de aardgasreserves bereikt in 2069. Uitputting van de aardgasreserves wordt bereikt binnen 45 jaar bij een vraaggroei van 1%, binnen 38 jaar bij een vraaggroei van 2% en binnen 33 jaar bij een vraaggroei van 3%. Of er nog nieuwe aardgasreserves worden ontdekt of niet, die al dan niet de vraaggroei compenseren, zal de toekomst uitwijzen en doet op zich geen afbreuk aan het vraagstuk over de uitputting van de aardgasreserves. Hoewel dit vraagstuk buiten de horizon van deze studie valt, geven deze indicaties aan dat de mondiale aardgasvoorziening binnen enkele decennia onder toenemende druk komt te staan.

Figuur 15. Aardgas mondiaal: evolutie van de resterende aardgasvoorraad.

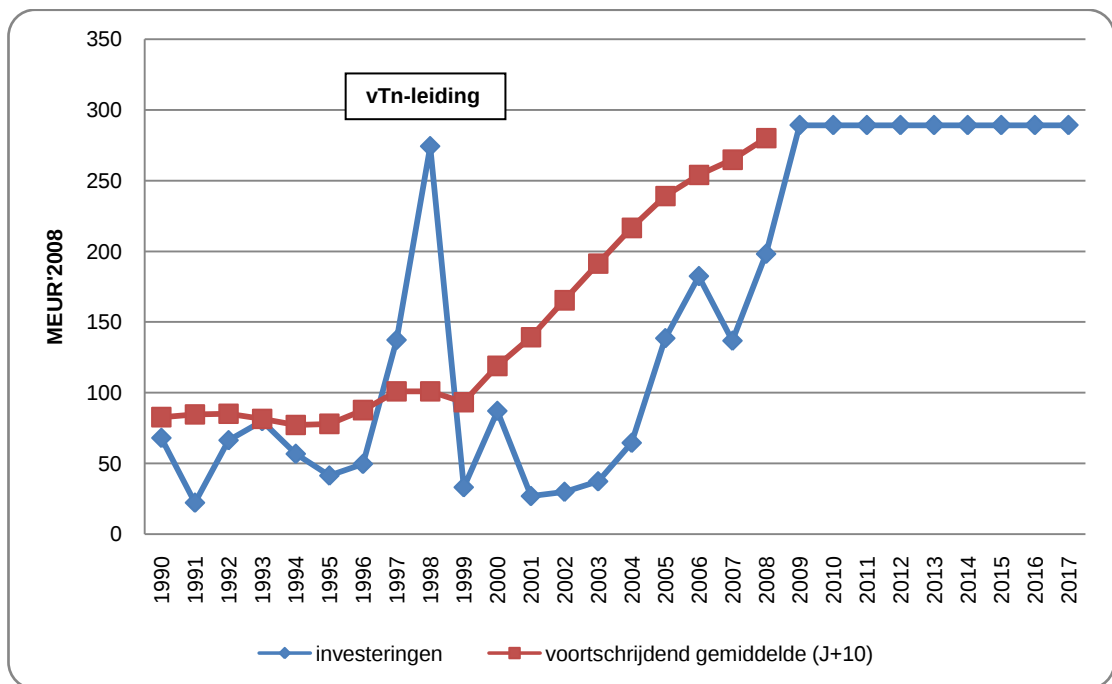


2.8. Investerings in infrastructuur

(122) In Figuur 16 worden de bedragen weergegeven geïnvesteerd in het Belgisch aardgasvervoersnetwerk weergegeven. De infrastructuurprojecten betreffen zowel vervoer (dus inclusief doorvoer), opslag als LNG-terminalling. De curve “investerings” geeft de evolutie van de jaarlijkse investeringsuitgaven in constante prijzen van 2008. De curve “voortschrijdend gemiddelde (J+10)” geeft voor ieder jaar de gemiddelde jaarlijkse investeringsuitgaven voor de komende 10 jaar. Tot het jaar 2008 betreffen het gerealiseerde uitgaven, daarna betreft het de recentste investeringsplanning van Fluxys die een investeringsenveloppe voorziet van 2,8 miljard EUR over de periode 2008-2017 (www.fluxys.be).

De gegevens tot 2000 zijn gebaseerd op de jaarverslagen van Figas (www.synergrid.be) die als definitie hanteert de bedragen die in aanmerking komen om in de vaste activa van het bedrijf opgenomen te worden. De gegevens vanaf 2000 zijn gebaseerd op de jaarverslagen van Fluxys.

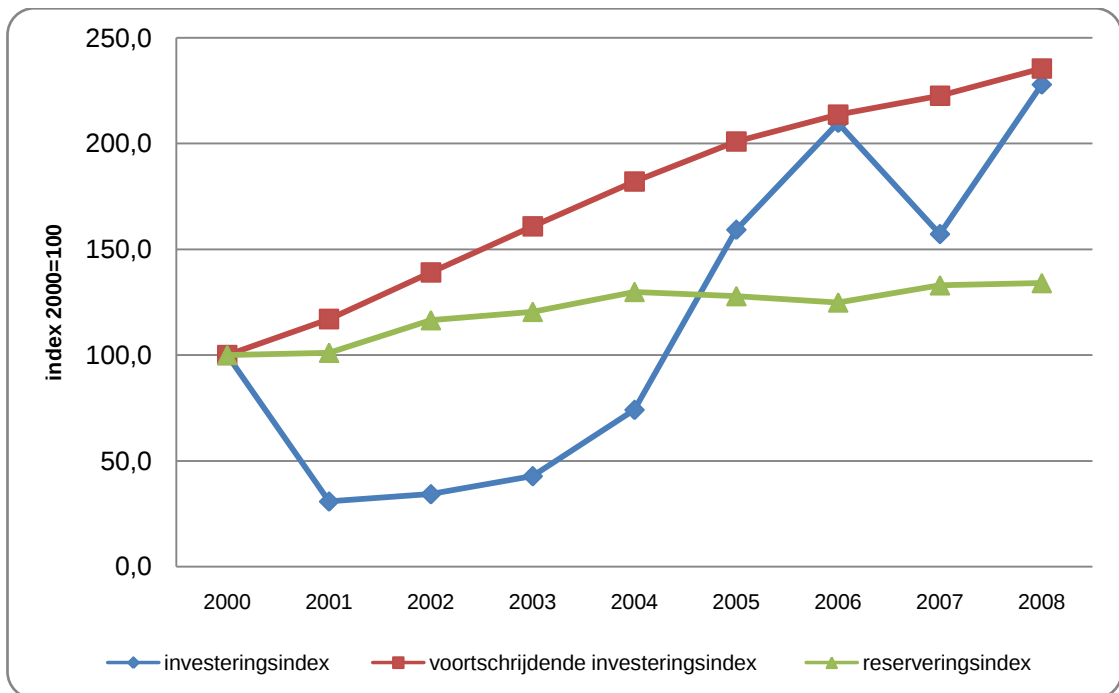
Figuur 16. De investeringen in het Belgisch aardgasvervoersnet (in MEUR'2008).



- (123) Uitgenomen voor de uitschieter in 1998 (aanleg van de vTn-leiding), fluctueren de jaarlijkse investeringsbedragen in de periode 1990-2004 rond de 50 MEUR'2008. Het is vanaf 2004 dat de investeringsbudgetten systematisch worden opgetrokken. Volgens het indicatieve investeringsprogramma van Fluxys zou het gemiddeld investeringsbudget 280 MEUR'2008 bedragen in de periode 2008-2017 (www.fluxys.net).
- (124) In de vier jaar na de start van de vrijmaking van de aardgasmarkt zijn de investeringen beperkt en dit weerspiegelt zich in de beschikbare invoercapaciteiten die tot op heden op verschillende interconnecties (bijv. te 's Gravenvoeren en Eynatten) kampen met contractuele congestie¹⁰.
- (125) In Figuur 17 worden investeringsevoluties uit Figuur 16 onder vorm van een index weergegeven en aangevuld met de index van de reservaties van ingangscapaciteit.

¹⁰ Zie studie CREG "Monitor Invoerscapaciteit Aardgas 2008".

Figuur 17. Investerings versus reservaties van ingangscapaciteit (index 100 in 2000).



In de periode 2000-2004 ligt de groei van de capaciteitsvraag boven de investeringsindex. Daarna hernemen de investeringen zich en ligt de groeifactor van de investeringen boven de groeifactor van de capaciteitsvraag.

2.9. Invoercapaciteit

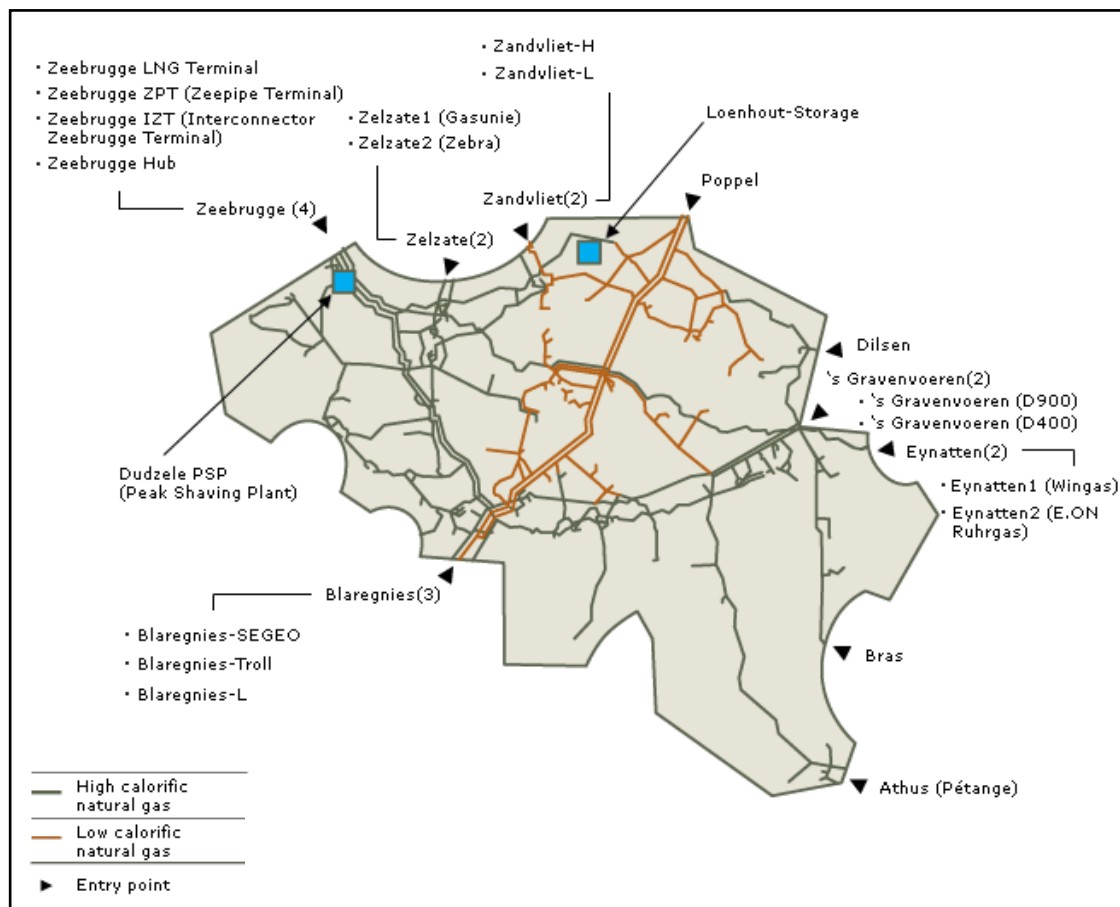
- (126) Zekerheid van aardgasbevoorrading en de toegang voor nieuwe spelers staat of valt voor een invoerland met de graad van interconnectie met de upstream netwerken en de beschikbaarheid van invoercapaciteit. Voor een doorvoerland geldt bijkomend de belangrijkheid van interconnectie met de downstream netwerken. België is zowel invoerder als doorvoerder van belangrijke aardgasvolumes. In dit deel wordt stilgestaan bij enerzijds de koppeling van de vervoersassen met de buurnetten en anderzijds de beschikbaarheid van invoercapaciteit¹¹. Inzake netkoppeling scoort het Belgisch vervoersnet hoog maar op het vlak van beschikbaarheid van invoercapaciteit zijn belangrijke investeringen nodig. Die investeringen zijn momenteel evenwel gepland door de netbeheerder, maar dit belet niet dat er in

¹¹ Zie studie CREG "Monitor Invoercapaciteit Aardgas 2008".

afwachting van de indienstname van deze versterkingen belangrijke ingangspunten blijven kampen met congestie (zie hoofdstuk 8 en 9).

- (127) Figuur 18 geeft een beeld van het aardgasvervoersnet in beheer van Fluxys met een onderscheid tussen het vervoersnet voor H-gas en het vervoersnet voor L-gas. De hoofdassen van het H-gasvervoersnet zijn: de TROLL-leiding en parallel de Vlaamse leiding tussen Zeebrugge en Blaregnies, de vTn-leiding tussen Zeebrugge en Eynatten, de SEGEO-leiding tussen 's Gravenvoeren en Blaregnies. De vTn-leiding is de enige bi-directionele leiding die zowel fysisch in de *forward* modus (van Zeebrugge richting Eynatten als in de *reverse* modus (van Eynatten richting Zeebrugge) kan worden geschakeld. De Dorsales zijn de L-gasleidingen tussen Poppel en Blaregnies. De belangrijke upstreamleidingen zijn: de *Interconnector* tussen het Britse Bacton en Zeebrugge, de *Zeepipe* leiding die de Noorse productievelen verbindt met Zeebrugge en twee Duitse hoofdassen die aansluiten op het Belgisch vervoersnet te Eynatten: de noordelijke WEDAL-leiding in beheer van Wingas en de zuidelijke TENP-leiding in beheer van E.ON Gastransport. De leiding die Emden in het noordwesten van Duitsland verbindt met 's Gravenvoeren en loopt over Nederland is na de *Zeepipe*, een belangrijke leiding voor de aanvoer van Noors aardgas.

Figuur 18. Het aardgasvervoersnetwerk in beheer van Fluxys.



Bron: Fluxys

- (128) De huidige fysische invoerpunten op de landsgrens voor de H-gasmarkt zijn: (i) de LNG-terminal, (ii) de *Zeepipe* terminal (ZPT), (iii) Zandvliet H (sinds medio 2004), (iv) Obbicht (Dilsen), (v) 's Gravenvoeren. Daarnaast is de Interconnector Zeebrugge terminal (IZT) een fysisch invoerpunt vanuit het VK indien de vTn-leiding in de *forward* modus is geschakeld en alternatief zijn Eynatten 1 (WEDAL) en Eynatten 2 (TENP) fysische invoerpunten indien de vTn-leiding in de *reverse* modus is geschakeld¹². Het interconnectiepunt te Eynatten is hoofdzakelijk geboekt voor doorvoer zowel in *reverse* (invoer uit Duitsland) als *forward* (uitvoer naar Duitsland). Andere grenspunten kunnen eventueel conditioneel worden aangewend als

¹² Gezien de verschuiving van het VK naar een positie van netto-invoerder en de verschuiving naar een bevoorrading vanuit het oosten, is het meest waarschijnlijk dat de vTn-leiding steeds meer in de *reverse* modus wordt geschakeld. In ieder geval is het meest waarschijnlijk dat op het piekvraagmoment Eynatten een fysisch invoerpunt is. Buiten het piekvraagmoment zal de modus afhankelijk zijn van het al dan niet aanwenden van de *Interconnector* voor de *baseload* bevoorrading van het VK ofwel voor arbitrage. Indicaties geven aan dat vooral de BBL-leiding gebruikt wordt voor de *baseload* bevoorrading van het VK en de *Interconnector* voor trading (arbitrage cf. Hub Zeebrugge).

ingangspunt door capaciteitsboeking in tegenstroom (*backhaul*)¹³. De opslagcapaciteit van Loenhout en de piekbesnoeiingsinstallatie (*Peak Shaving Plant* – PSP) van Dudzele zijn ook ingangspunten van het H-gasvervoersnet en dit vooral voor de levering van een piekdebiet.

Er zijn tevens twee directe leidingen¹⁴ voor H-gas tussen een verbruikssite in België en een vervoersnet in het buitenland: (i) de directe leiding te Momignies die het bedrijf “Verrerie de Momignies” rechtstreeks verbindt met het netwerk van GRTgaz en in beheer van Fluxys en (ii) de directe leiding die de BASF-site te Antwerpen rechtstreeks verbindt met het netwerk van het Nederlandse GTS (GasTransportServices) en in beheer van Wingas (de BASF-site is evenwel tevens verbonden met het vervoersnet van Fluxys).

- (129) De huidige fysische invoerpunten langs de landsgrens voor de L-gasmarkt zijn Poppel en in beperkte mate Zandvliet L. Blaregnies L is een conditioneel ingangspunt waar L-gas voor de Franse markt eventueel kan worden tegengeboekt voor de Belgische markt (“backhaul”). De aardgastransformatoren van Lillo en Loenhout zijn ook ingangspunten van het L-gasvervoersnet (die gevoed worden via het H-gasvervoersnet) en dit voor de levering van een piekdebiet. Zandvliet L kan niet als ingangspunt worden gebruikt tijdens de piekvraag als de aardgastransformator van Lillo in gebruik is¹⁵.

Er is tevens een directe leiding voor L-gas te Veldwezelt die de verbruikssite van de siersteenbakkerij Heylen rechtstreeks verbindt met een lokaal distributienet In Nederlands Limburg.

¹³ Tot op heden biedt de netbeheerder enkel voorwaardelijke backhaulcapaciteit aan. Gezien deze capaciteit niet vast is, kan ze niet worden opgenomen in de begroting van de voorziene vaste ingangscapaciteit. Er wordt aanbevolen om via contractuele netbeheerinstrumenten (zie voorstel van nieuwe gedragscode) zekerheden te verkrijgen van de *forward* gasstromen waardoor op relevante uitgangspunten aan de grens toch ook vaste ingangscapaciteit zou kunnen worden aangeboden.

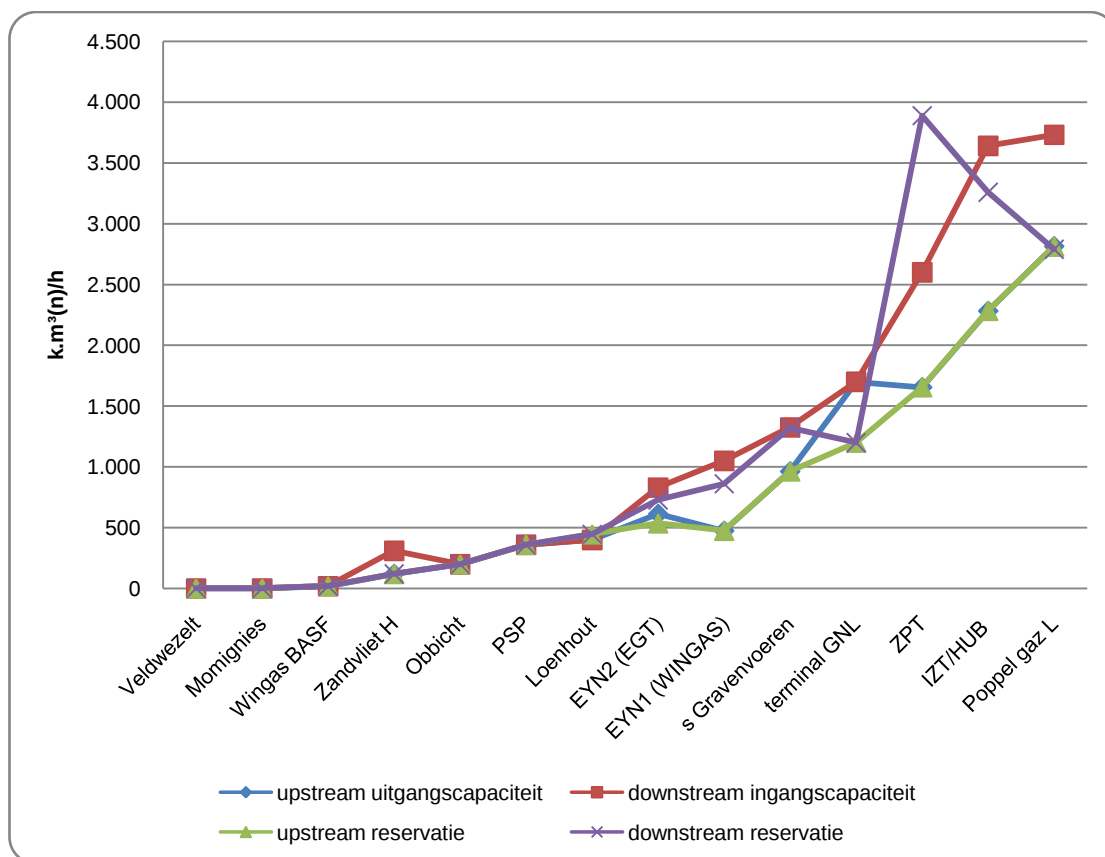
¹⁴ In voorliggende studie wordt de aardgasvoorziening, de bevoorradingszekerheid en de infrastructuurontwikkeling behandeld vanuit de visie dat al de aardgasklanten op Belgische bodem deel uitmaken van één nationaal aardgassysteem en dat er geen “eilanden” zijn in het systeem.

¹⁵ De reden hiervoor kan vereenvoudigend als volgt worden samengevat. De druk te Zandvliet-L bedraagt maximaal 40 bar en de uitzenddruk van de aardgastransformator van Lillo bedraagt 53 bar. Indien bij gebruik van de aardgastransformator van Lillo het ingangspunt Zandvliet L niet zou worden afgesloten, zou L-gas richting Nederland stromen.

- (130) Het H-gasvervoernet is vermaasd, weliswaar in verschillende mate, over heel het land uitgezonderd in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest wordt uitsluitend bevoorraad in L-gas. Het L-gasvervoersnet is vermaasd, maar concentreert zich, naast Brussel, vooral in de provincies Antwerpen, Limburg, Vlaams-Brabant, Waals-Brabant en Henegouwen. In de provincies West-Vlaanderen, Oost-Vlaanderen en Luxemburg is er geen L-gasvervoersnet.
- (131) In vergelijking met de buurlanden scoort het Belgische vervoersnet zeer goed op vlak van interconnecties en dit zeker in verhouding met de omvang van de nationale aardgasmarkt. Buiten de twee LNG-terminals beschikt de noord-Franse H-gasmarkt over slechts drie relevante fysische invoerpunten: (i) de terminal van de *offshore* Franpipe te Duinkerke, (ii) het grenspunt te Blaregnies/Taisnières met België voor de invoer van H-gas via de TROLL en de SEGEO-leiding en (iii) het grenspunt met het Duitse vervoersnet te Obergailbach/Medelsheim waar ondermeer Russisch aardgas binnenkomt via de MEDAL-leiding. Recent heeft Frankrijk ook een interconnectie met Spanje. Het Nederlandse vervoersnet kent één geconcentreerde aardgasroute vanuit het noorden. Het enige invoerknooppunt situeert zich te Emden/Oude Statenzijl in het noordoosten van Nederland¹⁶. Ook het Britse vervoersnet is tot heden sterk afhankelijk van het aanmeerpunt in het Schotse Sint-Fergus, maar kent een groeiende ontsluiting via het zuidelijke gelegen Bacton (*Interconnector* tussen Bacton en Zeebrugge, en BBL tussen Bacton en het Nederlandse Balgzand) en Easington (verbinding met de Noorse velden).
- (132) Figuur 19 geeft per ingangspunt: a) de uitgangscapaciteit in het aanliggende netwerk (c.q. uitzendcapaciteit van de LNG-terminal of de opslaginstallaties) en de vaste reservatie van deze capaciteit en b) de ingangscapaciteit in het Belgisch vervoersnet en de vaste reservatie van deze capaciteit.

¹⁶ Dit belangrijk knooppunt, ook voor de bevoorrading van België vanaf midden 2011, verbindt het GTS-netwerk met het noordduitse netwerk van de Duitse vervoersnetbeheerder BEB dat trouwens in 2007 in handen is gekomen van de Nederlandse vervoersnetbeheerder GTS.

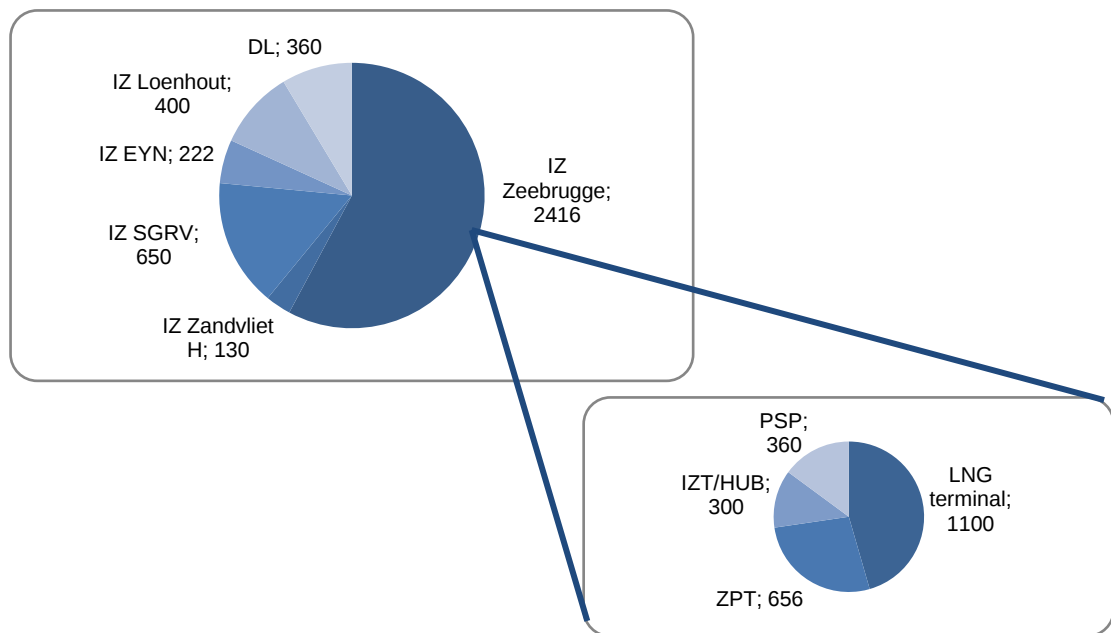
Figuur 19. Overzicht upstream/downstream situatie op de interconnecties van het Belgisch vervoersnet (H+L, in $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$, vaste capaciteit, inclusief de drie directe leidingen).



- (133) In Figuur 20 wordt een verdeling van de vaste fysieke ingangscapaciteit voor de Belgische H-gasmarkt weergegeven die voor 2008 begroot is op $3.840 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}^{17}$. Enkel de vaste ingangscapaciteit wordt in rekening genomen.

¹⁷ Dit is de toestand op 1 mei 2008 na de uitbreiding van de capaciteit op de LNG-terminal die in dienst werd genomen op 1 april 2008 (zie hoofdstuk 8).

Figuur 20. De vaste fysieke ingangscapaciteit per ingangszone voor H-gas voor de nationale markt (k.m³(n)/h vast, 1 mei 2008).



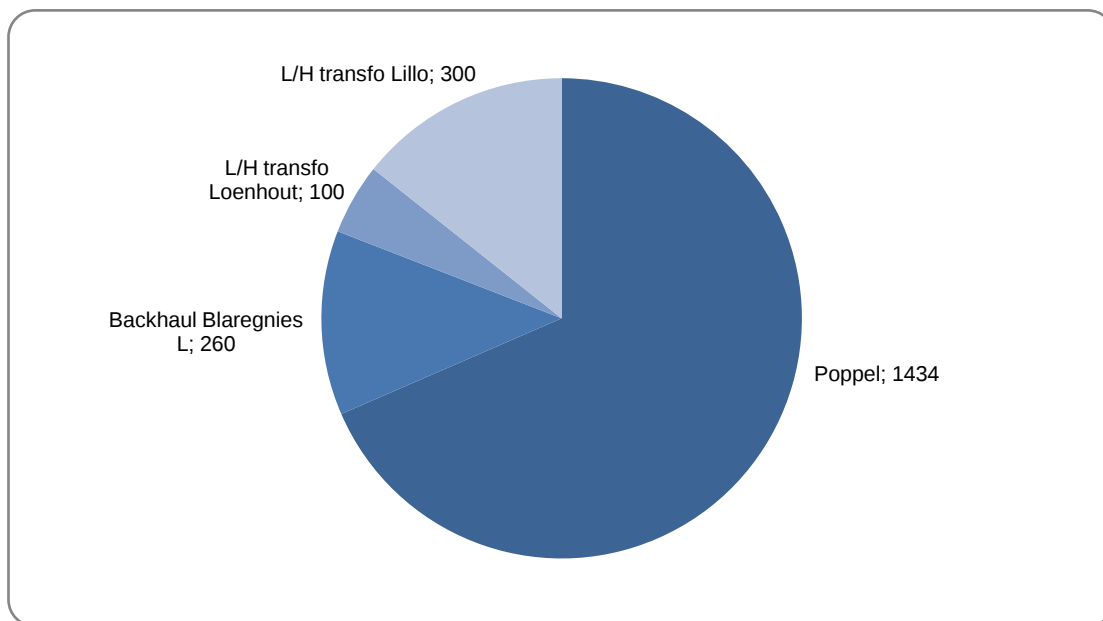
IZ: ingangszone; DL: directe leidingen (Momignies en Wingas)

- (134) In Figuur 21 wordt een verdeling van de vaste fysieke ingangscapaciteit voor de Belgische L-gasmarkt weergegeven die voor 2008 begroot is op 2.094 k.m³(n)/h. De opname van de backhaul te Blaregnies in deze figuur is betwistbaar omdat het een tegenstroom betreft door GDF SUEZ op haar eigen doorvoerstromen naar Frankrijk om haar eigen klanten in België te bevoorraden. Het is evenwel zo dat zonder deze tegenstroom er onvoldoende capaciteit te Poppel voor de Belgische markt beschikbaar zou zijn¹⁸. Aangezien het L-gasdebat¹⁹ lopende is, wordt in het kader van overgangsregelingen, deze capaciteit hier in rekening gebracht.

¹⁸ Tot nader order wordt gerekend op een bijstand van doorvoer via Blaregnies voor de bevoorrading van de Belgische L-gasmarkt (zie hoofdstuk 9).

¹⁹ Zie de activiteiten van de "Task Force L-gas" van de FOD Economie (bestuur Energie).

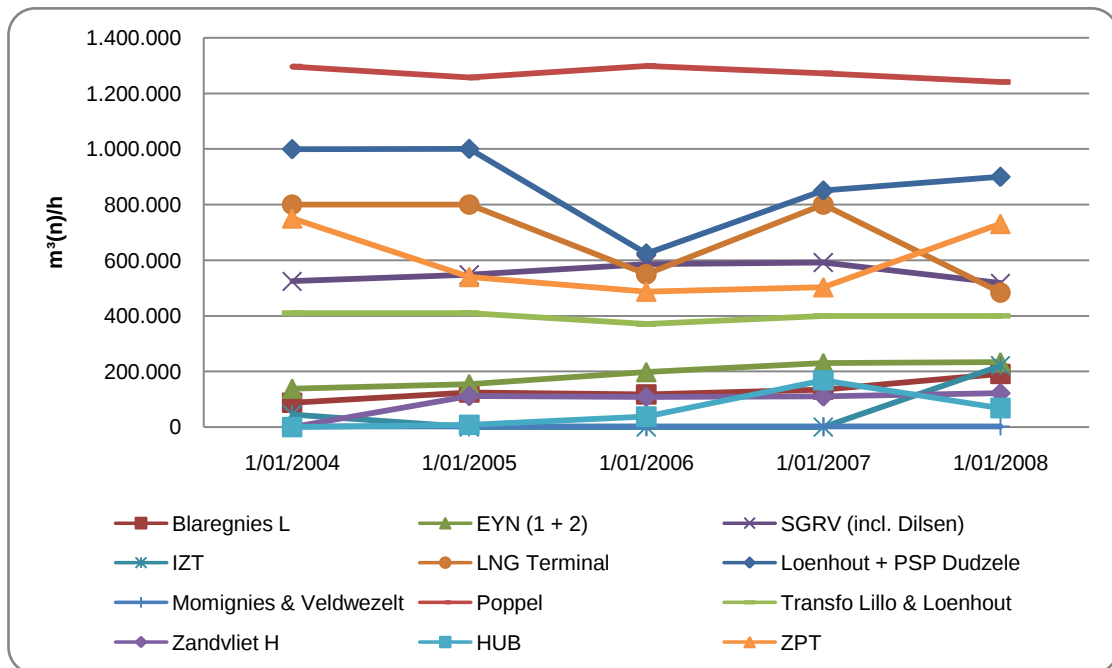
Figuur 21. De vaste fysische ingangscapaciteit per ingangspunt voor de nationale L-gasmarkt (k.m³(n)/h vast, 1 mei 2008).



2.10. Capaciteitsreservaties

- (135) In Figuur 22 wordt de evolutie van de daadwerkelijk verkochte (door bevrachters onderschreven) vaste ingangscapaciteit weergegeven voor de nationale markt.

Figuur 22. De evolutie van de onderschreven vaste ingangscapaciteit voor de nationale markt 2004-2008 (H+L, in m³(n)/h).

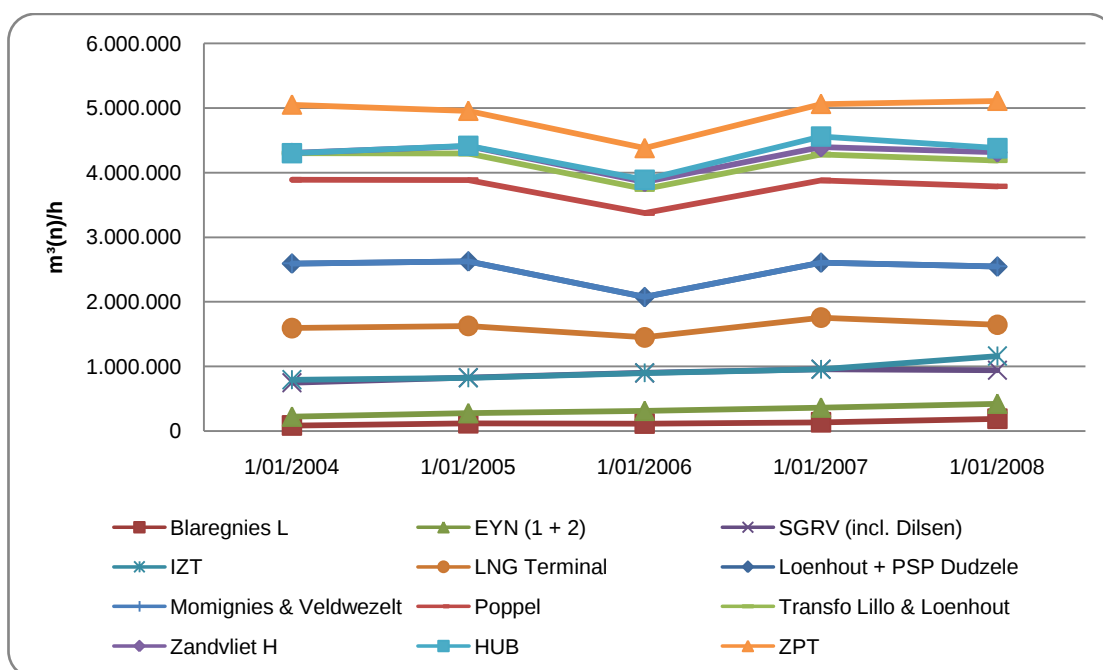


Er zijn enerzijds ingangspunten die een stabiele verkoop van vaste capaciteit kennen en anderzijds zijn er ingangspunten waarvan de capaciteitsverkoop schommelt over de jaren. Aangezien de L-gasmarkt afhankelijk is van het ingangspunt Poppel is de reservatie op dit punt stabiel rond een gemiddelde van 1.273 k.m³(n)/h/j. De vraaggroei wordt opgevangen door de verkoop van ingangscapaciteit in tegenstroom (*backhaul*) op het uitgangspunt met Frankrijk te Blaregnies. Daar stijgt de verkochte vaste capaciteit met een factor 2,2 van 87 k.m³(n)/h/j in 2004 tot 191 k.m³(n)/h/j in 2008.

De capaciteitsreservatie op ZPT schommelt over de jaren. De reservatie daalt van 750 k.m³(n)/h/j in 2004 tot 487 k.m³(n)/h in 2006 om vervolgens weer te stijgen tot 730 k.m³(n)/h in 2008. In Eynatten neemt de reservatie geleidelijk toe van 138 k.m³(n)/h in 2007 tot 233 k.m³(n)/h in 2008. Voor 's Gravenvoeren geldt dan weer een fluctuerend boekingspatroon rond gemiddeld 553 k.m³(n)/h/j. De Hub Zeebrugge en IZT kennen een sterk variërend boekingsprofiel met jaren zonder vaste boekingen.

- (136) In Figuur 23 worden de daadwerkelijk verkochte (door bevrachters onderschreven) vaste ingangscapaciteit voor de nationale markt gecumuleerd over de ingangspunten.

Figuur 23. De cumulatieve evolutie van de onderschreven vaste ingangscapaciteit voor de nationale markt 2004-2008 (H+L, in m³(n)/h).

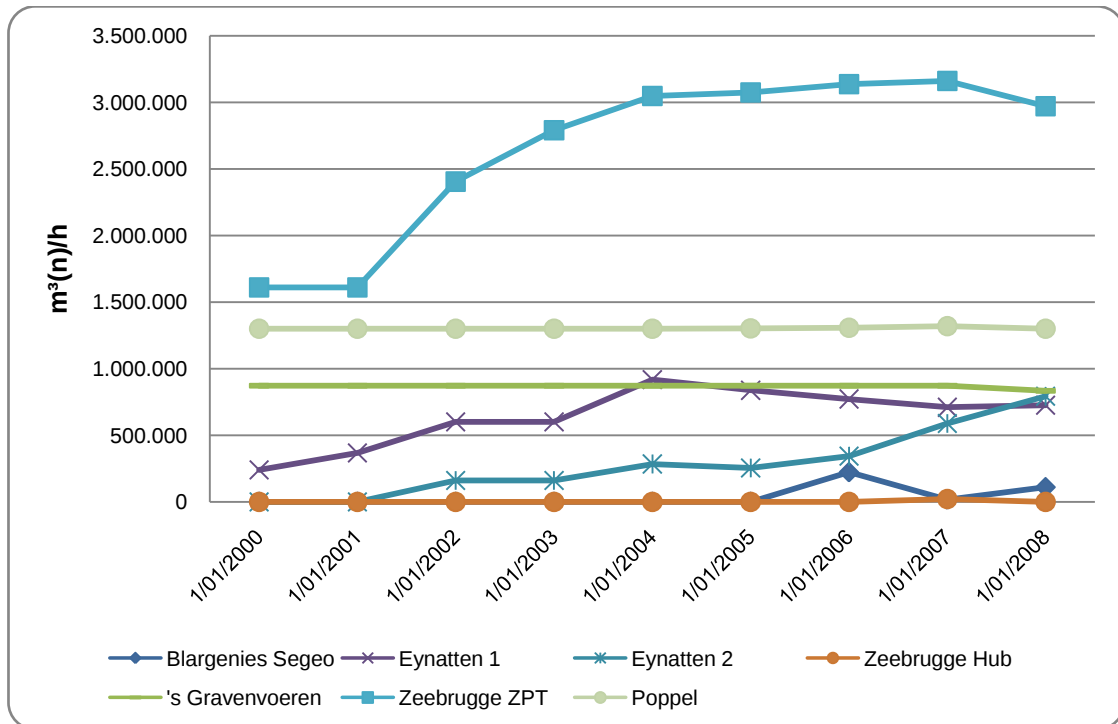


De totale onderschrijving van vaste ingangscapaciteit bedraagt gemiddeld 4.910 k.m³(n)/h/j in de beschouwde periode. De terugval in 2006 wordt hoofdzakelijk verklaard door de verkoop van onderbreekbare, in plaats van vaste, uitzendcapaciteit van de ondergrondse opslag te Loenhout en de PSP te Dudzele. Dit in rekening gebracht lijkt de verkochte vaste ingangscapaciteit voor de nationale markt te stagneren. Dit is niet verrassend gezien de stagnatie van de aardgasvraag in de afgelopen vijf jaar (zie hoofdstuk 2).

Gemiddeld is 28,6% van de verkochte ingangscapaciteit bestemd voor de invoer van L-gas.

- (137) In Figuur 24 wordt de daadwerkelijk verkochte (door doorvoerbevrachters onderschreven) vaste ingangscapaciteit voor doorvoer weergegeven.

Figuur 24. De evolutie van de onderschreven vaste ingangscapaciteit voor doorvoer 2000-2008 (H+L, in m³(n)/h).



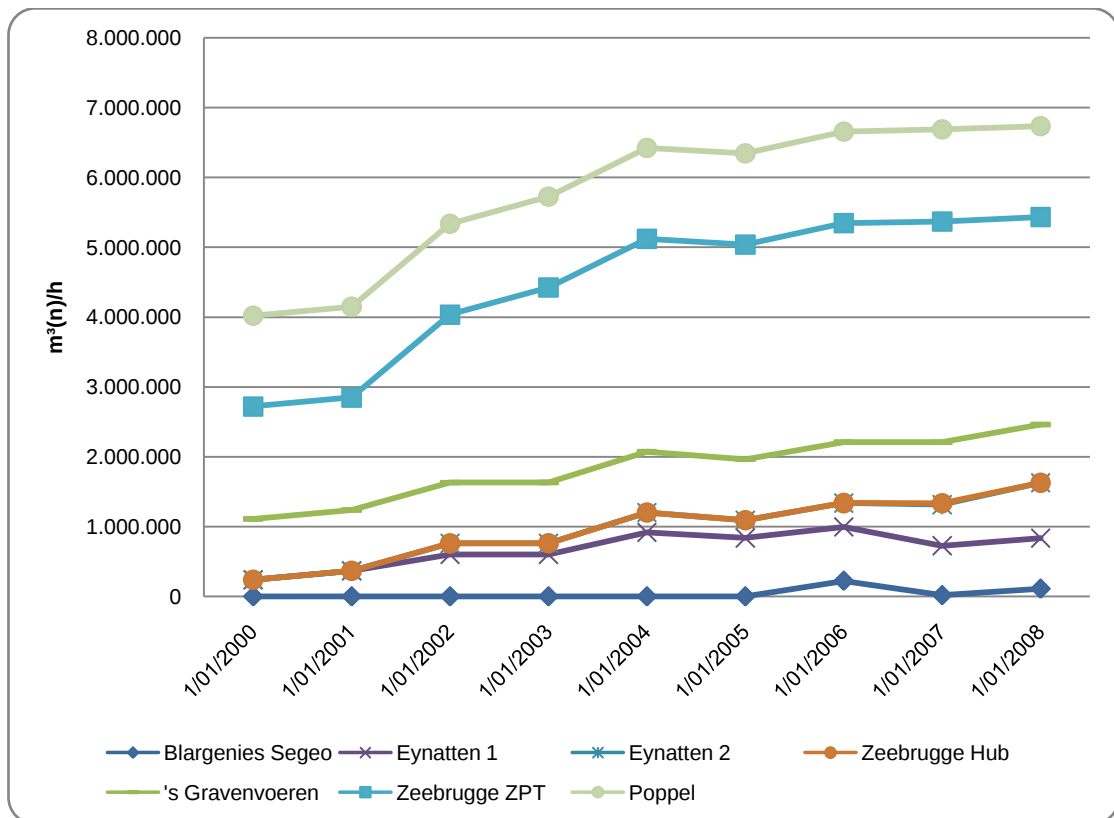
De verkoop van vaste ingangscapaciteit op ZPT kent het meest opvallend verloop. In 2000 en 2001 wordt er 1.610 k.m³(n)/h vaste ingangscapaciteit voor doorvoer verkocht op ZPT. Vanaf 2002 wordt een sterk stijgende verkoop vastgesteld tot 3.048 k.m³(n)/h in 2004 met een stabilisatie de volgende jaren. Er wordt bijgevolg meer vaste ingangscapaciteit verkocht dan upstream kan worden gewaarborgd²⁰.

De verkochte vaste ingangscapaciteit voor doorvoer is stabiel op Poppel en 's Gravenvoeren. Doorvoer via EYN2 kent een geleidelijk stijgend verloop terwijl de verkoop via EYN1 lijkt te stagneren vanaf 2004.

- (138) In Figuur 25 worden de daadwerkelijk verkochte (door doorvoerbevrachters onderschreven) vaste ingangscapaciteiten voor doorvoer gecumuleerd over de ingangspunten.

²⁰ Dit betekent een belangrijke overboeking aangezien de offshore Zeepipe-leiding een gegarandeerde capaciteit heeft van 1.655 k.m³(n)/h (en een conditionele piekcapaciteit van 2.100 k.m³(n)/h) en tevens voor 656 k.m³(n)/h geboekt is voor de nationale markt (zie studie CREG "Monitor Invoercapaciteit Aardgas 2008").

Figuur 25. De cumulatieve evolutie van de onderschreven vaste ingangscapaciteit voor doorvoer 2000-2008 (H+L, in m³(n)/h).



De totale onderschrijving van vaste ingangscapaciteit voor doorvoer bedraagt gemiddeld 5.785 k.m³(n)/h/j in de beschouwde periode. In de periode 2000-2004 is een forse groei vast te stellen van 59,6% om daarna te stabiliseren zoals ook was vastgesteld voor de capaciteitsverkoop voor de nationale markt.

Gemiddeld is 22,5% van de verkochte ingangscapaciteit voor doorvoer bestemd voor de doorvoer van L-gas naar Frankrijk.

2.11. Aardgasknooppunt zone Zeebrugge

- (139) De zone Zeebrugge is uitgegroeid tot een belangrijk invoerknooppunt in België, en West-Europa. Getuige hiervan de rol die Zeebrugge heeft gespeeld om aardgasstromen richting het oosten te waarborgen tijdens het Russisch-Oekraïens doorvoerconflict begin 2009.

(140) In Tabel 6 wordt de invoercapaciteit in de zone Zeebrugge begroot.

Tabel 6. Begroting van de invoercapaciteit (jaar) en de debietcapaciteit (uur) van de invoerzone Zeebrugge in 2008.

	invoercapaciteit miljard m ³ (n)/j	debietcapaciteit k.m ³ (n)/h (vast)
LNG-terminal	9	1.700
Interconnector-terminal (IZT)	20	2.283
Zeepipe-terminal (ZPT)	14,5	1.655*
Totaal	43,5	5.638

*conditioneel piekdebiet van 2.100 k.m³(n)/h

Bron: Fluxys, Gassco, Interconnector

De maximale invoercapaciteit in de zone Zeebrugge bedraagt 43,5 miljard m³(n) op jaarbasis en de vaste debietcapaciteit bedraagt 5.638 m³(n)/h. Dit betekent dat de maximale invoercapaciteit in de zone Zeebrugge volgend belang vertegenwoordigt:

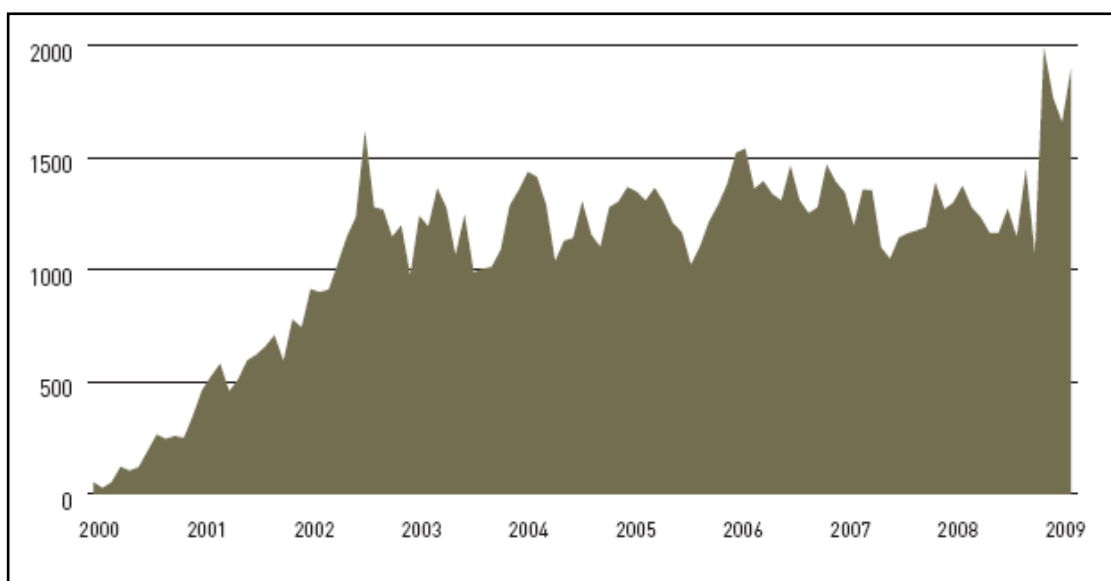
- 2,5x de Belgische aardgasvraag op jaarbasis;
- 9% van de Europese aardgasvraag;
- 23% van de aardgasvraag in Continentaal Noord/West-Europa (België & Luxemburg, Denemarken, Duitsland, Finland, Frankrijk, Nederland, Zweden).

De zone Zeebrugge is het belangrijkste invoerknooppunt van de EU-27 in de rangschikking volgens het gecombineerd criterium volume/debiet en diversificatie van aanvoerbronnen. Bovendien zijn de aanvoerlijnen (en de afvoerlijnen) voor Zeebrugge weinig geopolitiek gevoelig (Noorwegen, Verenigd Koninkrijk, LNG hoofdzakelijk uit Qatar maar cargo's van over de hele wereld kunnen aanmeren).

2.12. Hub Zeebrugge

- (141) Gezien het fysisch belang van Zeebrugge als invoerpunt is het niet verrassend dat Zeebrugge is uitgegroeid als een commercieel centrum voor de kortetermijnhandel in aardgas. Einde 2008 kende de Hub Zeebrugge 72 leden. In Figuur 26 wordt de evolutie weergegeven van de netto verhandelde dagvolumes op de Hub Zeebrugge (zie bijlage 2 voor gemiddelde aardgasprijzen).

Figuur 26. Evolutie van de netto verhandelde dagvolumes op de Hub Zeebrugge (in GWh).



Bron: Fluxys

Het gemiddeld netto verhandeld volume bedroeg in 2008 1.381,3 GWh (12,8% meer dan in 2007) en de gemiddelde fysische transactie bedroeg 275.6 GWh (14,0% meer dan in 2007). Op 22 oktober 2008 werd een piek genoteerd van het netto verhandelde gasvolume ten belope van 2.405 GWh (ongeveer 207 miljoen m³(n)). Dit komt overeen met bijna 6 keer het volume hoogcalorisch aardgasverbruik in België op diezelfde dag.

Op jaarbasis bedroeg het netto verhandeld volume op de Hub 505,6 TWh (43,5 miljard m³(n)) in 2008 (12,8% hoger dan in 2007). Dit volume komt overeen met meer

dan 2,5x het aardgasverbruik in België. Deze statistieken geven aan dat de Hub Zeebrugge een belangrijke bron is voor liquiditeit en flexibiliteit (zie 7.5)²¹.

²¹ Zie studie CREG betreffende voorstellen om de liquiditeit op de hub van Zeebrugge te verbeteren en dit naar analogie van de inmiddels opgerichte elektriciteitsbeurs BELPEX teneinde een gezonde marktwerking voor de verhandeling van gasblokken te bewerkstelligen.

3 Recente ontwikkelingen van de aardgasvraag

(142) Vooraleer over te gaan tot het ontwikkelen van vooruitzichten van de aardgasvraag wordt in dit hoofdstuk een beeld gegeven van het eindverbruik van aardgas in de periode 2004-2008. De maandelijkse afnameprofielen zijn de invalshoek voor deze bespreking. Dit laat toe om zowel de evolutie van het totaal jaarlijks aardgasverbruik te beoordelen als het seizoenverloop van de aardgasvraag. Zo kan hier reeds worden verwezen naar één van de specifieke behoeften van de aardgasmarkt, de behoefte aan seizoenbalancerings.

(143) Er wordt vertrokken van meetgegevens geleverd door de netbeheerder Fluxys die gebundeld worden tot specifieke kerngegevens. Zowel de afnamen van hoogcalorisch aardgas als laagcalorisch aardgas worden opgenomen. De aardgasafnamen worden uitgedrukt in GWh. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen volgende verbruikscategorieën:

- GOS: de afnamen op de geaggregeerde ontvangstations van de distributienetten. Het betreffen afnamen voor de huishoudens, de commerciële en dienstensector en de industrie op het distributienet.
- TI: de afnamen voor de industrie die rechtstreeks verbonden is aan het vervoersnet.
- TE: de afnamen voor de elektriciteitscentrales.

De totale Belgische aardgasafname voor eindgebruik (TOT) is de som van de afnamen op de distributienetten (GOS), de afnamen door de industrie (TI) en de afnamen door de elektriciteitscentrales (TE).

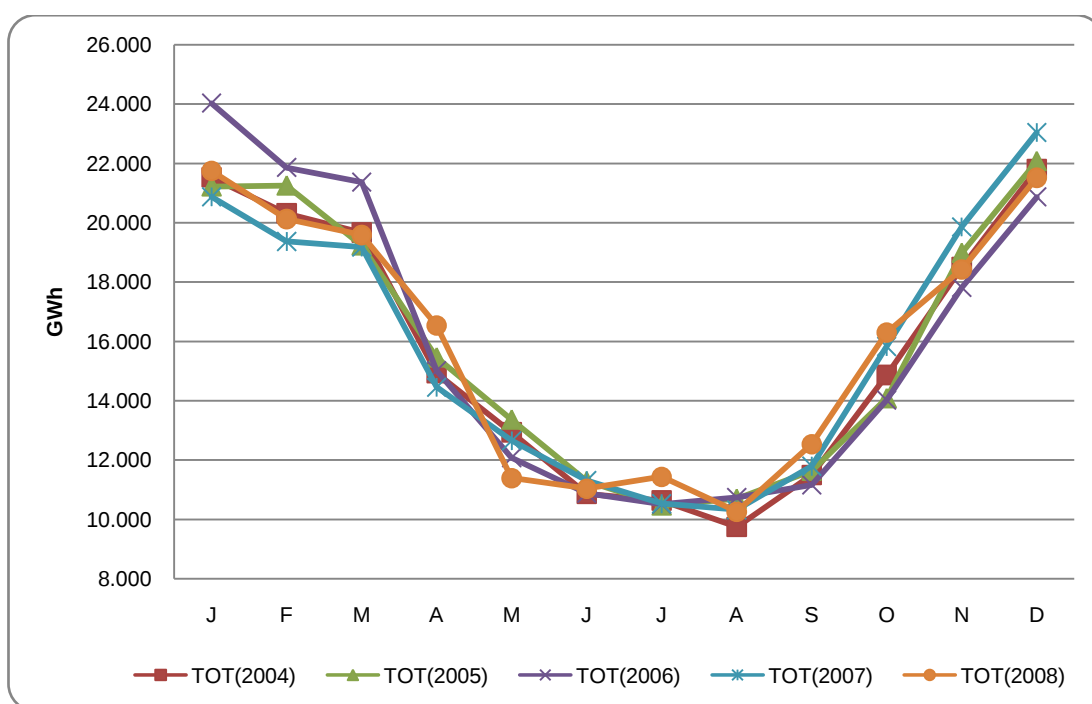
Het betreft gemeten aardgasafnamen die in deze analyse worden gelijk gesteld aan verbruiken.

3.1. Totaal Belgisch aardgasverbruik

Aardgasverbruik

(144) In Figuur 27 wordt maandelijks afnameprofiel van het Belgisch aardgasverbruik voorgesteld. Het afnameprofiel kent een typisch seizoenverloop dat jaarlijks terugkeert. Er worden slechts kleine profielvariaties vastgesteld in de maandelijkse aardgasafnamen over de periode 2004-2008.

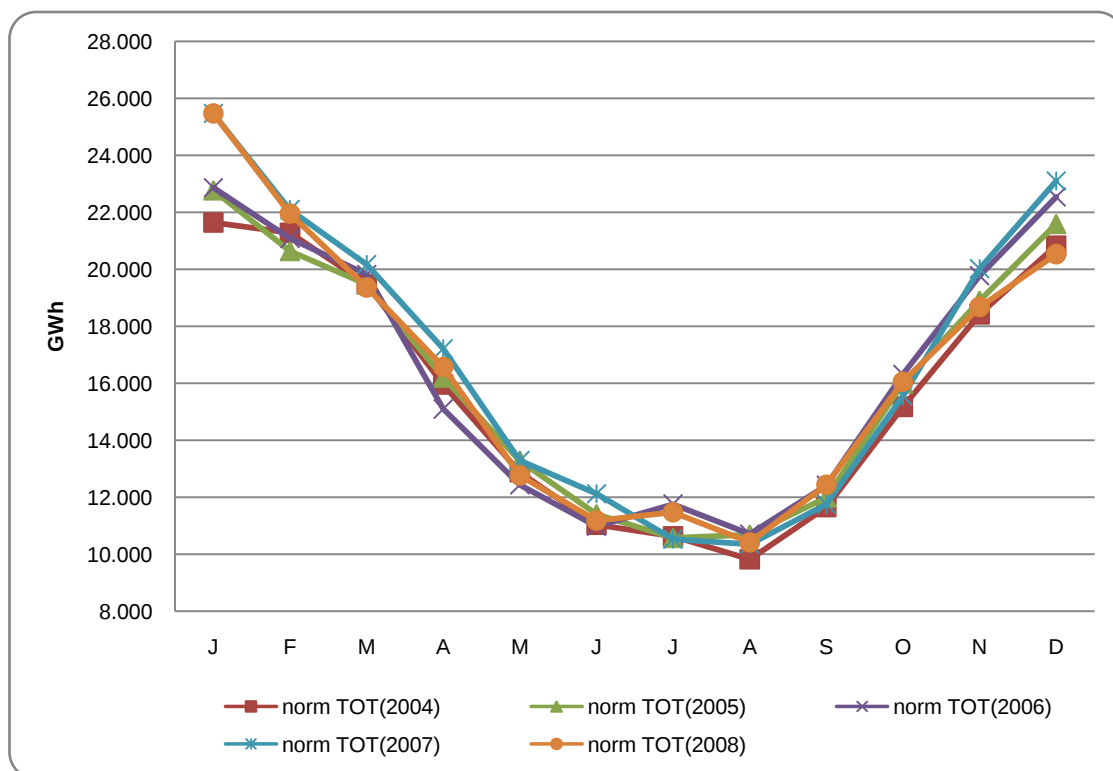
Figuur 27. Het maandelijks afnameprofiel van het Belgisch aardgasverbruik 2004-2008 (H+L, in GWh).



(145) De relatieve stabiliteit van het afnameprofiel wordt vooral gedragen door het stabiel verloop van de “equivalente graaddagen”²² en de belangrijke aanwending van aardgas voor ruimteverwarming (ongeveer 80% van het aardgasverbruik door de huishoudens en de commerciële en dienstensector is bestemd voor ruimteverwarming). In Figuur 28 worden de aardgasafnameprofielen voorgesteld na correctie voor temperatuurschommelingen.

²² Equivalente graaddagen (GRDeq) zijn een indicator voor de behoeften aan ruimteverwarming. Voor een verdere toelichting en een bespreking van de wijze waarop aardgasverbruiken gecorrigeerd worden voor temperatuurschommelingen (temperatuursnormalisatie of kortweg $t^{\circ}\text{norm}$) wordt verwezen naar Bijlage 1.

Figuur 28. Het maandelijks afnameprofiel van het Belgisch aardgasverbruik 2004-2008 (H+L, t°norm, in GWh).



- (146) De relatieve stabiliteit van het afnameniveau weerspiegelt het stagnerende aardgasverbruik in de afgelopen vijf jaar.

Tabel 7. Totaal Belgisch aardgasverbruik in de periode 2004-2008 (H+L, in GWh).

	verbruik	groei	verbruik (t°norm)	groei
2004	187.297		190.072	
2005	189.825	+1,35%	195.027	+2,61%
2006	190.364	+0,28%	196.213	+0,61%
2007	189.267	-0,99%	202.451	+3,18%
2008	190.915	+0,87%	197.811	-2,29%

Hoewel de gemeten aardgasafname licht is toegenomen in 2008 (+0,87%) is er onderliggend toch een afname vast te stellen in de structurele vraagevolutie. Gecorrigeerd voor temperatuurverschillen is de vraag afgenomen met 2,29%. Na een periode van stagnatie is deze kentering in 2008 vooral te wijten aan de terugval van de industriële activiteiten in de laatste trimester (zie 3.4).

De maandafnamen in 2008, het basisjaar voor de vooruitzichten in deze studie, volgen het gemiddeld profiel 2004-2008. In mei wordt een lagere afname vastgesteld dan normaal terwijl de afname in juli weer hoger ligt. Deze fluctuatie is hoofdzakelijk afkomstig van de industriële aardgasvraag en de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie (zie 3.4 en 3.5). Vanaf november 2008 treedt er een kentering op van de aardgasvraag vanwege de sterke terugval van de industriële activiteiten.

(147) Tabel 8 geeft de verdeling van het totaal aardgasverbruik voor H-gas en L-gas.

Tabel 8. Verdeling van het totaal Belgisch aardgasverbruik over H-gas en L-gas in de periode 2004-2008 (in GWh).

	verbruik	H-gas	L-gas
2004	187.297	133.587 (71,3%)	53.710 (28,7%)
2005	189.825	136.655 (72,0%)	53.170 (28,0%)
2006	190.364	136.689 (71,8%)	53.675 (28,2%)
2007	189.267	138.162 (73,0%)	51.105 (27,0%)
2008	190.915	137.531 (72,0%)	53.384 (28,0%)

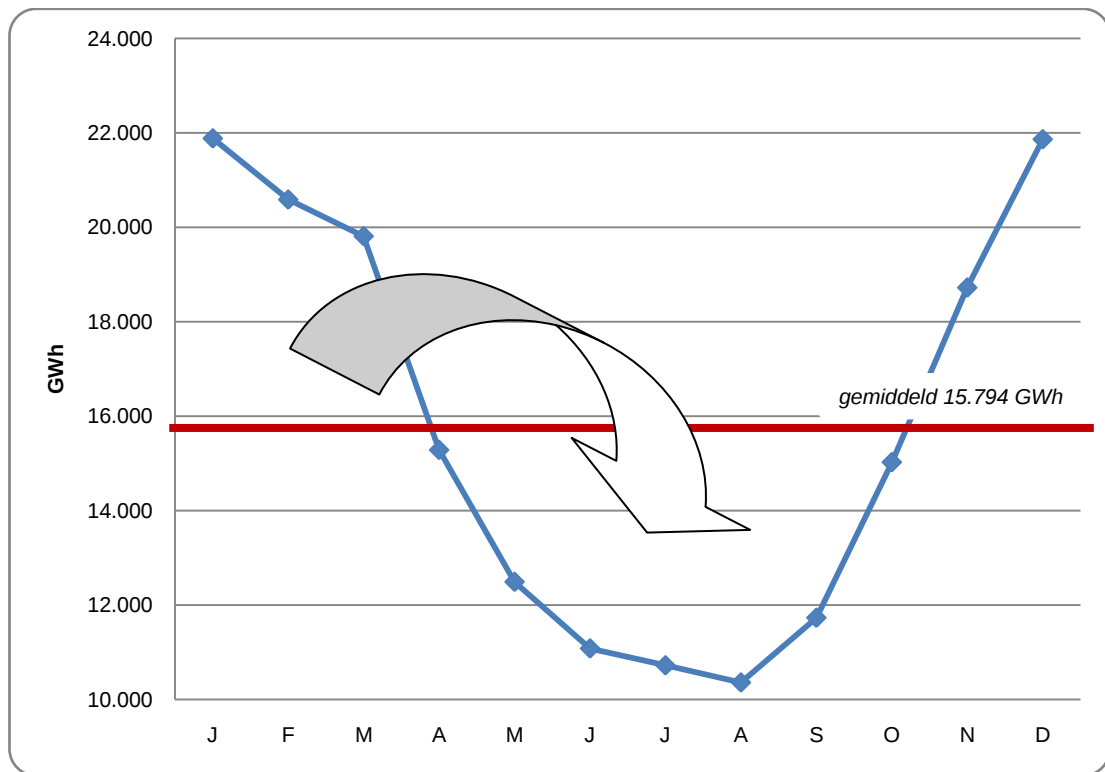
Het verbruik op de H-gasmarkt bedraagt gemiddeld 72% van het totaal Belgisch aardgasverbruik. De L-gasmarkt is goed voor gemiddeld 28% van het totaal Belgisch aardgasverbruik.

Seizoenprofiel

(148) De gemiddelde maandafname van aardgas in de periode 2004-2008 bedraagt 15.794 GWh. De balanceringsbehoefte rond dit gemiddelde bedraagt 23.878 GWh. Deze balanceringsbehoefte bedraagt 12,6% van het totaal jaarlijks aardgasverbruik. De behoefte is een indicator voor de noden aan seizoenbalancing. Zowel het beheer van eventuele overschotten tijdens de zomer als tekorten in de winter vragen een specifiek portefeuillebeheer van de aardgasleveranciers en –bevrachters. Seizoenschommelingen kunnen worden opgevangen door een mix van instrumenten waaronder aardgasopslag al dan niet binnen België (Loenhout voor H-gas), flexibiliteit in de langetermijn bevoorradingscontracten (zie vooral voor L-gas), swaptransacties

tussen Belgische markt en doorvoermarkt en kortlopende aankopen en verkopen van aardgas (bijv. op de Hub Zeebrugge).

Figuur 29. Het gemiddeld maandprofiel van het Belgisch aardgasverbruik in de periode 2004-2008 met indicatie van de behoefte aan seizoenbalancerings (H+L, in GWh).



- (149) De afname in de zeven opeenvolgende maanden van april tot oktober liggen onder de gemiddelde maandafname. De afname in de vijf opeenvolgende maanden november tot maart liggen boven de gemiddelde maandafname. In deze vijf maanden wordt gemiddeld 54,26% van het jaarverbruik genoteerd.
- (150) Gemiddeld is januari de maand met de piekafname (gemiddeld 21,880 GWh). Gemiddeld is augustus de maand met de laagste afname (gemiddeld 10,358 GWh). Piekmaand en dalmaand verhouden zich met een faktor 2,11.
- (151) Gezien de sterke temperatuursgevoeligheid van het afnamprofiel variëren de aandelen van de verschillende sectoren sterk over de maanden. Gemiddeld bedraagt de aardgasafname op het distributienet 42% van het totaal verbruik, 28% is bestemd

voor de industrie (verbonden aan het vervoersnetwerk) en 30% is bestemd voor de elektriciteitscentrales. In de piekmaand is de verdeling 58% (distributienet), 21% (industrie) en 21% (elektriciteitscentrales). In de dalmaand is de verdeling 26% (distributienet), 35% (industrie) en 38% (elektriciteitscentrales).

- (152) Deze verdeling moet genuanceerd worden vanuit het oogpunt van benutting van het vervoersnet omdat er in de zomermaanden belangrijke aardgasstromen (maximaal 250 k.m³(n)/h) zijn om de ondergrondse opslag te Loenhout te vullen. Naarmate de afnamen voor de industrie en de elektriciteitscentrales groeien en de vraag op de distributienetten zich stabiliseert, of althans minder sterk groeit gezien de maturiteit van deze afnamesector (hoge aardgaspenetratie), wordt de relatieve temperatuursgevoeligheid afgezwakt. In deze zin zal de groeiende aardgasvraag niet leiden tot een proportioneel groeiende behoefte aan opslagcapaciteit of seizoenbalancerings in het algemeen.

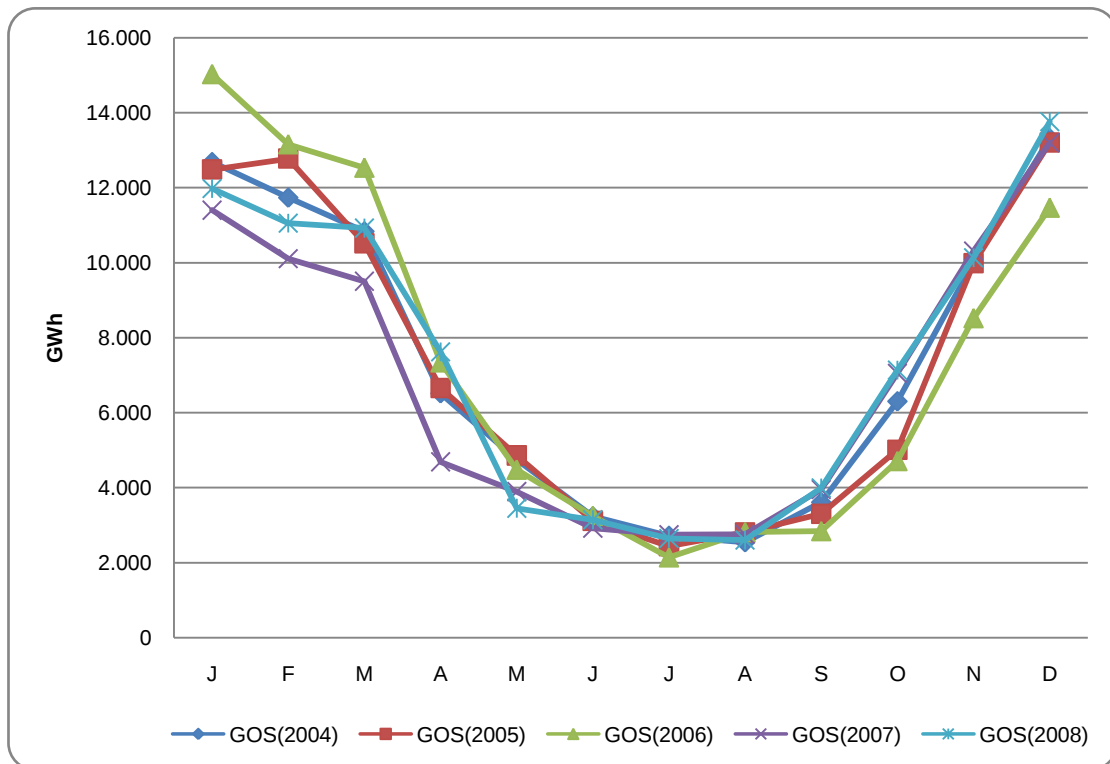
3.2. Aardgasverbruik op de distributienetten

Aardgasverbruik

- (153) De afnamen op het distributienet zijn bestemd voor de huishoudens (ongeveer 56%), de commerciële en dienstensector (ongeveer 27%) en de doorgaans kleinere industrie (lagere leveringsdruk dan voor de industrie op het vervoersnetwerk) (17%).

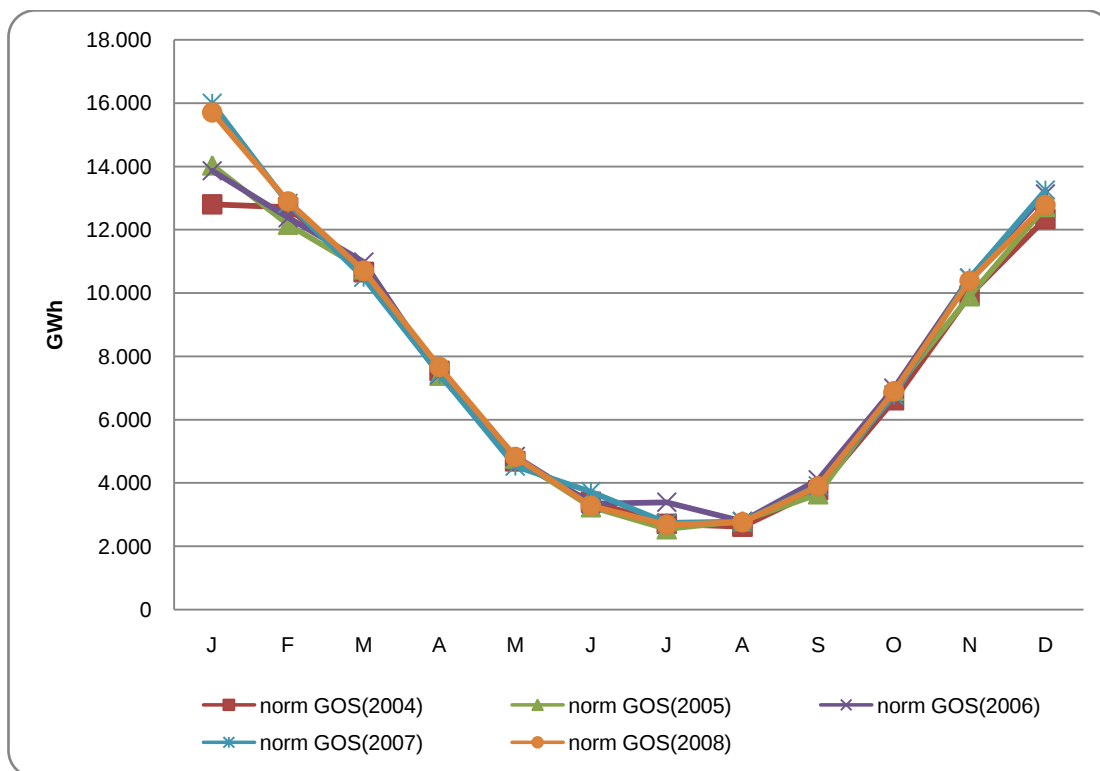
Gemiddeld wordt ongeveer 19% van de industriële aardgasvraag verbruikt via het distributienet en 81% rechtstreeks via het vervoersnet.

Figuur 30. Het maandelijks afnameprofiel van het aardgasverbruik op het distributienetten 2004-2008 (H+L, in GWh).



- (154) Het afnameprofiel van het distributienetten is sterk temperatuurafhankelijk gezien aardgas vooral wordt aangewend voor ruimteverwarming. Dit betekent dat het maandprofiel, gecorrigeerd voor temperatuurschommelingen (zie Figuur 31), jaarlijks terugkeert en dat verschillen in de gemeten verbruiken vooral te wijten zijn aan schommelingen van de equivalente graaddagen of met andere woorden schommelingen van de verwarmingsbehoeften.

Figuur 31. Het maandelijks afnameprofiel van het aardgasverbruik op de distributienetten 2004-2008 (H+L, t°norm, in GWh).



- (155) De relatieve stabiliteit van het afnameniveau weerspiegelt het stagnerend aardgasverbruik op de distributienetten in de afgelopen vijf jaar. Vooral in Vlaanderen worden de maximumplafonds van netpenetratie en aansluitingsgraad bereikt en is het algemeen groeipotentieel beperkt.

Tabel 9. Aardgasverbruik op de distributienetten in de periode 2004-2008 (H+L, in GWh).

	verbruik	groei	verbruik (t°norm)	groei	GOS/TOT
2004	88.299		91.073		47,14%
2005	87.174	-1,27%	92.376	+1,43%	45,92%
2006	88.300	+1,29%	94.150	+1,92%	46,38%
2007	82.566	-6,49%	95.750	+1,70%	43,62%
2008	88.503	+7,19%	95.399	-0,37%	46,36%

Het aardgasverbruik op de distributienetten kende in 2008 een forse stijging van 7,19% terwijl voor 2007 een daling van 6,49% wordt opgetekend. Deze fluctuaties lopen parallel met de schommelingen in de verwarmingsbehoeften: de equivalente graaddagen lagen in 2007 met 11,3% lager dan in 2006 maar stegen dan weer in 2008 met 12,7% ten opzicht van het jaar voordien. Bij een correctie voor temperatuur

wordt een jaarlijkse groei opgetekend van gemiddeld 1,70% in de jaren 2004-2007 met een kentering in 2008 van 0,37%.

Gemiddeld wordt 45,88% van het Belgisch aardgasverbruik afgenomen op de distributienetten.

- (156) Tabel 10 geeft de verdeling van het aardgasverbruik op de distributienetten voor H-gas en de L-gas.

Tabel 10. Verdeling van het aardgasverbruik op de distributienetten over H-gas en L-gas in de periode 2004-2008 (in GWh).

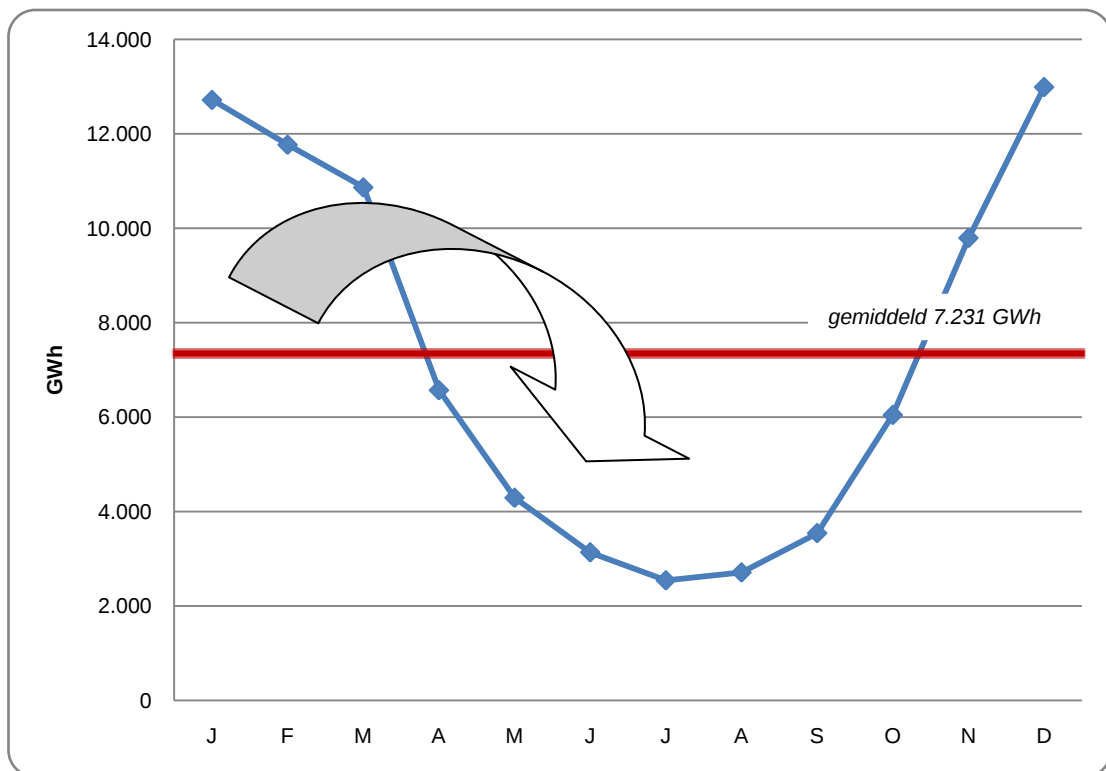
	Verbruik	H-gas	L-gas
2004	88.299	46.336 (52,5%)	41.963 (47,5%)
2005	87.174	45.677 (52,4%)	41.497 (47,6%)
2006	88.300	46.327 (52,5%)	41.973 (47,5%)
2007	82.566	43.393 (52,6%)	39.173 (47,4%)
2008	88.503	46.055 (52,0%)	42.448 (48,0%)

Het aardgasverbruik op de distributienetten bestaat gemiddeld voor 52,4% uit H-gas en 47,6% uit L-gas.

Seizoenprofiel

- (157) De gemiddelde maandafname in de periode 2004-2008 bedraagt 7.247 GWh. De balanceringsbehoefte rond dit gemiddelde bedraagt 21.895 GWh. Dit betekent dat 91,70% van de totale balanceringsbehoefte voor België voor rekening komt van de afnamen op het distributienet (zie 3.1, totaal bedraagt 23.878 GWh). Deze balanceringsbehoefte bedraagt 25,18% van het totaal jaarlijks aardgasverbruik op de distributienetten.

Figuur 32. Het gemiddeld maandprofiel van het aardgasverbruik op de distributienetten in de periode 2004-2008 met indicatie van de behoefte aan seizoenbalancerings (H+L, in GWh).



- (158) De afnamen in de zeven opeenvolgende maanden van april tot oktober liggen onder de gemiddelde maandafname. De afnamen in de vijf opeenvolgende maanden november tot maart liggen boven de gemiddelde maandafname. In deze vijf maanden wordt gemiddeld 66,84% van het jaarverbruik genoteerd.
- (159) Gemiddeld is december de maand met de piekafname (gemiddeld 12.990 GWh). Gemiddeld is juli de maand met de laagste afname (gemiddeld 2.543 GWh). Piekmaand en dalmaand verhouden zich met een factor 5,11.

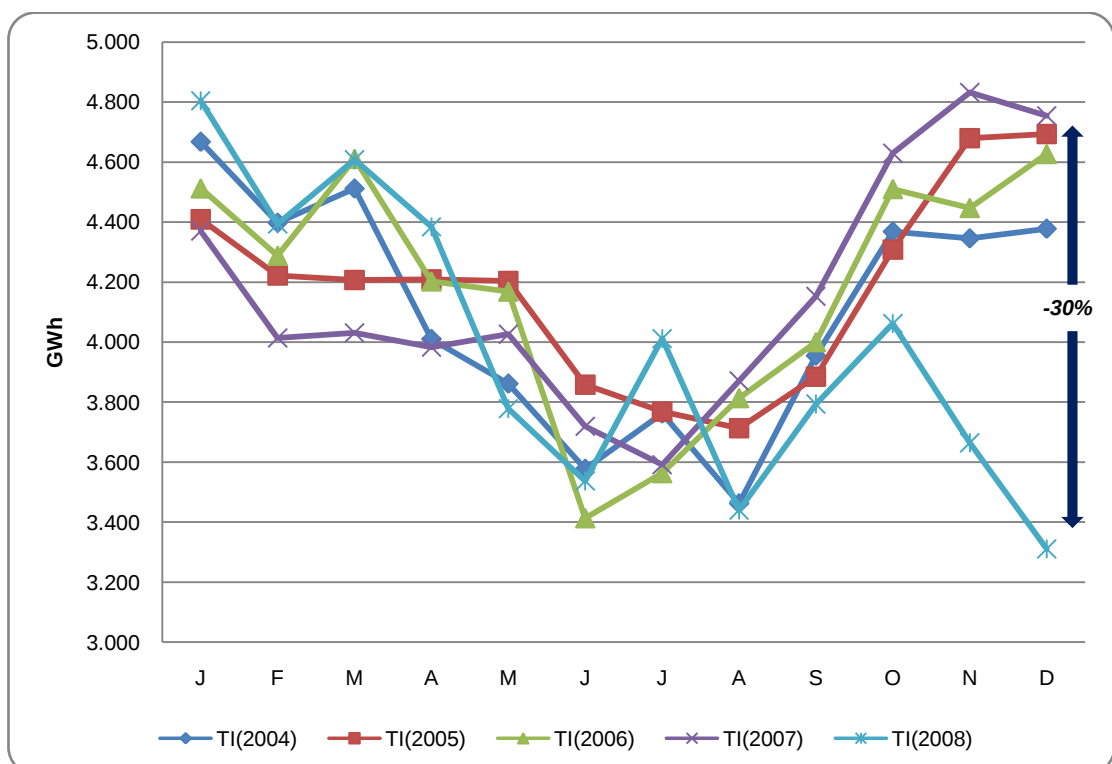
3.3. Aardgasverbruik door de industrie

Aardgasverbruik

- (160) Het afnameprofiel van de Belgische industrie, rechtstreeks aangesloten aan het vervoersnetwerk, kent geen temperatuursgebonden verloop maar weerspiegelt de lagere economische activiteit tijdens de zomermaanden.

Figuur 33 laat zien dat het afnameprofiel van het industriële aardgasverbruik over de maanden eerder een volatiel karakter kent. Dit weinig voorspelbaar verloop heeft enerzijds te maken met de schommelende economische activiteit in de verschillende sectoren en anderzijds de inzet van aardgas in het productieproces. De inzet van aardgas is gedeeltelijk als grondstof (ongeveer 11%) en voor de rest als brandstof die in zekere mate substitueerbaar is door andere energie. Afhankelijk van de prijsschommelingen is er dus arbitrage mogelijk²³.

Figuur 33. Het maandelijks afnameprofiel van het aardgasverbruik in de industrie 2004-2008 (H+L, in GWh).



²³ Maar dit substitutipotentieel vermindert gevoelig wegens milieunormen.

- (161) Het aardgasverbruik in de industrie is stagnerend tot zelfs afnemend in de afgelopen vijf jaar.

Tabel 11. Aardgasverbruik in de industrie in de periode 2004-2008 (H+L, in GWh).

	verbruik	groei	BBP*	TI/TOT
2004	49.299		+2,8%	26,32%
2005	50.159	+1,74%	+2,2%	26,42%
2006	50.158	0%	+3,0%	26,35%
2007	49.976	-0,36%	+2,6%	26,41%
2008	47.792	-4,37%	+1,4%	25,03%

* bruto binnenlands product (www.nbb.be)

Het aardgasverbruik in de industrie lijkt te stabiliseren rond de 50.000 GWh terwijl gemiddeld de economie groeide met 2,4% per jaar in de periode 2004-2008. Er wordt wel een sterke relatie vastgesteld tussen de afname van de economische activiteit die wordt ingezet in oktober 2008 en de terugval van de aardgasvraag. De maandafnamen in 2008 kennen eerder een ongewoon verloop: in de eerste maanden van het jaar ligt het aardgasverbruik beduidend hoger dan normaal om vervolgens sterk te dalen met een piek in juli. Vanaf november 2008 neemt de industriële aardgasvraag drastisch af en dit heeft alles te maken met de economische terugval. Het industrieel aardgasverbruik ligt 24,15% lager in november 2008 dan voor dezelfde maand in 2007. Deze daling zet zich lineair verder om in december 2008 een niveau te bereiken dat 30,36% lager ligt dan in december 2007.

Gemiddeld wordt 26,11% van het Belgisch aardgasverbruik afgenomen door de industrie die rechtstreeks is aangesloten aan het vervoernetwerk.

- (162) Tabel 12 geeft de verdeling van het aardgasverbruik in de industrie voor H-gas en de L-gas.

Tabel 12. Verdeling van het aardgasverbruik in de industrie over H-gas en L-gas in de periode 2004-2008 (in GWh).

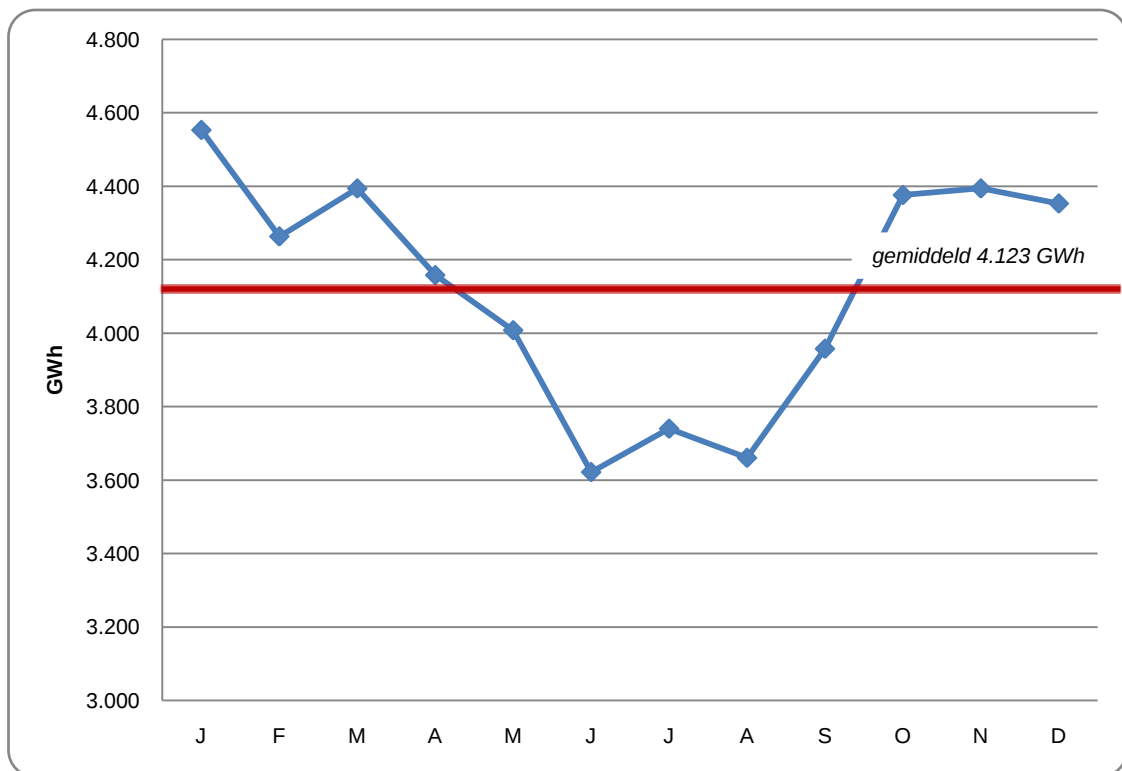
	verbruik	H-gas	L-gas
2004	49.299	40.108 (81,4%)	9.191 (18,6%)
2005	50.159	40.659 (81,1%)	9.500 (18,9%)
2006	50.158	40.856 (81,5%)	9.302 (18,5%)
2007	49.976	40.963 (82,0%)	9.013 (18,0%)
2008	47.792	39.659 (83,0%)	8.133 (17,0%)

Het aardgasverbruik in de industrie bestaat gemiddeld voor 81,8% uit H-gas en 18,2% uit L-gas.

Seizoenprofiel

- (163) De gemiddelde maandafname in de periode 2004-2008 bedraagt 4.123 GWh. De balanceringsbehoefte rond dit gemiddelde bedraagt 1.630 GWh. Dit betekent dat 6,83% van de totale balanceringsbehoefte voor België voor rekening komt van de afnamen door de industrie (zie 3.1, totaal bedraagt 23.878 GWh). Deze balanceringsbehoefte bedraagt 3,29% van het totaal jaarlijks industrieel aardgasverbruik.

Figuur 34. Het gemiddeld maandprofiel van het aardgasverbruik in de industrie in de periode 2004-2008 met indicatie van de behoefte aan seizoenbalancerings (H+L, in GWh).



- (164) De afnamen in de vijf opeenvolgende maanden van mei tot september liggen onder de gemiddelde maandafname. De afnamen in de zeven opeenvolgende maanden van oktober tot april liggen boven de gemiddelde maandafname. In deze zeven maanden wordt gemiddeld 61,6% van het jaarverbruik genoteerd.
- (165) Gemiddeld is januari de maand met de piekafname (gemiddeld 4.553 GWh). Gemiddeld is juni de maand met de laagste afname (gemiddeld 3.621 GWh). Piekmaand en dalmaand verhouden zich met een faktor 1,26.

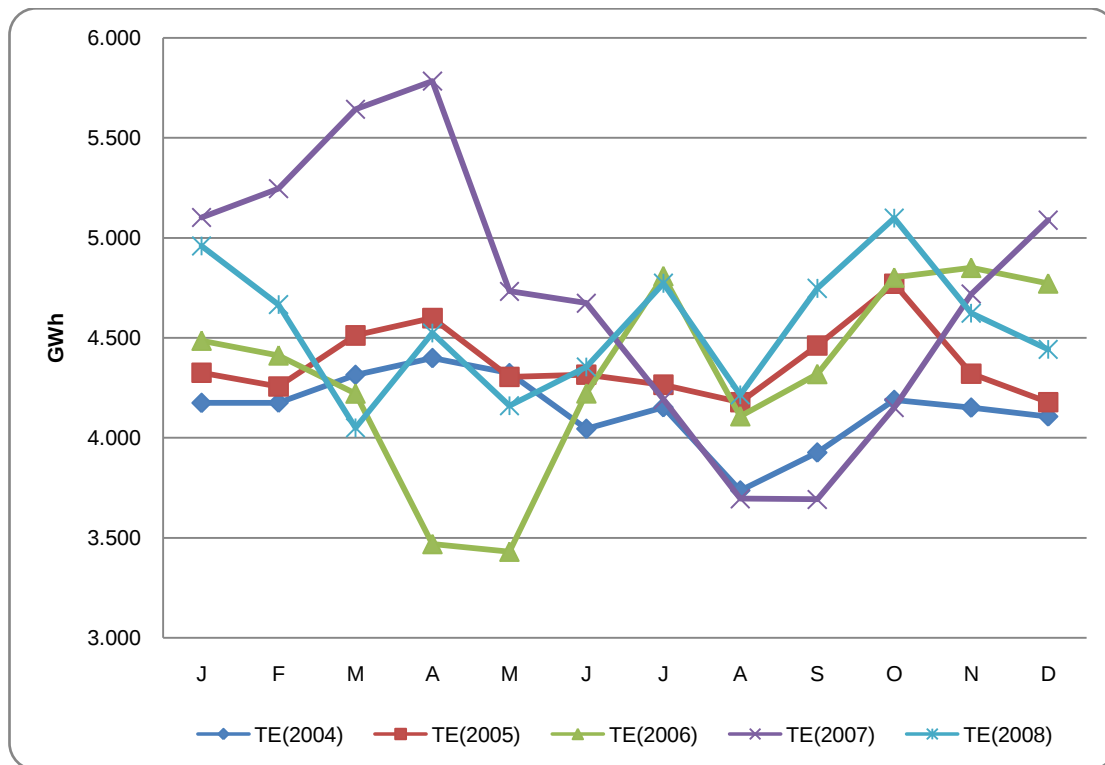
3.4. Aardgasverbruik door de elektriciteitscentrales

Aardgasverbruik

- (166) Het afnameprofiel van het aardgasverbruik door de elektriciteitscentrales heeft een weinig voorspelbaar karakter. Deze volatiliteit heeft alles te maken met het

operationeel beheer van het centralepark en de substitueerbaarheid van zowel centrales als brandstoffen en invoer-/uitvoerstromen

Figuur 35. Het maandelijks afnameprofiel van het aardgasverbruik door elektriciteitscentrales 2004-2008 (H+L, in GWh).



- (167) Hoewel niet direct zichtbaar op Figuur 35, gezien de schommelingen tussen de maanden, is er onderliggend een sterke potentiële groei van de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie gezien de expansie van de elektriciteitscentrales op aardgas.

Tabel 13. Aardgasverbruik door de elektriciteitscentrales in de periode 2004-2008 (H+L, in GWh).

	meting	groei	TE/TOT
2004	49.700		26,54%
2005	52.492	+5,62%	27,65%
2006	51.905	-1,12%	27,27%
2007	56.725	+9,29%	29,97%
2008	54.620	-3,71%	28,61%

Hoewel het aardgasverbruik door de elektriciteitscentrales van jaar tot jaar sterk kan schommelen, wordt een verbruiksgroei genoteerd van gemiddeld 2,9% per jaar.

Gemiddeld wordt 28,0% van het Belgisch aardgasverbruik afgenomen door de elektriciteitscentrales.

- (168) Tabel 14 geeft de verdeling van het aardgasverbruik in de elektriciteitscentrales voor H-gas en L-gas.

Tabel 14. Verdeling van het aardgasverbruik in de elektriciteitscentrales over H-gas en L-gas in de periode 2004-2008 (in GWh).

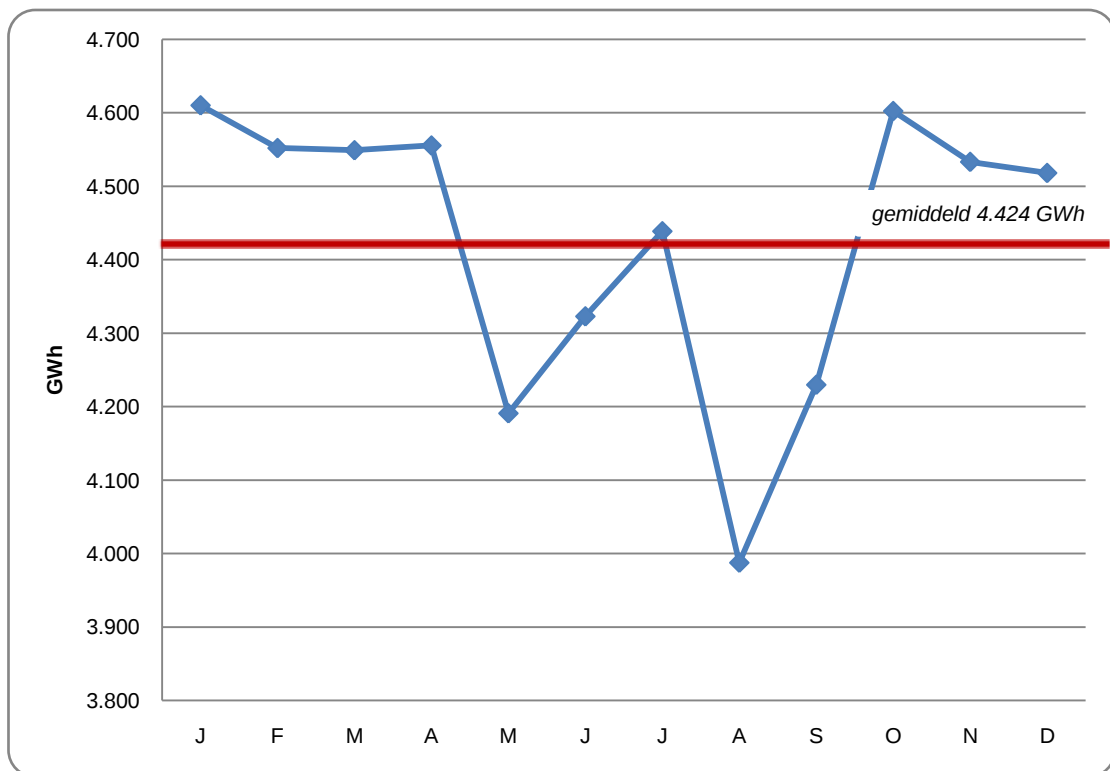
	verbruik	H-gas	L-gas
2004	49.700	47.144 (94,9%)	2.556 (5,1%)
2005	52.492	50.319 (95,9%)	2.173 (4,1%)
2006	51.905	49.505 (95,4%)	2.400 (4,6%)
2007	56.725	53.806 (94,9%)	2.919 (5,1%)
2008	54.620	51.817 (94,9%)	2.803 (5,1%)

Het aardgasverbruik in de elektriciteitscentrales bestaat gemiddeld voor 95,2% uit H-gas en 4,8% uit L-gas.

Seizoenprofiel

- (169) De gemiddelde maandafname in de periode 2004-2008 bedraagt 4.424 GWh. De balanceringsbehoefte rond dit gemiddelde bedraagt 966 GWh. De balanceringsbehoefte bedraagt 1,82% van het jaarlijks gemiddelde aardgasverbruik door de elektriciteitscentrales.

Figuur 36. Het gemiddeld maandprofiel van het Belgisch aardgasverbruik in de periode 2004-2008 met indicatie van de behoefte aan seizoenbalancerings (H+L, in GWh).



- (170) De afnamen door de elektriciteitscentrales kennen geen stabiele patronen en kunnen sterk schommelen van maand tot maand. Het beheer van de elektriciteitscentrales kent een relatief grote flexibiliteit in de keuze van de centrales en brandstoffen voor de productie van elektriciteit.

4 Uitgangspunten en scenariokeuze voor de toekomstanalyse

- (171) Om de bevoorradingszekerheid in de toekomst te beoordelen wordt een planningsscenario ontwikkeld dat als norm wordt gebruikt voor de minimale aardgasvoorziening en de minimale infrastructuurontwikkeling. Het planningsscenario wordt gesimuleerd onder normale omstandigheden (bijv. gemiddelde in 30 jaar) en onder extreme omstandigheden waarvoor evenwicht tussen de behoeften en de voorzieningen behouden moet blijven (bijv. omstandigheden die zich statistisch 1 keer in de 20 jaar voordoen). Vanuit bevoorradingszekerheid moeten er voorzieningen zijn om de ontwikkeling van de behoefte aan aardgas, invoercapaciteit, opslagcapaciteit en basisflexibiliteit onder het planningsscenario op te vangen. Als dit redelijkerwijze kan worden voldaan is de minimale bevoorradingszekerheid gevrijwaard.
- (172) In dit hoofdstuk worden de vereisten voor bevoorradingszekerheid overlopen en deze maken meteen deel uit van het planningsscenario.

4.1. Vervoersmodel en reguleringsmodel

- (173) Zowel het vervoersmodel als het reguleringsmodel voor aardgasvervoer zijn in ontwikkeling. Eén van de reguleringsvraagstukken die momenteel wordt uitgewerkt is de synergie tussen binnenlands vervoer en doorvoer. Omwille van onzekerheden zal deze studie het vervoersmodel en het reguleringsmodel hanteren over de hele periode tot 2020 zoals van toepassing is op 1 januari 2009.

Niettemin lopen enkele hypothesen vooruit op de bestaande regulering (zie ook het voorstel van nieuwe gedragscode). De verdere onderdelen van dit hoofdstuk bevatten tevens hypothesen waar momenteel nog geen formeel reguleringskader van toepassing is. Het is bijvoorbeeld wenselijk dat er een wettelijk kader wordt gecreëerd voor de criteria van bevoorradingszekerheid omwille van maatschappelijk

risicobeheer en dat er een duidelijke maatstaf komt voor de afweging van de graad van bevoorradingszekerheid en de bijhorende kosten en vervoerstarieven.

- (174) Voorliggende studie die infrastructuurplanning en bevoorradingszekerheid op nationaal niveau beoogt en die de vervoersvraag beschouwt als een afgeleide van de aardgasvraag, is in sterke mate onafhankelijk van het commercieel en regulerend model voor vervoerscapaciteit.
- (175) Voor het binnenlands vervoer wordt het zogenaamde 'Enhanced Entry/Exit' vervoersmodel toegepast. De bevrachter reserveert vaste vervoerscapaciteit tussen een ingangspunt en een afnamepunt die gewaarborgd wordt door de beheerder van het aardgasvervoersnet maar heeft tegelijk de mogelijkheid te functioneren zoals in een Entry/Exit systeem. Dit wil zeggen dat de bevrachter de mogelijkheid heeft om, net als in een Entry /Exit systeem, de ingangspunten te nomineren afwijkend van de contractuele route maar binnen de onderschreven (gecontracteerde) ingangscapaciteit. Deze afwijkende nominaties worden echter niet gegarandeerd maar enkel aangeboden zolang de belasting van de netinfrastructuur het toelaat.

Concreet betekent dit voor voorliggende studie dat de infrastructuurplanning, dus voor piekvraagomstandigheden, wordt uitgewerkt op basis van een punt-tot-punt capaciteitsreservatie zonder flexibiliteit in routekeuze (op de piek is alle ingangscapaciteit bezet). Additioneel aanbod van flexibiliteit in routekeuze zou extra investeringen vereisen die dus niet volledig belast worden op de piek maar niettemin economisch verantwoord kunnen zijn binnen de vrije marktwerking.

- (176) Voor doorvoer wordt vervoerscapaciteit gereserveerd van punt-tot-punt. Dit wil zeggen dat er ingangscapaciteit wordt gereserveerd op een ingangspunt aan de landsgrens en uitgangscapaciteit elders op de landsgrens. Er wordt geen flexibiliteit aangeboden voor doorvoer (uitgenomen voor doorvoer naar het G.H. Luxemburg).
- (177) De regels voor netbalancerings die van belang zijn voor infrastructuurplanning worden behandeld in 4.5.

4.2. Criteria voor investeringsplanning

(178) In deze studie wordt minimale infrastructuur voorzien voor:

- vervoerscapaciteit, waarbij het onderscheid wordt gemaakt tussen binnenlands vervoer en doorvoer;
- balanceermiddelen (incl. *linepack*²⁴) ten behoeve van het opvangen van netonevenwichten waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen balanceermiddelen om fysische onevenwichten op te vangen ten gevolge van het netbeheer en balanceermiddelen om de basisflexibiliteit die aan de bevrachters worden aangeboden te kunnen beheren;
- operationele middelen (incl. *linepack*) en reserve-ingangscapaciteit voor incidentenbeheer.

Het betreft een minimumpakket voor bevoorradingszekerheid²⁵. Aanvullende investeringen zijn mogelijks noodzakelijk voor:

- het aanbieden van commerciële flexibiliteit;
- het verhogen van de exploitatiebetrouwbaarheid, de netvermazing, de milieueisen en het verhogen van de netperformantie in het algemeen;
- de capaciteitsverhoging, vermazing en leveringszekerheid van de openbare distributie;
- het aanbieden van een vervoersmodel en vervoersdiensten met het oog op het faciliteren van de werking van de vrije markt;
- gevolg te geven aan eventuele openbare dienstverplichtingen op grond van federaal, gewestelijke of rechtstreeks werkende Europese regelgeving.

²⁴ De buffercapaciteit voor aardgas in het vervoersnetwerk.

²⁵ Traditiegetrouw wordt het vervoernetwerk ontworpen volgens de doelstelling van bevoorradingszekerheid waarbij impliciet wordt aangenomen dat zowel de aardgaslevering als het aardgasvervoer verenigd zijn in dezelfde onderneming. De hervorming van de aardgasmarkt en de verschuiving naar een situatie van vele netgebruikers, vereist evenwel dat de netwerkontwikkeling tevens oog heeft voor het mogelijk maken van concurrentie en voor een goede marktwerking. Dit bijvoorbeeld door het aanbieden van meer flexibiliteit in routekeuze en middelen voor individuele balanceren van aardgasinjecties en –afnames.

- (179) Er wordt vervoerscapaciteit voorzien voor het binnenlands vervoer zeker voldoende om het verwacht binnenlands piekverbruik op te vangen. Er wordt ingangscapaciteit voorzien ten belope van het gemiddelde uurdebiet voor een extreme piekverbruiksdag. Het verschil tussen het maximaal debiet aan de ingangspunten en het maximaal debiet van de binnenlandse afname wordt opgevangen door basisflexibiliteit.
- (180) De infrastructuur moet autonoom voldoende basisflexibiliteit kunnen aanbieden aan de bevrachters ten behoeve van hun individuele operationele balanceringsbehoeften voor binnenlands vervoer die afgestemd zijn op hun klantenportefeuille.
- (181) Er worden voldoende eigen operationele middelen voor de beheerder van het aardgasvervoersnet voorzien voor het opvangen van fysische onevenwichten (garanderen van systeemintegriteit).
- (182) Er wordt voorzien in vaste vervoerscapaciteit en vaste flexibiliteit via daadwerkelijke investeringen in infrastructuur.
- (183) Er wordt geïnvesteerd in reserve-ingangscapaciteit voor binnenlands vervoer volgens het “n-1” principe volgens hetwelk extra ingangscapaciteit wordt voorzien ten belope van het belangrijkste ingangspunt voor binnenlands vervoer²⁶. Er wordt bovendien voorzien in reserve-balanceermiddelen om de beheerder bij uitval van één van zijn installaties de mogelijkheid te geven de noodzakelijke operationele balancerings van het netwerk verder te zetten en zo de systeemintegriteit te bewaren.
- (184) De beheerder van het aardgasvervoersnet investeert in capaciteit voor doorvoer via *open season* procedures en lange termijnverbintenissen. Er wordt capaciteit voorzien ten belope van de maximale vaste onderschrijvingen, mits economisch haalbaar.

²⁶ Uiteraard moet er wel rekening worden gehouden met voldoende upstream aanvoercapaciteit.

4.3. Criteria voor bevoorradingszekerheid

- (185) Voor directe Belgische wetgeving inzake bevoorradingszekerheid moet worden teruggegrepen naar het koninklijk besluit van 15 maart 1966 betreffende de algemene voorschriften voor gasvervoersvergunningen. Dit koninklijk besluit legt aan de (geïntegreerde) leveringsonderneming Distrigas een “continue” levering op aan de openbare distributie. Deze bepaling heeft echter niet langer een wettelijke grond voor de vrijgemaakte markt. Bijgevolg is er sinds 1 januari 2007 geen directe wetgeving die de leveringszekerheid van aardgas bepaalt.

Nood aan een wettelijk kader voor minimale leveringszekerheid van aardgas. Momenteel is leveringszekerheid in België overgelaten aan de vrije markt.

- (186) Richtlijn 2004/67/EG van het Europees Parlement en de Raad van 26 april 2004 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasvoorziening stelt een waarborg van vervoerscapaciteit voor een uitzonderlijke hoge piekvraag naar aardgas bij extreem koude weersomstandigheden die statistisch gezien eenmaal per twintig jaar voorkomen²⁷.
- (187) Het koninklijk besluit betreffende de continuïteit van levering aan de openbare distributie is omgezet in operationele criteria voor zowel leverings- als vervoerszekerheid via akkoorden (voor de toenmalige captive markt). Het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas heeft hier een centrale rol in gespeeld.
- (188) Toen de N.V. Distrigas nog als geïntegreerde onderneming optrad voor aardgasvoorziening en –vervoer, werd volgend dubbele voorwaarden gesteld aan de leveringszekerheid (voor ‘vaste’ leveringen) en in functie van deze criteria werd de bevoorrading en de vervoersinfrastructuur gedimensioneerd:
- Het vervoer en de levering van aardgas zijn verzekerd tot een equivalente dagtemperatuur van -11 °C. Statistisch is 1 dag in de 20 jaar kouder dan een equivalente dagtemperatuur van -11°C. De equivalente dagtemperatuur is een

²⁷ België heeft deze Europese richtlijn opgenomen in Belgische wetgeving via de nieuwe gaswet van juni 2005. De gaswet vermeldt echter geen operationele criteria voor bevoorradingszekerheid.

gewogen gemiddelde dagtemperatuur van de laatste 3 dagen met een weging van 60%, 30% en 10% (zie bijlage 1).

- Het vervoer en de levering van aardgas zijn verzekerd tot een periode van vijf opeenvolgende dagen van -10°C tot -11°C. Statistisch zijn er 5 opeenvolgende dagen in de 95 jaar kouder dan -10°C tot -11°C.

(189) Met de vrijmaking wordt de zekerheid van aardgaslevering op de eerste plaats overgelaten aan de markt. Diversiteit van leveringsondernemingen, bevoorradingsbronnen en –routes gecombineerd met *trading platforms* (aardgashubs en –beurzen) leveren bij een correcte marktwerking voldoende liquiditeit van aardgasmoleculen. In een vrije markt is er geen *a priori* nood om leveringszekerheid te normeren²⁸.

(190) Leveringsondernemingen bieden verschillende diensten aan met verschillende zekerheden. Grootverbruikers, waaronder zij met een flexibel productieproces of zij die beschikken over alternatieve brandstoffen (multi-fuel installaties), kunnen opteren voor een onderbreekbaar leveringscontract tegen een prijsreductie. Grootverbruikers die absolute zekerheid van levering wensen kunnen vaste contracten onderschrijven en eventueel contracten afsluiten met meerdere leveranciers. Voor kleinverbruikers van de distributienetten kan de nood aan een collectief niveau van zekerheid wel belangrijk zijn. Op dit niveau nemen de gewesten initiatieven (cf. standaardleveranciers van de DNBs). Het is wel belangrijk dat er een koppeling zou zijn tussen initiatieven op gewestelijk en federaal niveau.

Nood aan een afstemming tussen gewestelijk en federaal niveau van de zekerheid van aardgasleveringen.

(191) Hoewel de markt in principe voor voldoende liquiditeit kan zorgen, stelt zich toch de vraag of regelgeving omtrent een *supplier of last resort* wenselijk is. Voor het vervoersnetwerk is dit op heden niet van toepassing. Dit heeft bijvoorbeeld tot gevolg dat bij het ontbreken van aardgasleveringen voor de distributienetten andere

²⁸ Uiteraard moet het vervoersnet het vrije moleculeverkeer wel toelaten. Vandaag is bijvoorbeeld uitzending vanuit Loenhout op de piek absoluut noodzakelijk, en dus ook bij wet geregeld.

eindafnemers de gevolgen hiervan zullen ondergaan omdat de netbeheerder hen zal moeten onderbreken in plaats van de distributienetten. Het is namelijk zo dat de distributie meestal op de laagste netdrukken aardgas afneemt en niet onderbreekbaar is vermits anders de achterliggende huishoudelijke verbruikers worden afgesneden en er potentieel gevaarlijke toestanden worden gecreëerd.

Daarnaast vereist leveringszekerheid een incidentenbeheer om in geval van het wegvallen van een bevoorradingsbron gedurende een bepaalde periode²⁹ een *back up* te voorzien met daaraan gekoppeld een crisisplan.

- (192) Wettelijke normen in uitvoering van artikel 15/11, 2°, van de gaswet werden nog niet uitgewerkt. Leveringszekerheid wordt contractueel bepaald tussen leverancier en afnemer. Het zou echter wenselijk zijn om bij de toekenning (& de monitoring nadien) van een leveringsvergunning niet enkel de financiële toestand van de aanvrager te beoordelen maar tevens de aardgasportefeuille te doorlichten om de incidentgevoeligheid te evalueren.

In uitvoering van artikel 15/11, 1°, van de gaswet is het wenselijk om bevoorradingsnormen op te leggen aan de beheerder van het aardgasvervoersnet (via openbare dienstverplichtingen). Niettemin bestaat er aanverwante regelgeving en wetgeving die verwijzen naar een verantwoordelijkheid van de beheerder van het vervoersnet inzake voorzieningzekerheid en dan met name wat vervoerscapaciteit betreft. In 4.4 worden de criteria, die niet noodzakelijk een expliciete wettelijke basis kennen wegens het ontbreken hiervan, voorgesteld.

4.4. Criteria voor netwerkdesign

- (193) Zoals in 4.3 is aangegeven, bestaat er geen gedetailleerde wettelijke basis voor de dimensionering van het aardgasvervoersnet. In het verleden heeft de CREG samen met de beheerder van het aardgasvervoersnet Fluxys operationele criteria uitgewerkt voor een minimum capaciteitsvoorziening. Die worden hierna besproken.

²⁹ De periode bestrijkt minimaal de tijd die noodzakelijk is voor de markt om zich te herorganiseren. Herallocatie van bevoorradingsbronnen en –routes vereist momenteel minimaal 6 uur.

(194) De invoercapaciteit voor de nationale markt wordt gedimensioneerd volgens een extreme debietbehoefte. Deze extreme situatie wordt vastgelegd volgens een simultaan plaatsvinden van volgende elementen:

- de gezinnen kunnen normaal verwarmen tot een derde dag van gemiddeld -11°C (equivalent);
- de tertiaire sector kan verwarmen tot een derde dag van gemiddeld -11°C (equivalent);
- het geschatte maximale synchrone piekverbruik op dagbasis van de industrie wordt voldaan;
- de aardgascentrales kunnen op vol vermogen draaien³⁰;
- en de doorvoercontracten kunnen op maximum capaciteit uitgevoerd worden.

(195) Het aardgasverbruik voor de gezinnen en de dienstensector wordt vooral gebruikt voor ruimteverwarming. Voor de dimensionering van deze sectoren wordt teruggegrepen naar het bestaande akkoord gebaseerd op een buitentemperatuur van -11°C. Concreet wordt gedimensioneerd voor een verwacht debiet bij 27,5 graaddagen (zie bijlage 1).

(196) Het aardgasverbruik van de industrie hangt sterk af van de energie-intensiteit van het productieproces en de activiteitsgraad. Een debiet voorzien dat alle industrieën tegelijk maximaal produceren en maximaal afnemen is een weinig realistische optie. Er wordt rekening gehouden met de uitvlakking van het verbruik binnen iedere industriële sector. Het potentieel piekverbruik van iedere sector wordt opgeteld om zo een piekdebiet te bepalen op dagbasis. Vervolgens wordt ingangscapaciteit voorzien ten belope van het gemiddelde uurdebiet van het piekdagverbruik.

(197) De ontwikkelingsplannen van de geïntegreerde onderneming Distrigas hielden vóór 2004 rekening met een plafonnering van het aardgasverbruik voor de centrales van 318 k.m³(n)/h. Bij de vrijmaking was dit criterium niet langer hanteerbaar als *ex ante* criterium. In het Indicatief Plan Aardgas 2004 heeft de CREG samen met de

³⁰ Dit criterium is strenger dan de regel die Fluxys momenteel hanteert die parallel loopt met het criterium voor de industrie: er wordt vertrokken van het synchrone piekverbruik op dagbasis. Dit blijkt overeen te komen met de in de praktijk totaal onderschreven ingangscapaciteit voor de aardgascentrales.

beheerder van het aardgasvervoersnet Fluxys het criterium gebruikt dat iedere gasgestookte centrale niet belet kan worden om op volle kracht te draaien wegens een gebrek aan vervoerscapaciteit, dit om de vrije elektriciteitsmarkt haar werking op Europees vlak niet te beletten en voorzieningszekerheid van elektriciteit te vrijwaren.

Nood aan een convergerend bevoorradingsbeleid tussen de elektriciteits- en aardgasmarkt.

4.5. Criteria voor netbalancing

Operationele marge

- (198) De beheerder van het aardgasvervoersnet staat in voor de balancering van de fysische onevenwichten binnen de vastgelegde balanceringsperiode die het gevolg zijn van de normale exploitatie van het aardgasvervoersnet. Hiervoor worden voldoende operationele middelen voorzien in de investeringsplanning.
- (199) In hoofdstuk 7 worden de specifieke operationele behoeften voor de beheerder (operationele marge) voor de balancering van de fysische onevenwichten als gevolg van de normale exploitatie van het aardgasnet begroot. Fysische onevenwichten kunnen o.a. worden veroorzaakt door onnauwkeurigheden bij voorlopige allocaties van gashoeveelheden, door netverliezen, aardgaskwaliteitsvariëaties, aardgasverbruik voor eigen behoeften, swaps binnen het netwerk, uitvoeren van operationele balanceringsakkoorden en operationele samenwerkingsakkoorden met aangrenzende netbeheerders, gaskwaliteitsconversie, werken op het net, enz. In de begroting wordt rekening gehouden met een reservecapaciteit die rekening houdt met een mogelijke uitval van één van de balanceermiddelen waardoor de netbeheerder nog steeds in staat is de residuele onevenwichten uit te balanceren en zo de systeemintegriteit ten opzichte van den eindafnemers te blijven verzekeren.

Basisflexibiliteit

- (200) De aardgasinfrastructuur moet basisflexibiliteit kunnen aanbieden opdat de bevrachters het verschil tussen de beschikbare ingangscapaciteit en het piekverbruik

zouden kunnen overbruggen om hen in staat te stellen hun normale onevenwichten uit te balanceren. De hoeveelheid basisflexibiliteit wordt afgeleid van het netwerkontwerp. Het voorzien van de nodige basisflexibiliteit vormt een geheel met het investeringsplan.

(201) De balanceermiddelen van het aardgasvervoersnet voor het aanbieden van basisflexibiliteit betreffen o.a.:

- a. Beschikbare *linepack* voorzien via het investeringsplan;
- b. Uitzendcapaciteit op de installaties om het tekort aan aardgas te injecteren in het aardgasnet (creatie *linepack*);
- c. Injectiecapaciteit op de installaties om het teveel aan aardgas weg te nemen uit het aardgasnet (vermindering van de *linepack*);
- d. De beschikking over voldoende opslagvolume voor de opslag van de operationele aardgasvoorraad (reserve-aardgasvoorraad);
- e. De reserve-aardgasvoorraad zelf;
- f. Indien noodzakelijk, balanceercontracten met één of meerdere marktpartijen;
- g. Injectiecapaciteit, volume, uitzendcapaciteit en aardgas dat tijdelijk ter beschikking kan gesteld worden in het kader van operationele samenwerkingsakkoorden met de aangrenzende netbeheerders.

Handhaving van het netevenwicht

(202) Bevrachters hebben de primaire verantwoordelijkheid om ervoor te zorgen dat binnen de balanceringsperiode en de toleranties aangeboden door de beheerder van het aardgasvervoersnet een hoeveelheid aardgas, uitgedrukt in energie-eenheden, geïnjecteerd wordt in het aardgasvervoersnet gelijk aan de hoeveelheid aardgas die eraan onttrokken wordt.

(203) Bevrachters voorzien daarom in hun capaciteits- en aardgasportefeuille de nodige flexibiliteit om adequaat op wijzigingen van het afnamepatroon te kunnen reageren, in functie van de aard van het afnamepatroon van de eindafnemers in hun klantenportfolio.

Handhaving van de systeemintegriteit

- (204) De beheerder van het aardgasvervoersnet is verantwoordelijk voor de residuele balanceringsmiddelen met de daartoe gereserveerde middelen met als doel de bescherming van de systeemintegriteit ten opzichte van de vaste eindafnemers in België en de vaste doorvoercontracten naar aangrenzende netten.
- (205) De beheerder van het aardgasvervoersnet is geen “*supplier of last resort*” maar moet over middelen voor incidentenbeheer beschikken die kunnen worden aangesproken als er zich een probleem van systeemintegriteit stelt (ook op de piek wanneer alle normale balanceermiddelen zijn uitgeput) en dit enkel voor een periode die noodzakelijk is voor de markt om zich te herorganiseren (herallocatie van bevoorradingsbronnen en –routes). Indien de markt behoefte heeft haar risico’s in te dekken met een mechanisme van “*supplier of last resort*” zal zij zich daartoe, in principe, zelf organiseren via een neutrale partij of organisme.
- (206) Incidentmiddelen bij het beheer van de vervoersnetbeheerder bestaan uit reservecapaciteit (vervoer en opslag) en reserve-aardgas (debiet om in het vervoersnet te injecteren en volume). Het reserve-aardgas wordt begroot volgens een “uurdebiet vermenigvuldigd met de tijdsduur” benadering. Het uurdebiet wordt jaarlijks bepaald aan de hand van de capaciteit van het zwaarst belaste ingangspunt voor binnenlands vervoer. De tijdsduur wordt bepaald door de normale tijd die de markt nodig heeft om zowel capaciteit als aardgas te hernomineren op één of meerdere andere ingangspunten.
- (207) De incidentmiddelen zijn op de eerste plaats linepack en aardgasopslag (incl. LNG-terminal) binnen de installaties van het aardgasnet. Daarnaast, in functie van de beschikbare infrastructuur en mede afhankelijk van economische factoren, kunnen voor een beperkt deel operationele samenwerkingsakkoorden met aangrenzende netbeheerders worden aangesproken. Deze akkoorden hebben een “*reasonable endeavour*” natuur. De akkoorden mogen daarom nooit meer dan 20% van de totale behoefte aan incidentmiddelen uitmaken.

- (208) Van zodra de onevenwichten ten gevolge van een incident in capaciteit en/of volume groter zijn dan de som van de beschikbare normale balanceermiddelen en incidentmiddelen, is er sprake van een crisis tenzij de markt zelf zich in voldoende mate heeft kunnen herstellen.
- (209) Bij een crisis zijn de vaste leveringen aan eindafnemers niet langer over heel het aardgasvervoersnet gegarandeerd. Zonder ingrijpen door de netbeheerder zou een dergelijke crisissituatie leiden tot een ontoelaatbare drukval in het netwerk hetgeen zou leiden tot een ongecontroleerde afschakeling van een aantal eindafnemers die op dat ogenblik afnemen met de hoogste leveringsdruk (in de meeste gevallen elektriciteitscentrales, WKKs inbegrepen en een deel van de industrie waardoor een potentieel risico ontstaat dat de crisissituatie zich verplaatst naar het elektriciteitsnet wat weer een domino-effect kan hebben terug naar het aardgasvervoersnetwerk). In plaats van een “ongecontroleerd” afschakelingspatroon bij te weinig druk bestaat het crisisbeheer er in om zo snel mogelijk over te gaan tot een “gecontroleerd” afschakelingspatroon van vaste eindafnemers dat globaal het meest efficiënt is voor het netwerk. Het crisisbeheersplan wordt dan opgestart. Dit crisisbeheersplan zal gepubliceerd worden voor alle bevrachters en eindafnemers.

4.6. Opstelling van het planningsscenario

- (210) Er worden vraag- en bevoorradingsontwikkelingen opgesteld voor de piekdagvraag en vervolgens wordt de behoefte aan ingangscapaciteit (invoercapaciteit) hiervan afgeleid. Er is evenwel geen garantie dat als het systeem in evenwicht is op het piekvraagmoment er ook steeds evenwichten kunnen bereikt worden op andere momenten. Asymmetrische bevoorrading, bijvoorbeeld proportioneel veel aardgasinvoer via Zeebrugge en nauwelijks te Eynatten, kan problemen bieden voor het vervoersnetwerk indien hiermee niet specifiek rekening wordt gehouden in de ontwikkeling van het netwerk en het operationeel en commercieel beheer van het netwerk.
- (211) Er wordt vertrokken van één planningsscenario voor de toekomstverkenning van de aardgasvraag op jaarbasis. Omwille van coherentie met de vooruitzichten van andere energiedragers, en in het bijzonder de prospectieve studie voor elektriciteit (PSE),

worden de hypothesen van het referentiescenario voor de PRIMES-simulaties van het Federaal Planbureau overgenomen. Het betreft macro-economische hypothesen voor de horizon 2008-2020: evolutie van de economische groei in de verschillende sectoren en de evolutie van de energieprijzen (zie PSE voor evolutie aardolieprijs: 54,5 USD'2005/bbl in 2010; 57,9 USD'2005/bbl in 2015; 61,1 USD'2005/bbl in 2020).

Vanuit infrastructuurplanning en bevoorradingszekerheid is het referentiescenario van de PSE geschikt aangezien de hieruit voortvloeiende aardgasvraag op jaarbasis relatief hoog wordt ingeschat. Dit referentiescenario is tevens conform aan de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie.

Op deze wijze is het planningsscenario in deze studie conform met het referentiescenario van de PSE.

- (212) Wegens de afhankelijkheid van de netdimensionering van de debietbehoeften bij de dagpiek, volstaan vooruitzichten onder normale omstandigheden niet om de infrastructuurplanning en de bevoorradingszekerheid te beoordelen. Daarom wordt het planningsscenario gesimuleerd onder twee omstandigheden wat weersomstandigheden betreft: onder normale (gemiddelde van 30 jaar) en extreme omstandigheden (statistisch 1 keer in 50 jaar) (zie bijlage 1).

5 Toekomstanalyse: modelsimulatie

- (213) In dit hoofdstuk volgt een toelichting van de simulatie van de behoefte aan aardgas (volume en debiet) van de huishoudens, de diensten en commerciële sector, de industrie en de elektriciteitssector. De aanpak van de doorvoer en de bevoorradingsportefeuille wordt tevens toegelicht. Er is ook een deel gewijd aan de criteria waaraan de ingangscapaciteit moet voldoen om opgenomen te worden in de begroting van de capaciteitsvoorziening.

De simulatie van de behoefte aan aardgasopslag en de behoefte aan balanceermiddelen worden besproken samen met de voorstelling van de vooruitzichten in respectievelijk 6.2 en 7.5.

5.1. Aardgasmodel

- (214) De regulering van de aardgasmarkt vereist een “marktsimulator” ter ondersteuning van de beleidsontwikkeling en –opvolging in het algemeen en in het bijzonder voor de opstelling van indicatieve infrastructuurplannen, de tarifiering, de beheersing van de bevoorradingszekerheid en de beheersing van de vervoersmarkt. Door de ontkoppeling van aardgashandel en aardgasvervoer is er een specifieke markt ontstaan van vraag en aanbod van vervoerscapaciteit.
- (215) Bestaande energiemodellen (PRIMES, MARKAL, ...) zijn performant voor vooruitzichten van de energiebalans maar missen enkele verfijningen om geschikt te zijn voor een evenwichtsmodellering van de aardgasmarkt in al haar onderdelen: behoefte aan aardgas op jaar-/seizoen-/maand-/dag-/uurbasis, ruimtelijke spreiding van de aardgasbehoefte, behoefte aan vervoerscapaciteit (ingangscapaciteit), behoefte aan seizoenbalancerings (opslag), behoefte aan flexibiliteit (dagbalancerings), routekeuze van de bevrachters, etc..

- (216) De CREG ontwikkelt en *update* een evenwichtsmodel voor de aardgasmarkt (PEGASUS³¹) dat niet enkel jaarevenwichten simuleert maar tevens evenwichten op seizoen/maand en dag/uur basis, dat rekening houdt met de ruimtelijke spreiding van de aardgasvraag, met extreme omstandigheden qua bevoorradingszekerheid, het commercieel beleid van de aardgasvervoerders en het portfoliobeheer,...
- (217) PEGASUS modelleert niet de dynamiek van de fysieke aardgasstromen in het netwerk. Gezien de detailgegevens over de topologie en technische specificaties nodig voor de kalibratie van een netwerkmodel, is de netwerkbeheerder het best geplaatst om aardgasstromen te simuleren en zeer gedetailleerd *bottlenecks* in het vervoersnet te detecteren (SIMONE model van Fluxys).
- (218) Er zijn 2 cruciale “inputs” in SIMONE: de vooruitzichten van de ‘instroom’ aan de ingangspunten van het netwerk en de vooruitzichten van de ‘uitstroom’ aan de uitgangspunten geldend voor een referentiedag. SIMONE simuleert vervolgens de stromendynamiek tussen ingangs- en uitgangspunten en detecteert zo congestiepunten binnen het netwerk. Deze simulatie is sterk gevoelig voor de Entry/Exit configuratie eerder dan voor het totaal volume te vervoeren aardgas.
- (219) Eén van de outputs van PEGASUS is de evenwichtsconfiguratie van de Entry/Exit balans op microniveau voor een referentiedag met lokalisatie van de instroom en de uitstroom.
- (220) Om dit te kunnen simuleren is een model nodig dat vraag (aardgas, capaciteit, opslag,...) – aanbod (ingangscapaciteit, portfoliobeheer, routekeuze) – bevoorradingszekerheid (criteria, grenswaarden) integreert. Daarom zijn meerdere modelleringstechnieken nodig: stelsels van vergelijkingen, optimalisatie en probabiliteitsanalyses.
- (221) PEGASUS is een bottom-up evenwichtsmodel voor de aardgasmarkt. Aangezien het een partieel evenwichtsmodel (enkel voor aardgas) is, is validatie nodig op basis van de resultaten van energiemodellen. PEGASUS is geprogrammeerd in SAS³².

³¹ PEGASUS *Programming Equilibria for the GAS Utility System*

³² www.sas.com

5.2. Huishoudelijke sector

Aardgasvraag

- (222) De evolutie van het aantal huishoudelijke aardgasklanten wordt gesimuleerd op basis van drie beslissingsniveaus:
- a. *netpenetratie van de distributie*: het aandeel ontsloten gezinnen ten opzichte van het totaal aantal gezinnen;
 - b. *aansluitingsgraad*: aantal aangesloten gezinnen ten opzichte van het aantal ontsloten gezinnen. Deze penetratiegraad wordt gesimuleerd op basis van het keuzeproces bij renovatie (afschrijving bestaande verwarmingsketel op een andere brandstof) en nieuwbouw van gezinnen naast het distributienet;
 - c. *verwarmingsgraad*: aantal gezinnen die verwarmen op aardgas ten opzichte van het aantal aangesloten gezinnen. Deze penetratiegraad wordt gesimuleerd op basis van een keuzeproces bij de aansluiting en bij gezinnen die nog enkel aardgas verbruiken voor andere toepassingen zoals koken en warm waterbereiding. [1 - verwarmingsgraad] is de aansluitingsgraad voor enkel koken en bereiding van warm water. Na afschrijving van de bestaande verwarmingstoestellen kan de aansluiting van deze huishoudens worden uitgebreid voor ruimteverwarming.
- (223) In het planningsscenario wordt aangenomen dat er geen conversies zijn tussen H-gas en L-gas in de huidige irrigatiegebieden en dat vanuit het huidige weefsel wordt uitgebreid.
- (224) De verbruiken voor twee type aansluitingen worden gesimuleerd: enkel voor koken en warm waterbereiding en aansluitingen voor tevens ruimteverwarming. Hierbij wordt tevens een onderscheid gemaakt tussen (i) gezinnen die reeds aardgas verbruiken, (ii) gezinnen die overstappen naar aardgas en (iii) nieuwe gezinnen .
- (225) Het model is gekalibreerd op basis van gegevens van de netbeheerder en gegevens die de CREG zelf inzamelt (zie 1.2). Het laatste observatiejaar is 2008.

- (226) De hypothesen betreffende bevolkingsgroei, economische activiteiten en energieprijzen zijn afkomstig van de PSE met aanvullingen van het Federaal Planbureau en zijn de volgende. De Belgische bevolking groeit gemiddeld met 0,2% per jaar tot 2018 en de gezinsgrootte neemt af met 0,8% per jaar tot 2018. Het reële inkomen stijgt tot 2010 met 2,0%, daarna met 1,7% tot 2015 en met 1,4% tot 2020.

De relatieve aardgasprijs blijft constant (gemiddelde consumentenprijs volgt de aardolieprijs) waardoor keuzegedrag vooral bepaald wordt door comfortaspecten, huidige en te verwachten energie- en milieuregelgeving die in het voordeel zijn van aardgas³³. De gesimuleerde penetratiegraden verschillen van provincie tot provincie. Vereenvoudigend bepaalt [(a) netpenetratie] x [(b) aansluitingsgraad] x [(c) verwarmingsgraad] het potentieel aantal aardgasklanten dat verwarmt op aardgas.

- (227) Eens aangesloten wordt het specifieke aardgasverbruik van het gezin vooral bepaald door de buitentemperatuur. Het gemiddelde specifieke verbruik verschilt tussen de verschillende typen van aansluiting (enkel koken en warm waterbereiding of tevens ruimteverwarming), verschillende typen van gezinnen (gezinnen die reeds aardgas verbruiken, die overstappen naar aardgas en nieuwe gezinnen) en er wordt rekening gehouden met geografische verschillen in specifiek aardgasverbruik. Telkens een nieuw aardgastoestel wordt aangekocht is dit een hoog rendementstoestel. De vraagevoluties zijn genormaliseerd voor weersomstandigheden op basis van een gemiddeld aantal graaddagen van 2.415 (zie bijlage 1).

- (228) De huishoudelijke sector omvat alle gezinnen in België en wordt uitsluitend bevoorradat op de distributienetten. De evolutie van het woningenpark (vraagpotentieel) en het aardgasdistributienet (aanbodpotentieel) zijn de dominante factoren voor de vraagvooruitzichten in deze sector. De vraag in deze sector is vooral bestemd voor ruimteverwarming (gemiddeld 80%). Schommelingen van de jaarvraag van bestaande residentiële aardgasklanten wordt in sterke mate bepaald door schommelingen in de buitentemperatuur. Voor de vooruitzichten wordt de

³³ Tijdreeksanalyses geven aan dat de prijs van aardgas geen significante verklarende factor is voor het groeiend aantal gezinnen die aardgas verbruiken. Gezinnen verdisconteren de toekomst met een sterke voorkeur voor aardgas omwille van comfort en huidige en te verwachten milieu- en energieregelgeving (ook indirect via bijvoorbeeld periodieke controle van stookolietanks). Er wordt ook ingespeeld op lokale promotiecampagnes voor aansluitingen op aardgas en de ingesteldheid van installateurs is een actieve factor.

aardgasvraag van de gezinnen gezuiverd voor weersomstandigheden omdat dit noodzakelijk is om trends te kunnen analyseren. Algemeen wordt aanvaard dat genormaliseerd wordt via graaddagen die berekend worden vanaf een verwarmingsdrempel van 16,5°C buitentemperatuur (zie bijlage 1).

Debietvraag en vraagpatroon

- (229) Als extreme omstandigheid wordt een dag genomen met 27,5 graaddagen. Dit is bijvoorbeeld de derde dag van drie opeenvolgende dagen met een gemiddelde buitentemperatuur van -11°C (zie bijlage 1). Er wordt geraamd dat voor deze extreme koudedag (waarbij de warmtebuffer van de gebouwen is opgebruikt) de huishoudelijke verwarmingsketels op hun volledig vermogen draaien³⁴. Nog kouder betekent dus een daling van de comforteisen binnenshuis. De kans dat zich een dergelijke dag voordoet, wordt op minder dan 1 keer op 20 jaar geschat.
- (230) De gemiddelde minimale individuele uitgangscapaciteit (individuele piekuvraag) wordt geschat op 30% hoger dan de gemiddelde uurvraag voor een extreme piekdag. De piekuvraag moet echter niet noodzakelijk voorvallen op de piekdag. De piekuvraag bepaalt dus de afnamecapaciteit bij de individuele gezinnen.
- (231) Er stelt zich geen synchronisatieprobleem van de individuele piekverbruiken omdat alle gezinnen op dezelfde dag geconfronteerd worden met deze piekkoude. De ingangscapaciteit wordt gelijk gesteld aan de gemiddelde uurvraag tijdens de piekdag en niet de piekuvraag op de piekdag omdat het vervoersnetwerk een leidingbuffer heeft ('linepack') en andere operationele middelen (zie 7.5). Aan de interne vervoersinfrastructuur wordt dus opgelegd dat de *linepack* en andere operationele middelen in staat moeten zijn om de dag- en nachtbalancering van het huishoudelijk aardgasverbruik op te vangen, ook op een piekdag³⁵. De ingangscapaciteit is dus de

³⁴ Deze gegevens worden bevestigd door informatie van het *Centre Scientifique et Technique de la Construction* gevestigd te Limelette.

³⁵ Dit geldt ook voor de overige sectoren. Er wordt opgelegd dat de basisflexibiliteit aangeboden door de beheerder van het aardgasvervoersnet (*linepack* en andere operationele middelen) het verschil tussen ingangscapaciteit (injectiedebiet) en uitgangscapaciteit (afnamedebiet) kan opvangen voor de gesynchroniseerde piekdag. De basisflexibiliteit moet dus toelaten *flat* te nomineren over de dag waardoor een dagbalancering volstaat (zie 9.3, dit principe wordt gehaald voor de H-gasmarkt maar niet voor de L-gasmarkt).

debietscapaciteit die noodzakelijk is op de ingangspunten van het vervoersnetwerk om de piekleveringen aan de huishoudens te kunnen waarborgen.

5.3. Tertiaire sector

Aardgasvraag

- (232) De tertiaire sector heeft met de huishoudelijke sector gemeen dat ze beleverd wordt via het distributienet en dat het leeuwendeel van het aardgasverbruik bestemd is voor ruimteverwarming.
- (233) Het model is gekalibreerd op basis van gegevens van de netbeheerder en gegevens die de CREG zelf inzamelt (zie 1.2). Het laatste observatiejaar is 2008.
- (234) De economische groei en een voorkeurstrend voor aardgas (mede onder invloed van energie- en milieuregulering) zijn bepalend voor de simulatie van de tertiaire vraag naar aardgas. De economische groei van de sector situeert zich op 2,5% tot 2010 om dan terug te vallen op het niveau van 2,3% per jaar tot 2015 en vervolgens 2,0% tot 2020 (PSE met aanvullingen van het Federaal Planbureau). Inzake de netpenetratie wordt dezelfde methode als voor de huishoudens gebruikt. Er wordt rekening gehouden met verschillen in gemiddeld specifiek verbruik voor de tertiaire sector per provincie, hetgeen sterk bepaald wordt door verschillen in de samenstelling van de tertiaire sector. Ook voor deze sector geldt dat bij vervanging van aardgastoestellen gekozen wordt voor toestellen met een hoog rendement. De vraagevoluties zijn genormaliseerd op basis van een gemiddeld aantal graaddagen van 2.458 (zie bijlage 1).

Debietvraag en vraagpatroon

- (235) De bepaling van de ingangscapaciteit en de uitgangscapaciteit verloopt analoog zoals voor de huishoudens. De piekdag voor de tertiaire sector en de huishoudens is synchroon.

5.4. De industrie

Aardgasvraag

- (236) Rekening houdende met de sterke verschillen in de energie-intensiteit tussen de industrietakken, de sterke verschillen in economische groeiverwachtingen en de sterke verschillen in het industrieel weefsel over de provincies, wordt de industriële aardgasvraag gemodelleerd voor negen industrietakken (ijzer en staal, chemie, voeding, textiel, hout en papier, niet-metaalhoudende mineralen, non ferro, metaalwerken, andere) met een opsplitsing voor de chemie in energetisch en niet-energetisch aardgasverbruik (bijvoorbeeld voor de productie van kunstmest).
- (237) Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de industrie beleverd via het distributienet en rechtstreeks via het vervoersnet.
- (238) In het planningsscenario wordt aangenomen dat er geen omschakeling is van L-gas naar H-gas in de huidige irrigatiegebieden, dat er geen omschakeling is van aansluitingen op het distributienet naar het vervoersnetwerk en dat er geen verschuivingen zijn over het land qua industriële activiteiten. Vertrekkend van het huidige industrieel weefsel wordt de industrie bijgevolg uitgebreid of afgebouwd (bijvoorbeeld voor de textielindustrie).
- (239) De aardgasvraag voor warmtekrachtkoppeling (WKK) in eigen beheer en voor eigen verbruik van elektriciteit en stoom is opgenomen in de industriële aardgasvraag. WKK in beheer van een derde (elektriciteitsonderneming) is opgenomen in de sector van de elektriciteitsproductie. De aardgasbalans wordt hier in evenwicht gehouden door bij een overstap van een industrie van eigen stoomproductie (bijvoorbeeld met een klassieke ketel) naar de aankoop van stoom van een WKK in beheer van een derde, de oorspronkelijke aardgasvraag voor warmte in mindering te brengen bij de industrie. Deze energie-boekhoudkundige verschuiving matigt dus de groei van de aardgasvraag voor de industrie en versterkt de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie (en stoom). Globaal impliceert deze verschuiving een aardgasbesparing gezien de winst aan energie-efficiëntie.

(240) Het model is gekalibreerd op basis van gegevens van de netbeheerder en gegevens die de CREG zelf inzamelt (zie 1.2). Het laatste observatiejaar is 2008.

(241) De economische groeiverwachtingen en de energie-intensiteit per industrietak zijn de belangrijkste hypothesen voor de vooruitzichten van de industriële aardgasvraag. De reële relatieve aardgasprijs wordt verondersteld constant te blijven. De groei van de economische activiteiten is afkomstig van het Federaal Planbureau en wordt weergegeven in Tabel 15.

Tabel 15. Economische groeiverwachtingen per industrietak tot 2020.

	ijzer en staal	chemie	voeding	textiel	hout en papier	niet- metaal houdende mineralen	non ferro	metaalwerk- en	andere
'08-'10	0,4%	2,3%	1,9%	-1,2%	2,1%	2,0%	0,3%	1,7%	2,7%
'10-'15	0,7%	2,2%	1,7%	-0,6%	2,0%	1,7%	0,9%	2,0%	1,8%
'15-'20	0,5%	1,9%	1,3%	-0,2%	1,6%	1,3%	0,8%	1,6%	1,6%

Bron: PSE met aanvullingen van het Federaal Planbureau

Deze vooruitzichten van de industriële activiteiten zijn coherent met een groeiverwachting van het BBP met 2,4% tot 2010 die vervolgens terugvalt tot 2,2% tot 2015 en 1,8 tot 2020. De groeiverwachtingen van het Federaal Planbureau geven een optimistische blik op evolutie van het BBP (recente verleden: 2006: 3,0%; 2007: 2,6%, 2008: 1,4%). Een verantwoording om deze cijfers op te nemen in de studie:

- Om consistentie met de PSE te verkrijgen waardoor de ontwikkelingen in PSE vergeleken kunnen worden met de voorliggende studie voor aardgas;
- De opname van optimistische cijfers verantwoord is vanuit de optiek van bevoorradingszekerheid;
- Voorliggende studie als horizon het jaar 2020 heeft;
- Economische groei beïnvloedt vooral de volumevraag naar aardgas maar in mindere mate de debietvraag op piekmomenten waar bijvoorbeeld het vervoersnet voor gedimensioneerd moet worden.

Debietvraag en vraagpatroon

- (242) Zoals gesteld in 4.4 bestaat er voor de industrie geen specificatie van een extreme omstandigheid waarvoor het gesimuleerde debiet als referentie wordt gebruikt³⁶.
- (243) Voor de industrie wordt een synchronisatiemethode gevolgd die garanties inbouwt voor bevoorradingszekerheid. Het uurprofiel van de jaarlijkse industriële aardgasvraag wordt geschat op basis van historische gegevens. Het profiel met de hoogste amplitude wordt gekozen als referentieprofiel voor het industriële aardgasverbruik³⁷. Om een zekere garantie in te bouwen voor bevoorradingszekerheid wordt aangenomen dat de piek van de industrie zich kan voordoen op een extreme koudedag³⁸. Met andere woorden, er wordt gekozen voor een debietcapaciteit die toelaat dat het piekverbruik van industrie ‘mag’ voorvallen op een extreme koudedag.

5.5. Elektriciteitsproductie

Aardgasvraag

- (244) De vraag naar aardgas voor elektriciteitsproductie is afgeleid van (i) de groei van de Belgische elektriciteitsvraag, (ii) het aandeel van de elektriciteitsvraag geproduceerd in België via aardgas en (iii) de samenstelling van het huidige en te verwachten productiepark op aardgas.
- (245) Het planningsscenario voor de elektriciteitsproductie vertrekt van de karakteristieken van het referentiescenario van PRIMES die conform is met de PSE. Er wordt rekening gehouden met de uitstap uit kernenergie. De gekozen evoluties voor de periode 2008-2020 zijn de volgende:

³⁶ Een suggestie om het piekdebiet af te stemmen op een synchrone maximale productie van alle industriële aardgasklanten, zou tot irrationele dimensies leiden.

³⁷ Het betreft een *pooling* van de individuele industriële vraagprofielen. Indien de asynchrone individuele piekverbruiken meer synchroon zouden lopen (hetgeen mogelijk is met een bepaalde kans), zou de pooling leiden tot een hogere industriële piekvraag.

³⁸ Deze keuze lijkt pragmatisch maar wordt mede verantwoord door (i) zie voorgaande voetnoot waarbij de *pooling* van observaties geen rekening houdt met de kansen van synchronisatie binnen de industrie, (ii) er geen extreme situatie wordt gedefinieerd voor de industrie zoals voor de overige sectoren.

- de Belgische elektriciteitsvraag, gedefinieerd als de opgevraagde energie (dus met netverliezen van transport en distributie) groeit met 1,7% per jaar tot 2020;
- het aandeel van de Belgische elektriciteitsproductie op basis van aardgas groeit van 27,3% in 2008 tot 32,4% in 2020;
- de netto-invoer van elektriciteit uit het buitenland fluctueert over de tijd en bedraagt 6.076 GWh in 2008, 3.554 GWh in 2015 en 12.721 GWh in 2020;
- er wordt bijkomende productiecapaciteit gebouwd ten belope van 10.807 MWe in de periode 2008-2020. De bijkomende eenheden zijn als volgt verdeeld over de primaire energiedragers: 2.930 MWe via hernieuwbare energie (696 MWe onshore wind, 1.014 MWe offshore wind, 1.211 MWe biomassa, 9 MWe solair en geothermisch), 1.244 MWe via steenkool, 664 MWe op basis van aardolie, 844 MWe op basis van afgeleide gassen, 162 MWe nucleair en 4.963 MWe op basis van aardgas³⁹;
- het park van aardgascentrales wordt uitgebreid met 4.963 MWe: 3.893 MWe gesloten cyclus aardgasturbines (STEG), 91 MWe open cyclus aardgasturbines (& klassieke centrales), 339 MWe piekproductie-eenheden en 640 MWe warmtekrachtkoppeling (WKK).

(246) Om de aardgasvraag te simuleren worden de huidige productie-eenheden geïnventariseerd samen met de individuele technische karakteristieken⁴⁰. De WKK, niet in beheer van de industrie, worden opgenomen in deze inventaris. De locatie van de productie-eenheid, L-gas of H-gas en belevring via het distributienet of vervoersnet zijn tevens van belang voor het aardgasmodel.

(247) Vervolgens wordt het verwachte bijkomende geïnstalleerde vermogen op aardgas geconcretiseerd op basis van signalen uit de markt⁴¹. Er wordt aangenomen dat alle nieuwe eenheden worden bevoorrad met H-gas. De hypothese betekent wel dat er geanticipeerd wordt op een verdere bevoorrading van Limburg en Antwerpen in H-gas. De sites voor de nieuwe eenheden in België zijn niet gedefinieerd omdat de

³⁹ Deze cijfers zijn inclusief de investeringen in 2008. Aangezien deze behoeftenanalyse het jaar 2008 als basisjaar hanteert voor de vooruitzichten zal verder in het document sprake zijn van bijkomende investeringen vanaf 2009 in 4.673 MWe op basis van aardgas.

⁴⁰ Een inventaris van het elektriciteitsproductiepark kan gevonden worden op www.elia.be.

⁴¹ Maar ook eventueel bijgesteld. Het kan bijvoorbeeld zijn dat meer centrales worden gepland omwille van arbitrage redenen.

keuze van de lokatie bepaald wordt door de investeringsbeslissingen van de producenten. Voor deze studie is evenwel een lokalisering van de toekomstige aardgasvraag nodig omdat dit bepalend is voor de nodige vervoerscapaciteiten. In deze studie wordt de localisatie van nieuwe eenheden uitgevoerd op basis van signalen uit de markt, het ontwikkelingsplan van Elia (beschikbaarheid van hoogspanningsleidingen) en de reeds bestaande en geplande beschikbaarheid van vervoerscapaciteit voor aardgas. Het referentiescenario van de PSE betreffende de bijkomende gasgestookte elektriciteitscentrales wordt weergegeven in Tabel 16. De nieuwe eenheden worden opgedeeld volgens type van centrale: gesloten cyclus gasturbines (CCGT) ofwel STEG; open cyclus gasturbines (OCGT) en warmtekrachtkoppeling (WKK).

Tabel 16. Bijkomende elektriciteitsproductie-eenheden op basis van aardgas in de periode 2008-2020.

Locatie	type	indienstname	MWe
<i>Exogeen referentiescenario PSE</i>			
Angleur	OCGT	2009	126
Amercoeur	STEG	2009	300
Gent	WKK	2009	70
Zwijndrecht	WKK	2009	55
Tessenderlo	STEG	2010	400
Rodenhuize	STEG	2010	400
Antwerpen	WKK	2010	44
Antwerpen	WKK	2010	40
Marcinelle	STEG	2011	420
<i>Totaal</i>			<i>1.855 MWe</i>
<i>Endogeen referentiescenario PSE</i>			
2010			270
2015			562
2020			1.986
<i>Totaal</i>			<i>2.818 MWe</i>
Totaal			4.673 MWe

Bron: PSE met aanvullingen van het Federaal Planbureau

Er wordt in de PSE een onderscheid gemaakt tussen:

- het exogeen productievermogen: de nieuwe aardgasgestookte centrales die bij de opstelling van de PSE met zekerheid gebouwd gingen worden tot 2013 (input van de simulatie);
- het endogeen productievermogen: het bijkomend productievermogen op aardgas dat nodig is volgens het referentiescenario van de PSE (output van de simulatie).

Volgens het referentiescenario van de PSE is in de periode vanaf 2009 tot 2020 een nood aan bijkomende gasgestookte elektriciteitscentrales met een totaal vermogen van 4.673 MWe. De concrete projecten voor een vermogen van 2.818 MWe was bij de opstelling van de PSE niet gekend. Ondertussen is bijvoorbeeld gekend dat bijvoorbeeld SPE twee STEG-centrales van 460 MWe bouwt tegen 2012 aan de Maas te Lixhe (Visé) maar dit groot project was nog exogeen bij de opstelling van de PSE en zit dus vervat in het totaal van 2.818 MWe. Hetzelfde geldt voor het STEG-project van Nuon te Seneffe dat een vermogen bouwt van 400 MWe tegen 2011⁴². Deze projecten worden expliciet (omdat de locatie van de vermogens belangrijk is voor infrastructuurplanning) opgenomen in het planningsscenario van voorliggende studie zonder het totaal noodzakelijk vermogen van 4.673 MWe van de PSE te overschrijden. Deze benadering waarborgt een maximale consistentie tussen het referentiescenario van de PSE en het planningsscenario. In 7.2 zullen variante scenario's voor de elektriciteitsproductie, en hun weerslag op de aardgassector, bekeken worden.

Op basis van het productiepark wordt de vraag naar aardgas gesimuleerd voor de opwekking van de voorziene elektriciteitsproductie.

Debietvraag en vraagpatroon

(248) In tegenstelling met de ingangscapaciteit voor de andere sectoren, leidt de methode die hier wordt voorgesteld voor de ingangscapaciteit van de elektriciteitsproductie tot een breuk met de praktijk in het verleden.

⁴² De overige projecten om het totaal van 2.818 MWe te verkrijgen kunnen hier niet vermeld worden wegens vertrouwelijkheid.

- (249) In de vroegere planning van de geïntegreerde onderneming Distrigas werd de bevoorrading voor elektriciteitscentrales geplafonneerd op 318 k.m³(n)/h. Dit wil zeggen dat bij vriestemperaturen de bevoorrading aan centrales werd besnoeid ten voordele van de klanten van de distributie.
- (250) In het indicatief plan van bevoorrading in aardgas 2001-2011 werd deze benadering aangepast door te bepalen dat dit plafond van toepassing is voor de bestaande centrales op aardgas, maar dat voor de nieuwe centrales een bevoorrading op piekvermogen moet worden gegarandeerd. Dit leidde tot een planning vaningangscapaciteit voor de elektriciteitscentrales van 650 k.m³(n)/h in 2011.
- (251) Zoals in het indicatief plan van bevoorrading in aardgas 2004-2014 wordt in deze studie gekozen om voor het planningsscenario het criterium te hanteren dat vasteingangscapaciteit wordt gegarandeerd voor een synchrone piekbelasting van alle centrales die draaien op aardgas, ook de *multi-fuel* op aardgas. Het is op de eerste plaats de bedoeling om de robuustheid van het vervoersnetwerk te testen en vervolgens, afhankelijk van de simulatieresultaten, het belang van eventuele besnoeiing in pieklasten te beoordelen.
- (252) Aanvullend dient te worden opgemerkt dat het criterium van vaste capaciteit aanknopingspunten heeft met de huidige realiteit. Er is een dubbele bekommernis: zekerheid van elektriciteitsproductie en zekerheid van aardgasbevoorrading. Op deze manier wordt bijgedragen tot het vermijden van mogelijke domino-effecten van *blackouts*. Bovendien zijn er signalen dat elektriciteitsproducenten bereid zijn te betalen voor vaste vervoerscapaciteit om zo maximaal hun commerciële vrijheid te behouden in de aanwending van primaire energie. Mede gelet op de marges die behaald kunnen worden met arbitrage, is vooral de mogelijkheid om de toevoer van aardgas te manipuleren een troef en is onderbreking van capaciteit commercieel minder pertinent in deze sector⁴³. Aanvullend geldt dat:
1. er nu reeds wordt vastgesteld dat het piekverbruik voor de centrales het viervoud is van het oude plafond van 318 k.m³(n)/h. Dit had tot problemen

⁴³ GasTransportServices meldt dat de Nederlandse elektriciteitsproducenten, waar reeds verschillende producenten elkaar beconcurreren, enkel vaste vervoerscapaciteit wensen en daar ook voor betalen om zo meer flexibel te kunnen reageren op commerciële opportuniteiten.

kunnen leiden indien dit verbruik synchroon zou zijn met het piekverbruik van de andere sectoren;

2. het productiepark is gedimensioneerd voor de Belgische elektriciteitsvraag rekening houdende met een netto elektriciteitsinvoer. Dit wil zeggen dat bij een piekverbruik van elektriciteit de centrales in principe maximaal worden ingezet. Dit argument wordt versterkt door het feit dat er steeds minder flexibiliteit is om op een andere brandstof voor elektriciteitsproductie dan aardgas te rekenen omdat (i) milieueisen verstrengen en (ii) aardgas steeds meer de basisbrandstof wordt.

(253) Er is vastgesteld dat de piek elektriciteitsvraag niet typisch plaatsvindt op een extreme koudedag hoewel er een positieve correlatie is tussen de elektriciteits- en aardgasvraag. Omwille van bevoorradingszekerheid wordt hier gekozen voor een debietcapaciteit die toelaat dat de piek van de elektriciteitsvraag zich voordoet op een extreme koudedag.

5.6. Doorvoer

(254) Het planningsscenario beoogt de bevoorradingszekerheid van de Belgische aardgasmarkt, terwijl de gecontracteerde doorvoerstromen geëerbiedigd blijven. Onverminderd de mogelijkheid voor een uitbreiding van de vraag naar doorvoer, beperkt het planningsscenario zich tot de controle op de compatibiliteit tussen doorvoerverbintenissen en de nationale noden.

(255) Het planningsscenario zal daarom rekening houden met heden onderschreven vervoerscapaciteit voor doorvoerstromen tot 2020 en met de hypothese dat de capaciteitsreservaties voor doorvoer die aflopen, hernieuwd worden. Daarnaast wordt rekening gehouden met de bijkomende doorvoervraag die werd opgetekend in de recente *open seasons* (zie 7.4).

(256) Dit betekent dat iedere additionele vraag voor vervoerscapaciteit voor aardgasdoorvoer in de periode 2008-2020 op termijn mogelijk leidt tot een tekort van

vervoerscapaciteit en in principe een bijkomende investering vereist. In 7.4 zal worden nagegaan wat de uitkomsten zijn van de recente *open seasons* voor bijkomende vervoerscapaciteit voor doorvoer die vervolgens in 8.9 worden geconfronteerd met de bijkomende capaciteitsvoorziening.

- (257) Deze dubbele benadering voor één geïnterconnecteerd vervoersnet: vervoerscapaciteit voor doorvoer wordt bepaald door verbintenissen van doorvoerbevrachters en vervoerscapaciteit voor binnenlandse voorziening wordt bepaald door de verwachte debietvragen en bevoorradingscriteria, heeft belangrijke gevolgen voor zowel bevoorradingszekerheid als de allocatie van vervoerscapaciteit voor doorvoer. Elke gevoelige wijziging van de portefeuille van doorvoercontracten ten opzichte van het planningsscenario vereist een herziening van het investeringsplan.
- (258) Een adequate monitoring van de vervoersmarkt vereist dus een opvolging van de evolutie van de reservaties van 'exits' (uitgangscapaciteiten) aan de Belgische grenzen. Met adequaat wordt bedoeld: een monitoring die rekening houdt met de nodige tijd voor het realiseren van een nieuwe investering (dus ook rekening houdende met de relatief lange tijd die nodig is voor het verkrijgen van de nodige vergunningen, gronden, enz.).
- (259) Met deze benadering wordt geenszins de ontwikkeling van de doorvoeractiviteit belemmerd noch vertraagd. Integendeel is het de bedoeling om te garanderen dat er voldoende beschikbare capaciteit zowel voor doorvoer als voor binnenlands vervoer wordt aangeboden. De bespreking in 7.4 zal hierop terugkomen en versterkingen van het vervoersnetwerk behandelen aan de hand van de gekende huidige vraag voor doorvoer.

5.7. Bevoorradingsportefeuille

- (260) De bevoorradingsportefeuille wordt gesimuleerd op basis van:
- De posities van de huidige en nieuwe leveranciers;
 - Beschikbaarheid van *upstream* vervoerscapaciteiten;

- Beschikbaarheid vaningangscapaciteit;
- Nastreven van optimale netwerkefficiëntie.

(261) Er wordt pas bijkomend geïnvesteerd nadat er een volledige bezetting is van de bestaande ingangscapaciteit. Leveranciers worden dus “gedwongen” om eerst de bestaande invoercapaciteit te benutten.

5.8. Ingangscapaciteit op het piekmoment

(262) Volgende hypothesen in het planningsscenario worden gehanteerd wat capaciteitstoewijzing op de piek betreft:

a. Het vervoersnetwerk is conditioneel op de onderschreven capaciteit voor doorvoer tijdens het piekdebiet

De beschikbare vervoerscapaciteit voor de Belgische markt is gelijk aan de geraamde bruikbare ingangscapaciteit verminderd met de onderschreven vervoerscapaciteit voor doorvoer. Dit is onafhankelijk van het feit of de contractuele capaciteit voor doorvoer al dan niet fysisch gebruikt wordt⁴⁴. Met andere woorden, indien een ‘exit’ wordt gereserveerd aan de landsgrens, wordt er rekening mee gehouden dat deze te allen tijde genomineerd kan worden door de doorvoerbevrachter.

b. Het vervoersnetwerk is onafhankelijk van ‘backhaul’ tijdens het piekdebiet

Er wordt opgelegd dat er voldoende fysieke invoercapaciteit moet zijn en dat voor de planning van de infrastructuur niet gerekend kan worden op conditionele capaciteit

⁴⁴ Operationele swaps tussen aardgas voor doorvoer en aardgas voor het binnenland worden evenwel in rekening gebracht bij de simulatie van de nodige vervoerscapaciteit. *A priori* kan niet worden gezegd – vanwege de spreiding van de stromen – of een fysieke doorvoerstroam gelijk aan de onderschreven capaciteit ofwel geen doorvoer tijdens het Belgische piekdebiet het voordeligst is voor de Belgische markt. De vervoerscapaciteit zal gesimuleerd worden in de meest ongunstige situatie. Er is dus ook geen *day ahead* van capaciteit in handen van doorvoerbevrachters die ter beschikking wordt gesteld voor het binnenlands vervoer, noch een principe van ‘use-it-or-lose-it’ (UIOLI) op capaciteit gereserveerd voor doorvoer. De omstandigheid waarbij deze mechanismen nog niet operationeel zijn of nog niet commercieel ingeburgerd zijn, betekent dat wat capaciteit betreft er in de scenario’s van volle belasting van de onderschreven capaciteiten geen synergie is tussen doorvoer en binnenlands vervoer. Daarentegen kan op ogenblikken dat deze belasting < 100% is wel een synergie worden gedaan. De netbeheerder ontwikkelt hiervoor de nodige diensten.

door in tegenstroom te boeken op doorvoerstromen. Gezien de hoedanigheid van doorvoerstromen, kan niet worden uitgesloten dat op piekmomenten onvoldoende of niets wordt genomineerd voor doorvoer⁴⁵. Indien capaciteit in tegenstroom als substituuat voor fysieke invoercapaciteit wordt aanvaard, wordt de Belgische markt afhankelijk van doorvoerbevrachters voor wat capaciteit betreft⁴⁶. Anders zou het zijn indien het doorvoercontract een verbintenis inhoudt om minimaal een bepaald debiet te nomineren wanneer de netbeheerder erom vraagt.

c. Het vervoersnetwerk is onafhankelijk van de binnenlandse verhandeling van aardgas die initieel bestemd is voor doorvoer

Bij het extreme piekdebiet moet er voldoende ingangscapaciteit aan de landsgrens gegarandeerd zijn, waardoor de markt niet verplicht is aardgas aan te kopen op de Hub Zeebrugge. Met andere woorden, in termen van capaciteitsvoorziening worden bevrachters niet gedwongen om zich tijdens het extreem piekdebiet te bevoorraden op de hub of via 'handel aan de flens' (vervoersnet is dus ook niet conditioneel op handel van doorvoergas). De capaciteit zal toelaten dat bevrachters de keuze hebben zich op de Hub Zeebrugge of zich in het buitenland te blijven bevoorraden, ook voor de dekking van het Belgisch extreem piekdebiet.

⁴⁵ Er wordt dus planmatig garantie geboden aan het land van bestemming dat er in België geen aardgas 'verplicht' wordt 'afgetapt' tijdens piek- of crisismomenten. Een dergelijke waarborg biedt Groot-Brittannië bijvoorbeeld niet, maar in plaats van de leveringszekerheid naar de klanten worden financiële compensaties geboden. Voor de volledigheid dient herhaald te worden dat een één-op-één relatie tussen een probleem op het net en noodzakelijke onderbrekingen in de praktijk niet realiseerbaar is en dus in veel gevallen bepaalde (meestal dezelfde) eindafnemers de gevolgen zullen dragen voor de problemen waar zij niets mee te maken hebben.

⁴⁶ Indien bijvoorbeeld in plaats van het ingangspunt te Poppel te versterken, gekozen wordt voor *backhaul* capaciteit op de doorvoer van aardgas te Blaregnies kan er gespaard worden op investeringen maar dit legt echter een hypotheek op de bevoorradingszekerheid en de vrije marktwerking. Stel dat de doorvoerbevrachter klanten heeft in België en deze bevoorradt via tegenboekingen op de doorvoerstromen dan: (i) kunnen deze klanten eventueel later niet overstappen naar een andere leverancier omdat er geen ingangscapaciteit is en (ii) additionele klanten zijn verplicht om capaciteit te verwerven bij de doorvoerbevrachter. Momenteel is er geen vaste *backhaul* capaciteit (capaciteit in tegenstroom). Daarom zal in de toetsing van de beschikbare ingangscapaciteit geen rekening gehouden worden met de voorwaardelijke *backhaul*-capaciteit op het piekmoment. Zoals in hoofdstuk 9 wordt aangegeven is dit principe niet haalbaar, althans niet op korte termijn, voor de bevoorrading in L-gas.

- d. *Het vervoersnetwerk is onafhankelijk van onderbrekingen van capaciteit tijdens het piekdebiet*

Het vervoerssysteem moet in staat zijn vaste capaciteit te verzekeren voor de dekking van het extreme piekdebiet. Potentiële onderbrekingen van capaciteit worden in het planningsscenario van deze studie niet gehanteerd als substituuut voor investeringen in capaciteit.

- e. *Het vervoersnetwerk is conditioneel op de piekuitzendcapaciteit van de binnenlandse flexibiliteitinstrumenten tijdens het piekdebiet*

Bij een extreem piekdebiet voor H-gas kan worden gerekend op de maximum uitzendcapaciteit van de ondergrondse opslag te Loenhout. Dit betekent dat bevrachters er voor moeten zorgen dat de opslag voldoende gevuld is. Het principe is dat aan het einde van de winter (februari) de opslag nog minstens voor 30% gevuld moet zijn om een verbruikspiek op te kunnen vangen.

Bij een extreem piekdebiet voor H-gas kan momenteel gedurende 5 volle dagen gerekend worden op de maximum uitzendcapaciteit van de *peak shaving plant* van Dudzele. Dit betekent dat bevrachters er voor moeten zorgen dat voldoende opslagcapaciteit is gereserveerd en dat de opslag voldoende gevuld is.

Bij een extreem piekdebiet van L-gas kan worden gerekend op de maximum conversiecapaciteit van de aardgastransformatoren te Lillo en Loenhout⁴⁷. Simultaan wordt in rekening gebracht dat de L-gas invoer via Zandvliet-L stil moet worden gelegd om de capaciteit van de aardgastransformator van Lillo te verzekeren.

De uitsluiting van doorvoer voor binnenlandse doeleinden volgens het planningsscenario heeft tot doel om voldoende middelen te voorzien voor de nationale markt. Indien de nationale bevoorrading afhankelijk wordt gesteld van aardgas initieel bestemd voor doorvoer, bijvoorbeeld via de Hub Zeebrugge, wordt de bevoorrading overgelaten aan het prijsmechanisme wat indruist tegen het principe

⁴⁷ De ingangscapaciteit voor het H-gasverbruik van de aardgastransformatoren wordt in rekening gebracht in de confrontatie tussen de behoefte aan ingangscapaciteit en de voorziening ervan in hoofdstuk 9.

van bevoorrading tegen redelijke prijzen wat in feite ook een criterium is voor bevoorradingsszekerheid. Het prijsmechanisme zou dan voor liquiditeit moeten zorgen en zou dan evenwel de prijs kunnen bepalen die zal moeten betaald worden voor de piekbevoorrading of een incident op de piek⁴⁸. Voor zekerheid van debiet en om zich in te dekken tegen prijsrisico's zal de markt ook gekenmerkt blijven door bijstandscontracten met doorvoerbevrachters.

⁴⁸ Op deze manier de prijs voor de dekking van de piek bepalen is weliswaar efficiënter dan extra te investeren in ingangscapaciteit voor de piek en deze kost egaal uit te strijken over het gebruik over de tijd. Vanuit planning en bevoorradingsszekerheid zou het echter verkeerd zijn om volledig te rekenen op het prijsmechanisme en zo bezuinigen op ingangscapaciteit omdat i) de meest betalende het aardgas krijgt en ii) het gevaar bestaat dat door bezuiniging op de infrastructuur, de schaarse vervoerscapaciteit mede de aardgasprijs bepaalt.

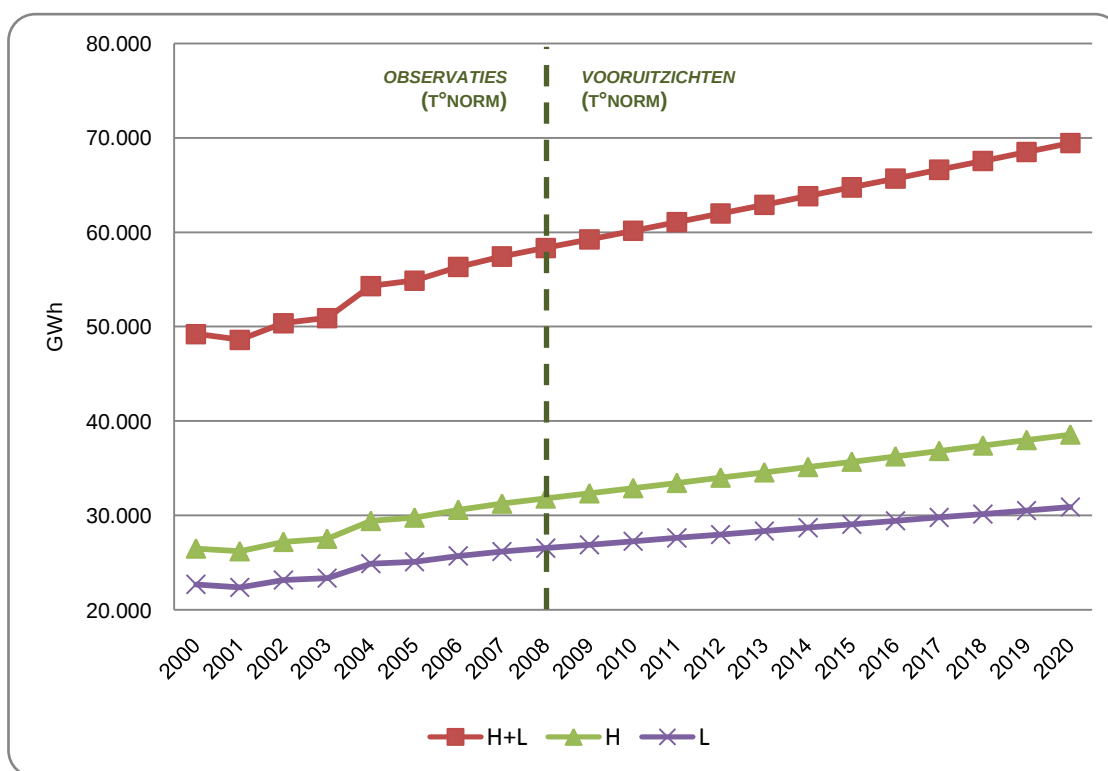
6 Vooruitzichten van de behoefte aan aardgas

6.1. Sectoriële aardgasvraag

Huishoudelijke sector

(263) De vooruitzichten van de aardgasvraag in de huishoudelijke sector worden voorgesteld in Figuur 37. Het betreffen evoluties die genormaliseerd zijn voor temperatuur.

Figuur 37. Vooruitzichten van de aardgasvraag in de huishoudelijke sector tot 2020 (GWh, t°norm, H+L).



Volgens het planningsscenario neemt de aardgasvraag bij de gezinnen toe van 58.343 GWh in 2008 tot 69.454 GWh in 2020. Dit is een stijging van 11.111 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,46% per jaar.

De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+2,15% per jaar). Deze lagere groeivoet heeft alles te maken met een verzadiging van het aantal woningaansluitingen op aardgas en de hogere rendementen van nieuwe verwarmingsinstallaties op aardgas.

Tussentussende geven de vooruitzichten aan dat de aardgasvraag bij de gezinnen in 2013 een niveau bereikt van 62.917 GWh. Dit is een stijging van 4.574 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,52%.

- (264) Zoals toegelicht in de methodologie (hoofdstuk 4 en 5) worden de vooruitzichten geënt op de “irrigatiegebieden” van H-gas en L-gas zoals opgetekend in 2008 zonder in te grijpen wat betreft omschakeling van klanten van L-gas op H-gas. Het gedrag van een huishouden dat beleverd wordt met H-gas en L-gas is niet verschillend en de prijzen zijn identiek. Met deze uitgangspunten kunnen verschillen in de groei van H-gas en L-gas enkel voortvloeien uit ruimtelijke verschillen wat betreft distributienetpenetratie, bestaande aansluitingen en expansiepotentieel. Omdat het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en Antwerpen-stad volledig beleverd worden met L-gas en quasi reeds in 2008 verzadigd zijn, terwijl er nog vooral witte gebieden zijn in de H-gaszones, kan worden aangenomen dat de groei van de H-gasmarkt hoger ligt dan van de L-gasmarkt.

- (265) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar H-gas bij de gezinnen toe van 31.807 GWh in 2008 tot 38.572 GWh in 2020. Dit is een stijging van 6.765 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,62%. De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+2,30% per jaar).

Tussentussende geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar H-gas bij de gezinnen in 2013 een niveau bereikt van 34.573 GWh. Dit is een stijging van 2.766 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,68%.

- (266) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar L-gas bij de gezinnen toe van 26.536 GWh in 2008 tot 30.882 GWh in 2020. Dit is een stijging van 4.346 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,27%. De

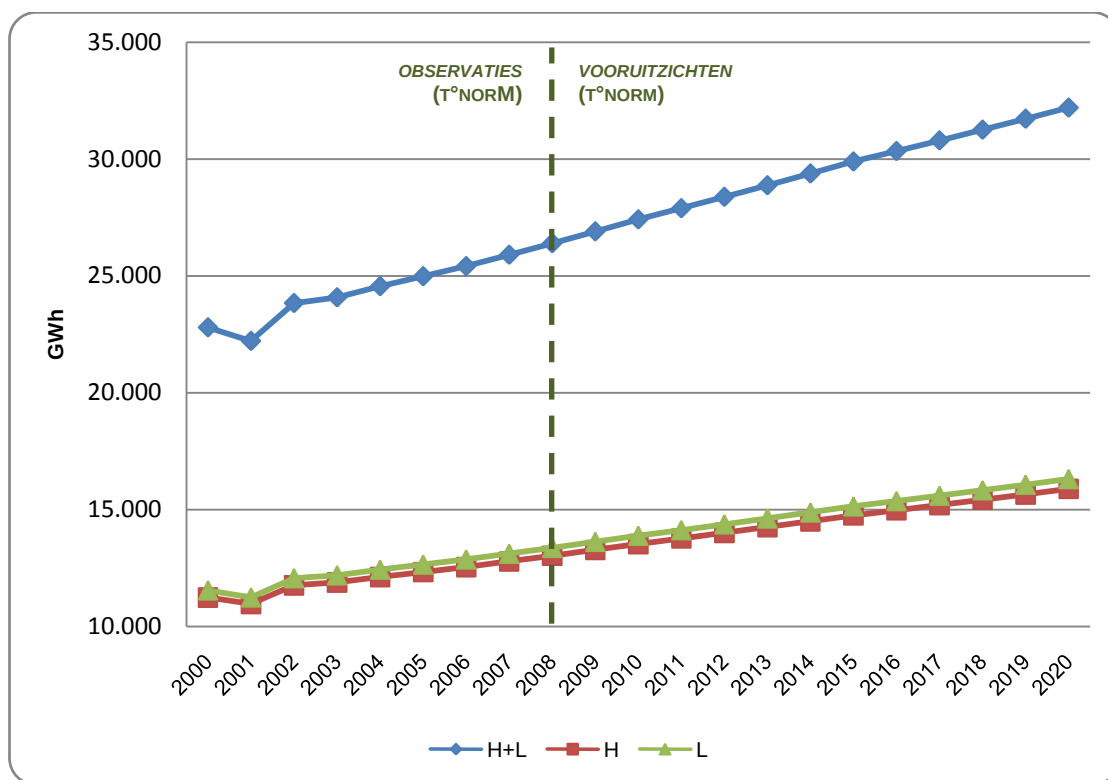
gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,97% per jaar).

Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar L-gas bij de gezinnen in 2013 een niveau bereikt van 28.344 GWh. Dit is een stijging van 1.808 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,33%.

Tertiaire sector

- (267) De vooruitzichten van de aardgasvraag in de tertiaire sector worden voorgesteld in Figuur 38. Het betreft evoluties die zoals voor de huishoudelijke sector genormaliseerd zijn voor temperatuur.

Figuur 38. Vooruitzichten van de aardgasvraag in de tertiaire sector tot 2020 (GWh, t°norm, H+L).



Volgens het planningsscenario neemt de aardgasvraag in de tertiaire sector toe van 26.403 GWh in 2008 tot 32.204 GWh in 2020. Dit is een stijging van 5.801 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,67%. De

gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,85% per jaar). Deze lagere groeivoet heeft, zoals het geval is bij de huishoudens, te maken met een verzadiging van het aantal aansluitingen op aardgas en de hogere rendementen van nieuwe verwarmingsinstallaties op aardgas.

Tussenvolgend geven de vooruitzichten aan dat de aardgasvraag in de tertiaire sector in 2013 een niveau bereikt van 28.881 GWh. Dit is een stijging van 2.478 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,81%.

- (268) Analooq met de huishoudelijke sector en zoals toegelicht in de methodologie, worden de vooruitzichten geënt op de “irrigatiegebieden” van H-gas en L-gas zoals opgetekend in 2008 zonder in te grijpen wat betreft omschakeling van klanten van L-gas op H-gas. Het gedrag van een ondernemer in de commerciële en dienstensector die beleverd wordt met H-gas en L-gas is niet verschillend en de prijzen zijn identiek.

- (269) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar H-gas in de tertiaire sector toe van 13.031 GWh in 2008 tot 15.888 GWh in 2020. Dit is een stijging van 2.857 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,67%. De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,86% per jaar).

Tussenvolgend geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar H-gas in de tertiaire sector in 2013 een niveau bereikt van 14.252 GWh. Dit is een stijging van 1.221 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,81%.

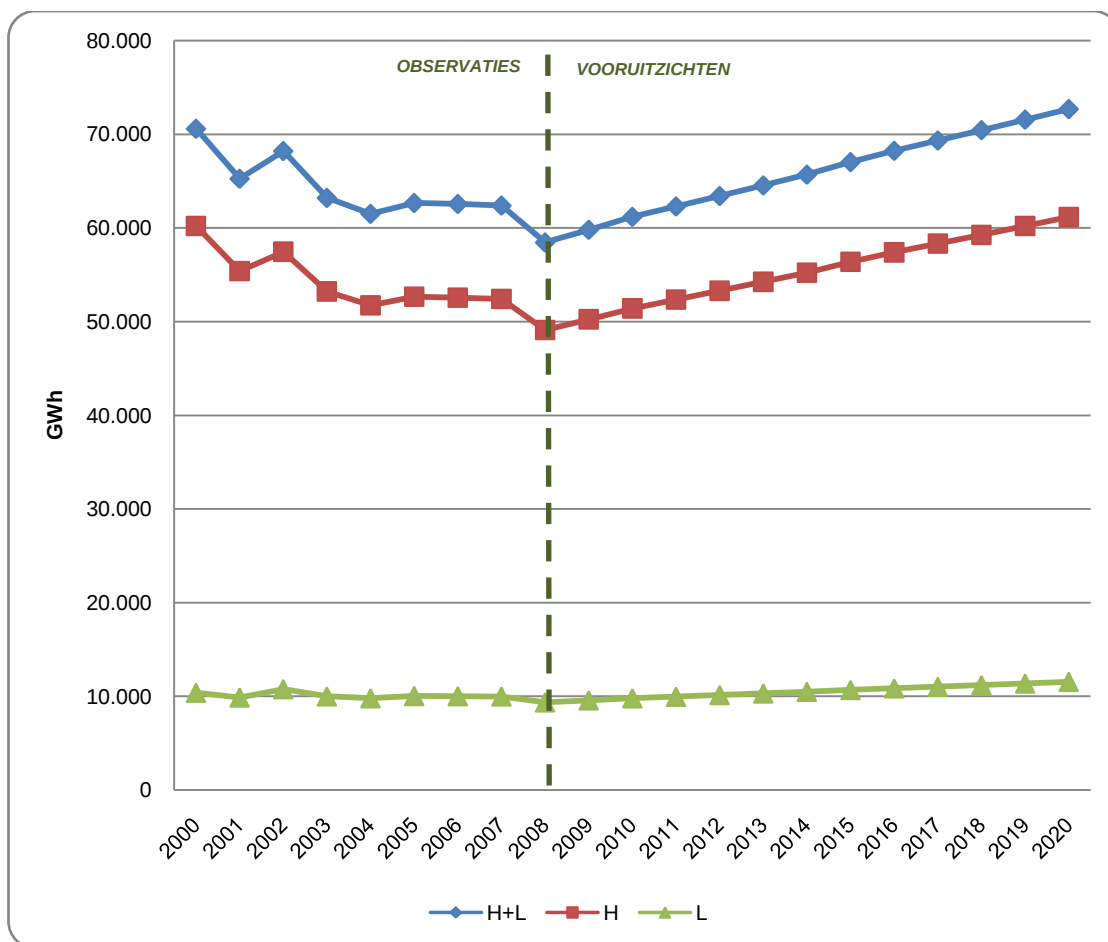
- (270) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar L-gas in de tertiaire sector van 13.372 GWh in 2008 tot 16.316 GWh in 2020. Dit is een stijging van 2.944 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,67%. De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,85% per jaar).

Tussenvolgend geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar L-gas in de tertiaire sector in 2013 een niveau bereikt van 14.629 GWh. Dit is een stijging van 1.257 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,81%.

Industrie

- (271) De vooruitzichten van de aardgasvraag in de industrie worden voorgesteld in Figuur 39. Zoals toegelicht in de methodologie betreft het de industrie die zowel verbonden is aan de distributienetten als rechtstreeks beleverd wordt via het vervoersnet.

Figuur 39. Vooruitzichten van de aardgasvraag in de industrie tot 2020 (GWh, Dist + Tran, H+L).



Volgens het planningsscenario neemt de aardgasvraag in de industrie toe van 58.445 GWh in 2008 tot 72.680 GWh in 2020. Dit is een stijging van 14.235 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,83%. Deze groeivooruitzichten contrasteren sterk met de dalende trend van de industriële aardgasvraag sinds 2000. In de periode 2000-2008 wordt een daling van de industriële aardgasvraag vastgesteld van 12.136 GWh (-2,33% per jaar).

Dit groeiscenario heeft alles te maken met de sterke economische groeiverwachtingen die weerhouden zijn, ook voor de energie-intensieve industrietakken. De groei van het industrieel aardgasverbruik is echter in belangrijke mate een inhaalbeweging: in 2018 wordt terug het verbruiksniveau van het jaar 2000 bereikt.

Tussenvolgend geven de vooruitzichten aan dat de aardgasvraag in de industrie in 2013 een niveau bereikt van 64.536 GWh. Dit is een stijging van 6.091 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 2,00%.

- (272) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar H-gas in de industrie toe van 49.099 GWh in 2008 tot 61.146 GWh in 2020. Dit is een stijging van 12.047 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,85%. De industriële vraag naar H-gas kromp evenwel in de periode 2000-2008 met een jaarlijks gemiddelde van 2,52%.

Tussenvolgend geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar H-gas in de industrie in 2013 een niveau bereikt van 54.239 GWh. Dit is een stijging van 5.140 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 2,01%.

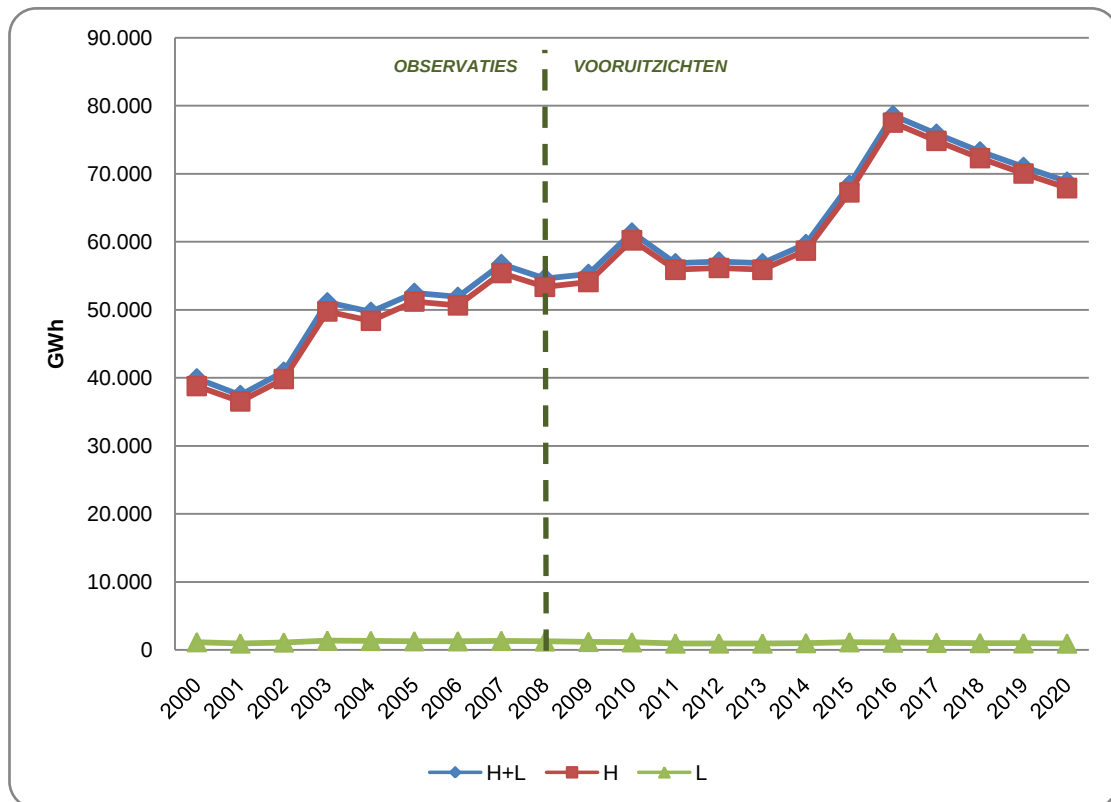
- (273) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar L-gas in de industrie toe van 9.346 GWh in 2008 tot 11.534 GWh in 2020. Dit is een stijging van 2.188 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,77%. De industriële vraag naar L-gas kromp evenwel in de periode 2000-2008 met een jaarlijks gemiddelde van 1,30%.

Tussenvolgend geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar L-gas in de industrie in 2013 een niveau bereikt van 10.297 GWh. Dit is een stijging van 951 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,96%.

Elektriciteitsproductie

- (274) De vooruitzichten van de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie worden voorgesteld in Figuur 40.

Figuur 40. Vooruitzichten van de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie tot 2020 (GWh, H+L).



Volgens het planningsscenario neemt de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie toe van 54.620 GWh in 2008 tot 68.836 GWh in 2020. Dit is een stijging van 14.216 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,95%. De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+4,00% per jaar).

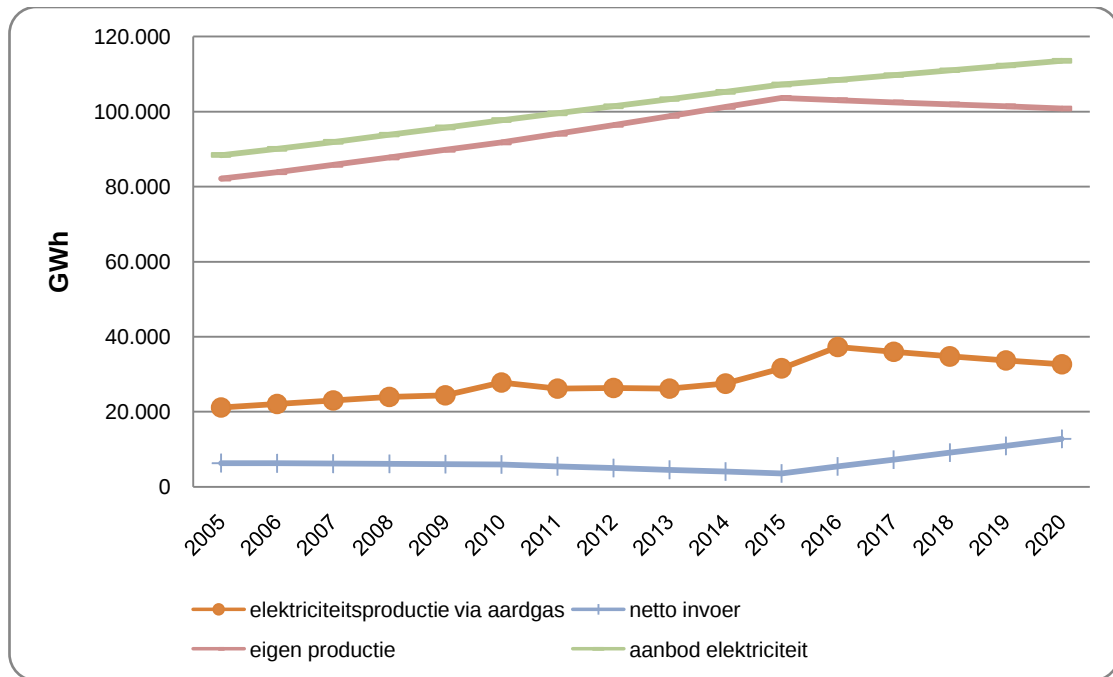
Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie in 2013 een niveau bereikt van 56.846 GWh. Dit is een stijging van 2.226 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 0,80%.

Er is slechts één site waar gecentraliseerde elektriciteitsproductie plaatsvindt met L-gas (Mol). Voor de rest zijn er wel WKK's op de distributienetten die gevoed worden met L-gas. Nieuwe elektriciteitscentrales worden aangesloten op het H-

gasvervoersnet. Het aandeel van L-gas in de gasgestookte elektriciteitsproductie stagneert en bereikt een aandeel dat niet hoger is dan 2%.

(275) In Figuur 41 worden de vooruitzichten van de elektriciteitsvoorziening voorgesteld.

Figuur 41. Vooruitzichten van de elektriciteitsvoorziening tot 2020 (GWh).



Bron: PSE met aanvullingen van het Federaal Planbureau

(276) Volgens het referentiescenario in de PSE stijgt de elektriciteitsvraag, en bijgevolg het nodige aanbod, relatief lineair van 93.792 GWh in 2008 tot 113.493 GWh in 2020. Dit is een stijging van 19.701 GWh ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,60%. Tusseliggend geven de vooruitzichten aan dat de elektriciteitsvraag in 2013 een niveau bereikt van 103.265 GWh. Dit is een stijging van 9.473 GWh ten opzichte van de vraag in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,94%.

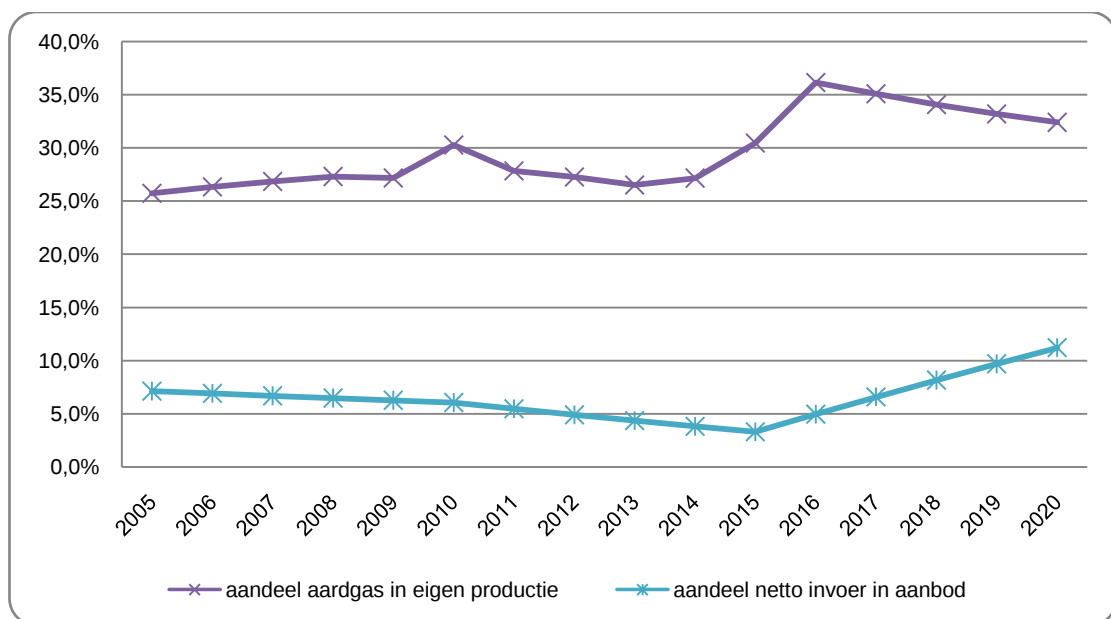
(277) Volgens het referentiescenario in de PSE wordt de Belgische elektriciteitsvraag voldaan via eigen elektriciteitsproductie binnen België en de invoer van elektriciteit. De eigen elektriciteitsproductie neemt geleidelijk toe van 87.716 GWh in 2008 tot 103.609 GWh in 2015 (+15.893 GWh ofwel 2,41% per jaar) om daarna af te nemen tot 100.773 GWh in 2020 (-2.837% ofwel -2,74%). Het verschil tussen de Belgische elektriciteitsvraag en de eigen productie wordt opgevangen door de invoer van elektriciteit, dit betekent dat er vanaf 2015 een sterk groeiende substitutie is van

eigen elektriciteitsproductie door invoer. De netto elektriciteitsinvoer kent een dalende trend van 6.076 GWh in 2008 tot 3.554 GWh in 2015 (-2.522 GWh ofwel -41,51%) om daarna sterk toe te nemen tot 12.721 GWh in 2020 (+9.167 GWh ofwel x3,6). Voor de toelichting van de achterliggende redenen wordt verwezen naar de PSE.

(278) Nog steeds volgens het referentiescenario van de PSE stijgt de elektriciteitsproductie via gasgestookte centrales en WKKs van 23.943 GWh in 2008 tot 26.163 GWh in 2013 (+2.220 GWh ofwel +9,3%) om vervolgens een piek te bereiken in 2016 van 37.221 GWh. Daarna daalt de eigen elektriciteitsproductie via aardgas omgekeerd evenredig met de stijging van de elektriciteitsinvoer en bereikt een niveau van 32.640 GWh in 2020 (-4.581 GWh ofwel -12,31% ten opzichte van 2016).

(279) In Figuur 42 wordt het aandeel van aardgas in de eigen elektriciteitsproductie in België voorgesteld samen met het aandeel van invoer in de totale Belgische elektriciteitsvoorziening.

Figuur 42. Aandeel van aardgas in de elektriciteitsvoorziening tot 2020 (GWh).



Bron: PSE met aanvullingen van het Federaal Planbureau

(280) Volgens het referentiescenario in de PSE is het aandeel van gasgestookte centrales en WKKs in de eigen Belgische elektriciteitsproductie stagnerend rond 27,2% in 2014 met evenwel een piek in 2010 van 30,3%. Vanaf 2014 stijgt het aandeel van

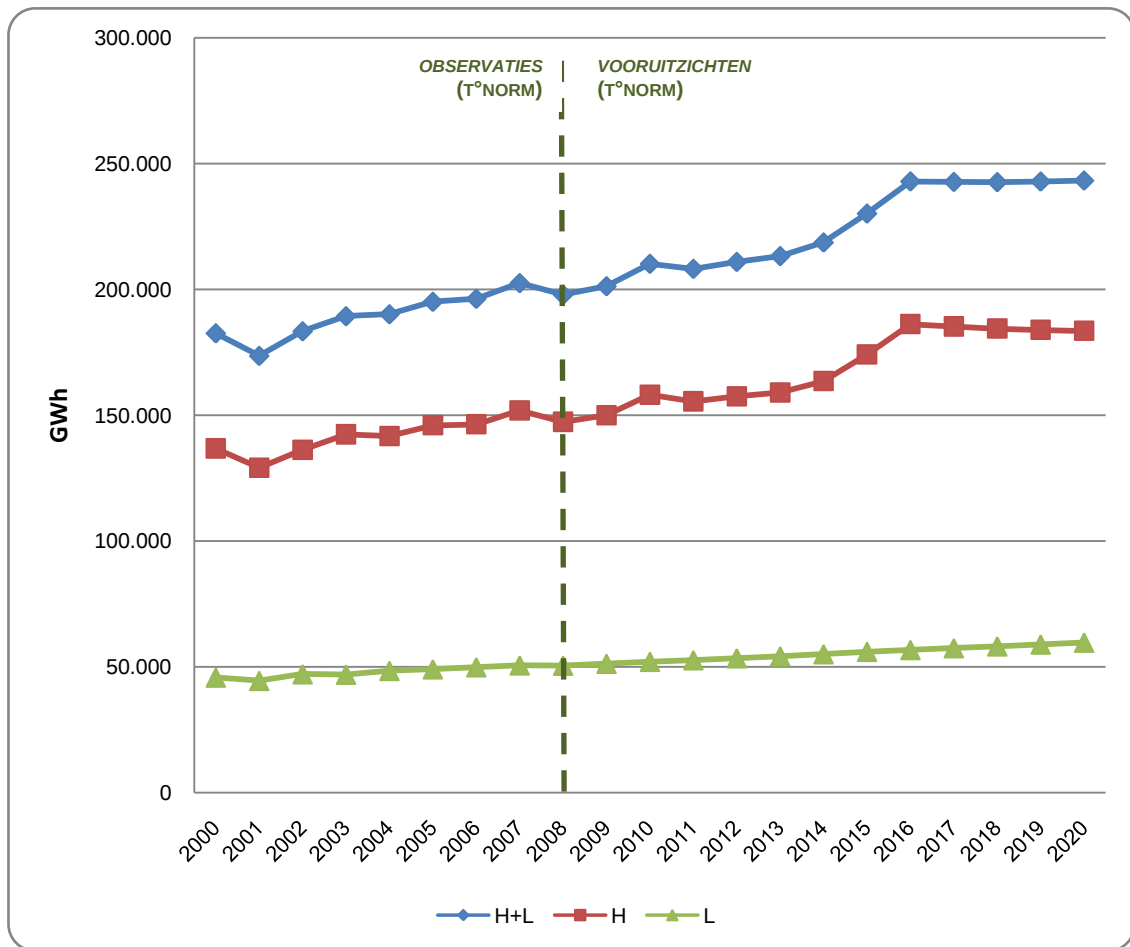
elektriciteitsproductie via aardgas fors om een aandeel van 36,1% te bereiken in 2016 dat daarna weer kentert en weerspiegeld wordt in de stijgende invoer van elektriciteit.

- (281) Volgens het referentiescenario in de PSE krimpt het aandeel van de netto elektriciteitsinvoer om de Belgische elektriciteitsvraag te voldoen van 6,5% in 2008 tot 4,4% in 2013 om vervolgens een dalwaarde van 3,3% te bereiken in 2015. Daarna sterkt de buitenlandse elektriciteitsafhankelijkheid fors tot een percentage van 11,2% in 2020.

Totale Belgische aardgasvraag

- (282) De vooruitzichten van de totale Belgische eindvraag naar aardgas worden voorgesteld in Figuur 43. Deze vooruitzichten worden verkregen door de som van de eindvraag in de huishoudelijke sector, de tertiaire sector, de industrie en de aardgasvraag voor elektriciteitsproductie. Bijgevolg betreffen het evoluties die genormaliseerd zijn voor temperatuur.

Figuur 43. Vooruitzichten van de aardgasvraag in België tot 2020 (GWh, t°norm, H+L).



Volgens het planningsscenario neemt de aardgasvraag in België toe van 197.811 GWh in 2008 tot 243.174 GWh in 2020. Dit is een stijging van 45.363 GWh (+22,93%) ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,74%. De gemiddelde groei ligt hoger dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,01% per jaar). Deze hogere groeivoet wordt volledig gedragen door de industrie en de elektriciteitsproductie.

Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de aardgasvraag in België in 2013 een niveau bereikt van 213.180 GWh. Dit is een stijging van 15.369 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,51%.

(283) Zoals toegelicht in de methodologie worden de vooruitzichten geënt op de “irrigatiegebieden” van H-gas en L-gas zoals opgetekend in 2008 zonder in te grijpen wat betreft omschakeling van klanten van L-gas op H-gas.

(284) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar H-gas in België toe van 147.319 GWh in 2008 tot 183.516 GWh in 2020. Dit is een stijging van 36.197 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,85%. De gemiddelde groei is bijna het dubbel van de groei opgetekend in de periode 2000-2008 (+0,94% per jaar).

Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar H-gas in België in 2013 een niveau bereikt van 158.972 GWh. Dit is een stijging van 11.653 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,54%.

(285) Volgens het planningsscenario neemt de vraag naar L-gas in België toe van 50.492 GWh in 2008 tot 59.659 GWh in 2020. Dit is een stijging van 9.167 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,40%. De gemiddelde groei ligt hoger dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,24% per jaar).

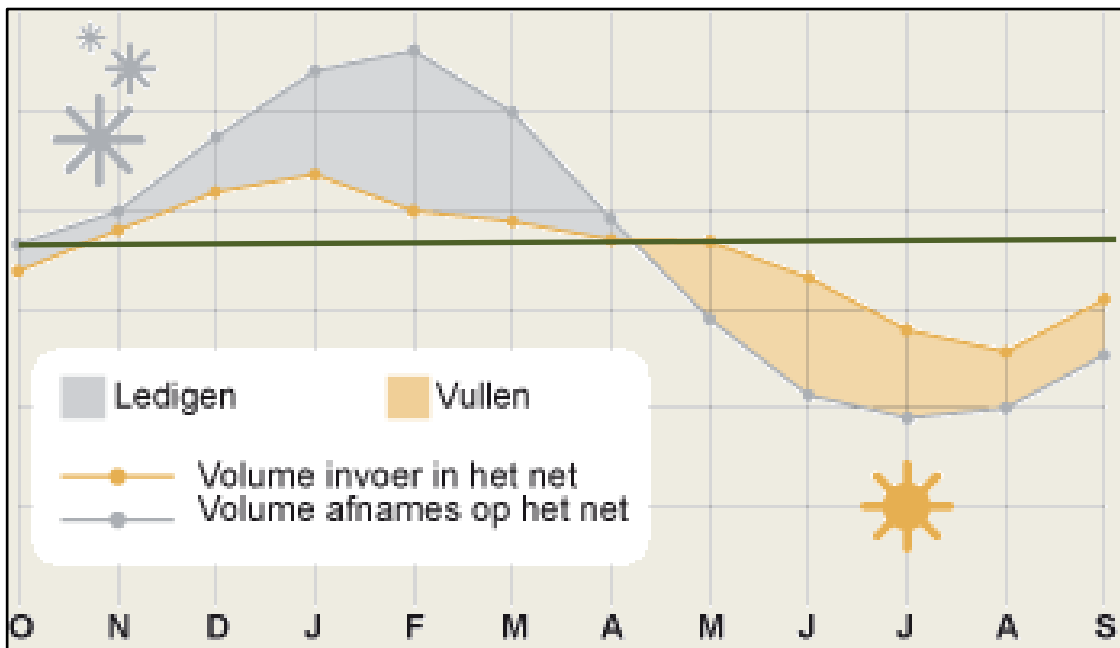
Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de vraag naar L-gas in België in 2013 een niveau bereikt van 54.208 GWh. Dit is een stijging van 3.716 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,43%.

6.2. Seizoenvraag en balanceringsbehoefte

Inleiding

(286) In dit deel worden vooruitzichten gegeven van de schommelingen van de aardgasvraag over de maanden heen als indicatie voor de balanceringsbehoeften tussen winter en zomer. Het principe van seizoenbalanceringsbehoefte voor H-gas waarbij gebruik wordt gemaakt van de ondergrondse opslag in Loenhout, wordt voorgesteld in Figuur 44. Deze figuur laat onmiddellijk zien dat de ondergrondse opslag in Loenhout ontoereikend is voor de seizoenbalanceringsbehoefte.

Figuur 44. Principe van seizoenbalancerings voor H-gas gebruik maken van de ondergrondse opslag in Loenhout.



Bron: Fluxys

- (287) Gezien België geen opslagcapaciteit heeft voor L-gas, moet de volledige seizoenbalancerings voor de Belgische L-gas markt ingevoerd worden. Met andere woorden, het invoerprofiel moet samenlopen met het seizoenprofiel en vereist dus een belangrijke mate van flexibiliteit *upstream* en in de bevoorradingscontracten.
- (288) Aangezien de seizoenschommelingen in de aardgasvraag vooral het gevolg zijn van de verwarmingsbehoeften in de winter die quasi volledig wegvallen in de zomer, worden de balanceringsbehoeften gesimuleerd voor de afname op de distributienetten (zie hoofdstuk 3). Bovendien wordt de opslagcapaciteit te Loenhout prioritair toegekend aan leveranciers die actief zijn op de distributienetten (Gaswet art.15/11,§2) en dit proportioneel met hun marktaandeel (zie belangrijkste voorwaarden voor opslag, www.fluxys.net).

(289) Er bestaan geen specifieke wettelijke criteria op Belgisch niveau die de continuïteit van aardgasleveringen bepalen bij een extreem koude periode⁴⁹. Hier wordt als extreme situatie de strengste winter van de afgelopen 50 jaar genomen.

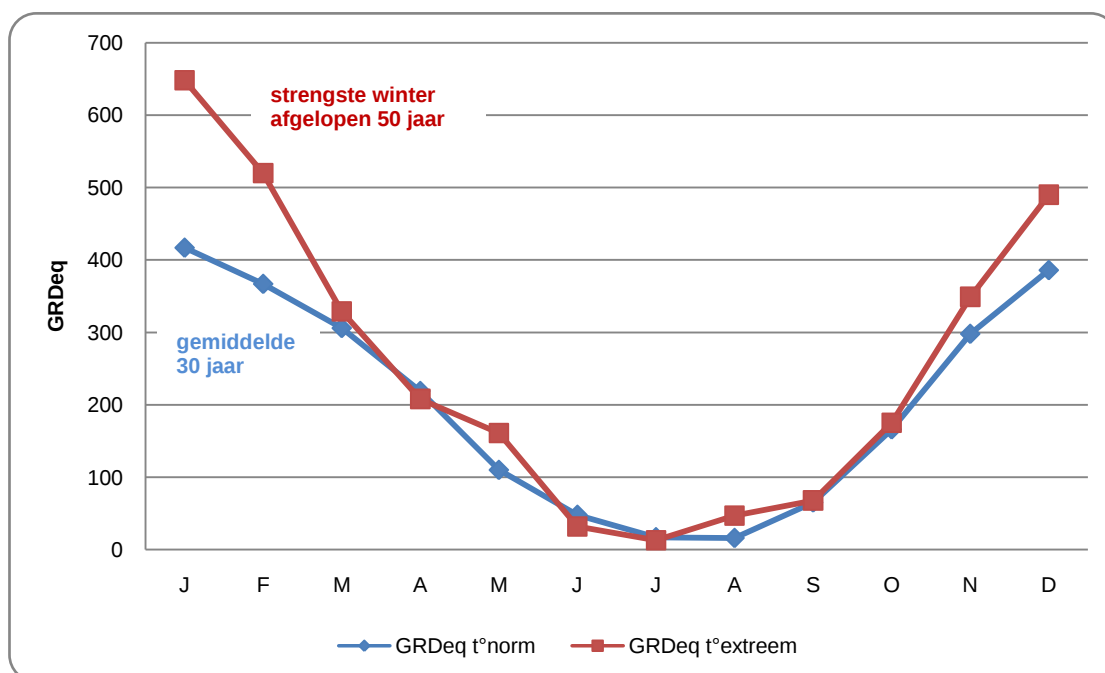
(290) De behoeften aan seizoenbalancing worden gesimuleerd volgens twee temperatuursprofielen (zie bijlage 1):

- Een “normaal temperatuursprofiel” ($t^{\circ}\text{norm}$): de gemiddelde equivalente graaddagen per maand over de periode 1976-2005 (2.415 GRDeq op jaarbasis). Het betreft het gemiddeld temperatuursprofiel over een periode van 30 jaar tot 2005.
- Een “extreem temperatuursprofiel” ($t^{\circ}\text{extreem}$): de equivalente graaddagen van de periode 1962-63 die gekenmerkt werd door een extreem koude winter. Het betreft de strengste winter in de afgelopen 50 jaar.

Het “normaal” en het “extreem” temperatuursprofiel worden voorgesteld in Figuur 45. Deze profielen worden gebruikt om de vooruitzichten van de vraag naar seizoenbalancing voor zowel het H-gasverbruik als het L-gasverbruik op de distributienetbehoeften te simuleren. De vooruitzichten in dit deel zijn conform met de het scenario en de vraagvooruitzichten zoals voorgesteld in 6.1. Er worden bijgevolg geen aardgasklanten op L-gas omgeschakeld op H-gas.

⁴⁹ De EU Richtlijn 2004/67/EC, die momenteel wordt herzien, bepaalt dat de lidstaten erop toezien dat de bevoorrading van huishoudelijke afnemers op hun grondgebied voldoende is beschermd, ten minste in het geval van extreem lage temperaturen gedurende een nationaal bepaalde piekperiode.

Figuur 45. Het normaal temperatuursprofiel en het extreem temperatuursprofiel (in GRDeq).



- (291) België beschikt over beperkte opslagcapaciteit voor H-gas en is volledig afhankelijk van het buitenland voor de seizoenbalancerings op het L-gasnet. Bovendien blijken expansiemogelijkheden beperkt vanwege de Belgische geologie. In 2007 is Fluxys gestart met werken om de opslag in Loenhout uit te breiden (zie www.fluxys.net). Deze versterkingen worden opgenomen in de vooruitzichten en zijn samengevat in Tabel 17.

Tabel 17. Lopende uitbreidingsinvesteringen van de ondergrondse opslag in Loenhout (H-gas).

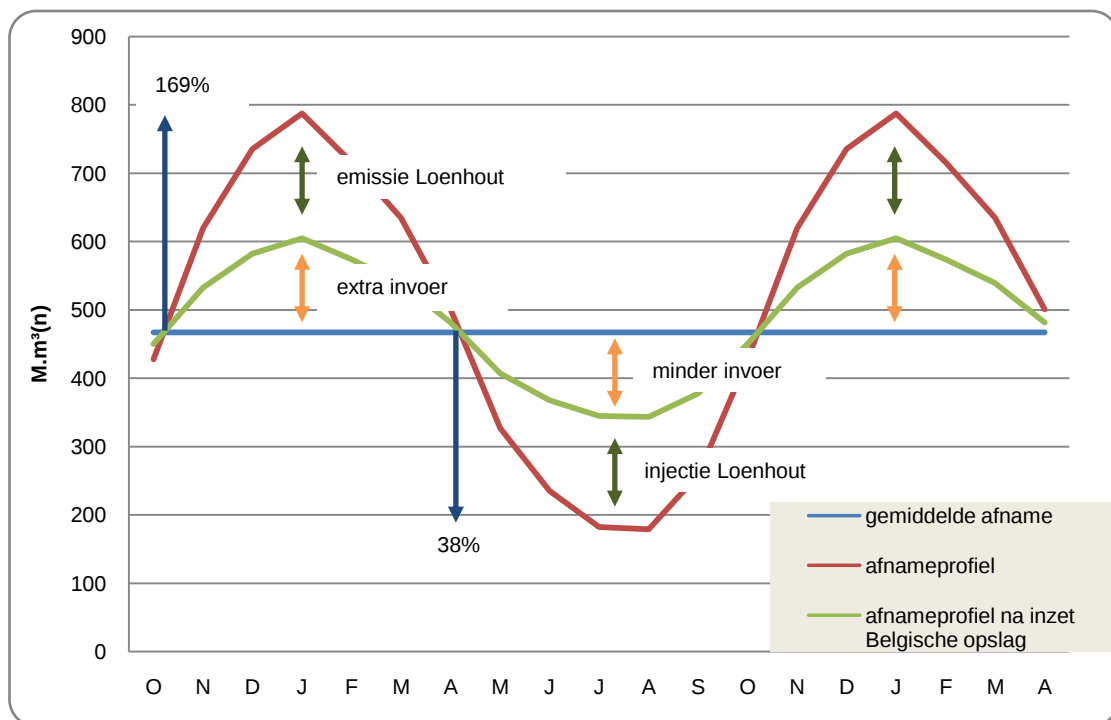
	nuttige opslagcapaciteit	uitzendcapaciteit	injectiecapaciteit
Toestand begin 2008	600 M.m ³ (*)	500 k.m ³ (n)/h	250 k.m ³ (n)/h
2008	+25 M.m ³		
2009	+25 M.m ³		
2010	+25 M.m ³	+125 k.m ³ (n)/h	+75 k.m ³ (n)/h
2011	+25M.m ³		

(*) waarvan 20 M.m³ gereserveerd is door Fluxys als eigen middelen voor netbeheer

Behoefte aan seizoenbalancerings voor H-gas

(292) In Figuur 46 wordt de behoefte aan seizoenbalancerings voor H-gas weergegeven bij een normaal temperatuursprofiel. De aardgasafname op de distributienetten voor de verdeling van H-gas in het jaar 2020 met en zonder de inzet van de opslag te Loenhout wordt voorgesteld.

Figuur 46. Behoeft aan seizoenbalancerings op de distributienetten voor H-gas in 2020 bij een normaal temperatuursprofiel (in M.m³(n)).



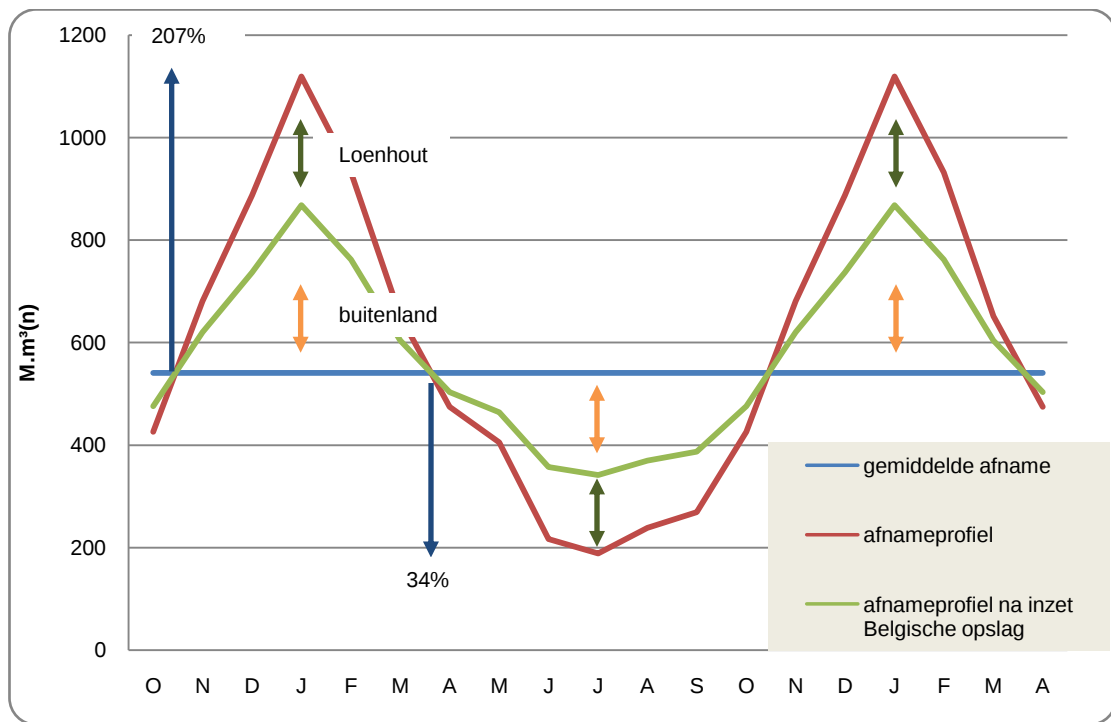
Bij een normaal temperatuursprofiel schommelen de maandverbruiken tussen 169% en 38% van de gemiddelde maandafname.

Bij een normaal temperatuursprofiel bedragen de balanceringsbehoeften gemiddeld 21% van het verbruik op de distributienetten. In 2020 bedraagt de balanceringsbehoefte 1.192 M.m³(n) (981 M.m³(n) in 2008; 1.069 M.m³(n) in 2013).

De uitgebreide opslagcapaciteit in Loenhout kan potentieel 57% van de behoefte aan seizoenbalancerings opvangen in 2020 bij een normaal temperatuursprofiel (59% in 2008; 64% in 2013).

(293) In Figuur 47 wordt de behoefte aan seizoenbalancerings voor H-gas weergegeven bij een extreem temperatuursprofiel. De aardgasafname op de distributienetten voor de verdeling van H-gas in het jaar 2020 met en zonder de inzet van de opslag te Loenhout worden voorgesteld en dit bij een extreem temperatuursprofiel.

Figuur 47. Behoeft aan seizoenbalancerings op de distributienetten voor H-gas in 2020 bij een extreem temperatuursprofiel (in M.m³(n)).



Bij een extreem temperatuursprofiel schommelen de maandverbruiken tussen 207% en 34% van de gemiddelde maandafname.

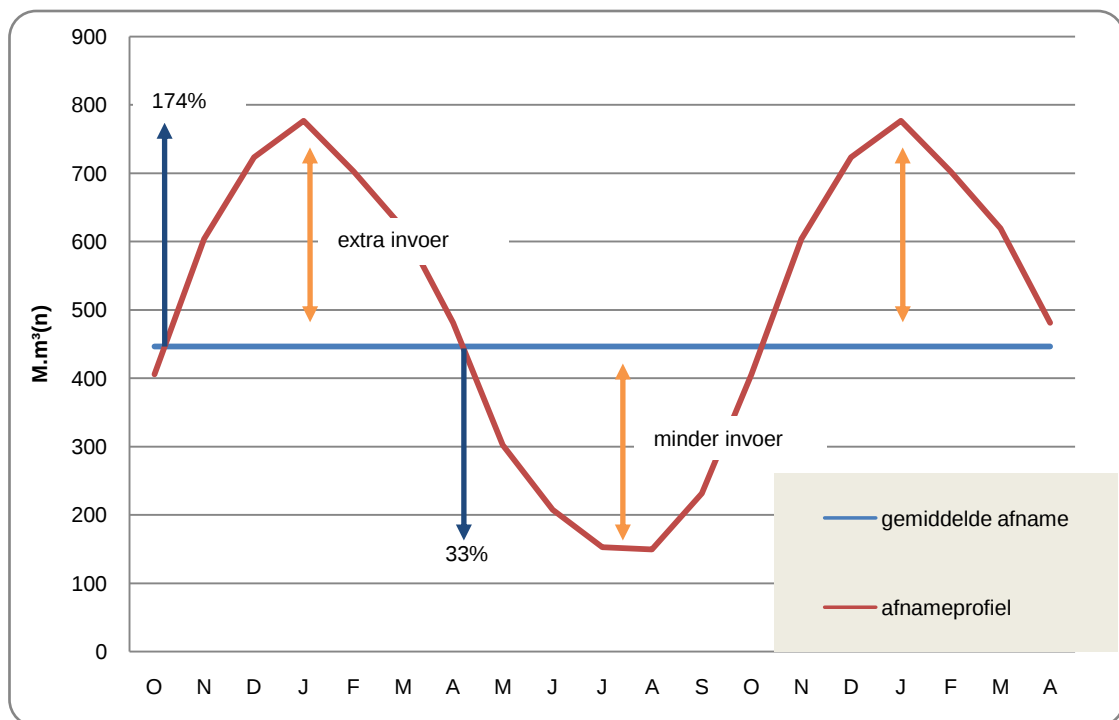
Bij een extreem temperatuursprofiel bedraagt de balanceringsbehoefte gemiddeld 24% van het verbruik op de distributienetten. In 2020 bedraagt de balanceringsbehoefte 1.567 M.m³(n) (1.290 M.m³(n) in 2008; 1.405 M.m³(n) in 2013).

De uitgebreide opslagcapaciteit in Loenhout kan potentieel 43% van de behoefte aan seizoenbalancerings opvangen in 2020 bij een extreem temperatuursprofiel (45% in 2008; 48% in 2013).

Behoefte aan seizoenbalancerings voor L-gas

- (294) In Figuur 48 wordt de behoefte aan seizoenbalancerings voor L-gas weergegeven bij een normaal temperatuursprofiel. De aardgasafname op de distributienetten voor de verdeling van L-gas in het jaar 2020 wordt voorgesteld bij een normaal temperatuursprofiel.

Figuur 48. Behoefte aan seizoenbalancerings op de distributienetten voor L-gas in 2020 bij een normaal temperatuursprofiel (in $M.m^3(n)$).

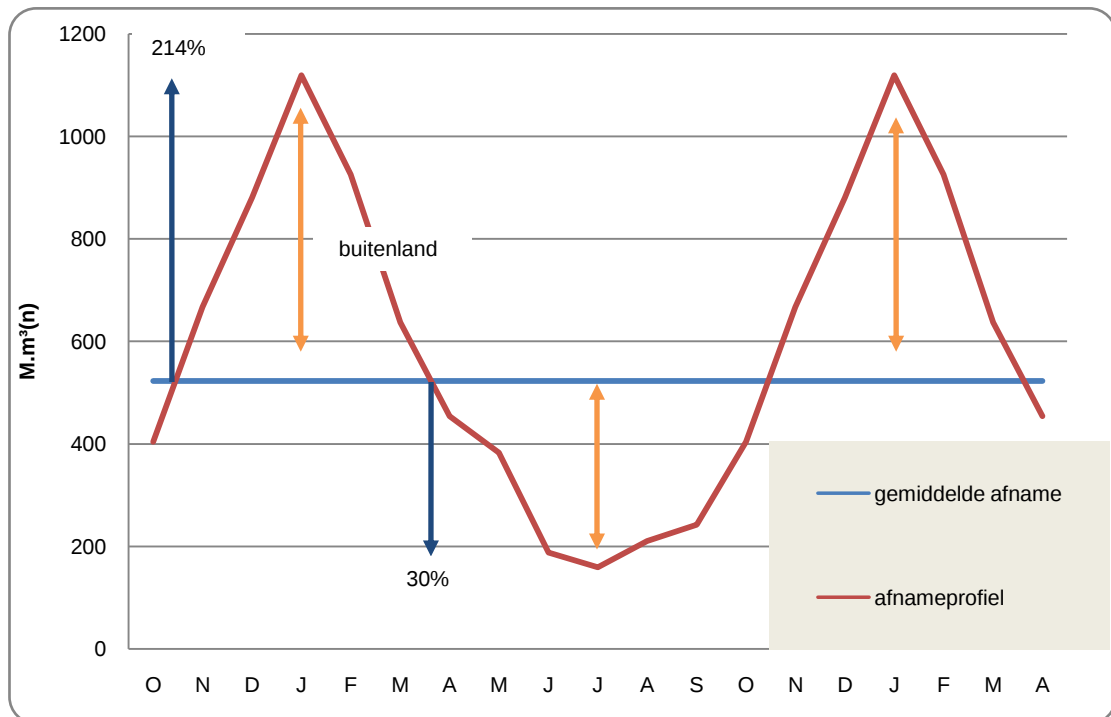


Bij een normaal temperatuursprofiel schommelen de maandverbruiken tussen 174% en 33% van de gemiddelde maandafname.

Bij een normaal temperatuursprofiel bedraagt de balanceringsbehoefte gemiddeld 23% van het verbruik op de distributienetten. In 2020 bedraagt de balanceringsbehoefte 1.230 $M.m^3(n)$ (1.040 $M.m^3(n)$ in 2008; 1.120 $M.m^3(n)$ in 2013).

- (295) In Figuur 49 worden de behoeften aan seizoenbalancerings voor L-gas weergegeven bij een extreem temperatuursprofiel. De aardgasafname op de distributienetten voor de verdeling van L-gas in het jaar 2020 wordt voorgesteld en dit bij een extreem temperatuursprofiel.

Figuur 49. Behoefte aan seizoenbalancerings op de distributienetten voor L-gas in 2020 bij een extreem temperatuursprofiel (in M.m³(n)).



Bij een extreem temperatuursprofiel schommelen de maandverbruiken tussen 214% en 30% van de gemiddelde maandafname.

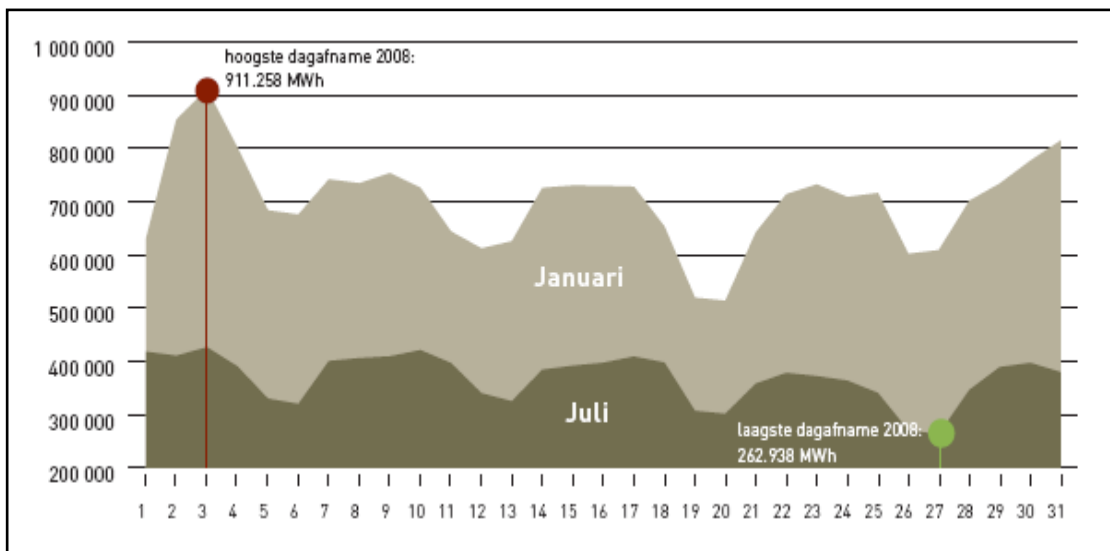
Bij een normaal temperatuursprofiel bedraagt de balanceringsbehoefte 27% van het verbruik op de distributienetten. In 2020 bedraagt de balanceringsbehoefte 1.617 M.m³(n) (1.367 M.m³(n) in 2008; 1.472 M.m³(n) in 2013).

6.3. Uurdebieten

- (296) In dit deel worden de vooruitzichten gegeven van de gemiddelde uurvraag op de piekverbruiksdag (GUPD), zoals gedefinieerd in hoofdstuk 4, per sector. De sectoriële uurdebieten worden gecumuleerd om de gemiddelde uurvraag van de totale aardgasafname, voor respectievelijk H-gas en L-gas, op de piekverbruiksdag te verkrijgen. Dit debiet komt overeen met de nodigeingangscapaciteit van het vervoersnet om de piekvraag te voldoen.

- (297) Figuur 50 geeft een beeld van de dagelijks vervoerde hoeveelheid aardgas voor eindverbruik in België in 2008 voor de maand januari (piekmaand) en juli (dalmaand).

Figuur 50. Dagelijks vervoerde hoeveelheid aardgas voor eindverbruik in België in januari en juli 2008 (in MWh).



Bron: Fluxys

De hoogste dagafname van aardgas (H-gas + L-gas) werd opgetekend op 3 januari met een niveau van 911.258 MWh ofwel een gemiddeld uurdebiet van afgerond 3.450 k.m³(n)/h. Dit betekent een bezetting van 58% van de ingangscapaciteit⁵⁰.

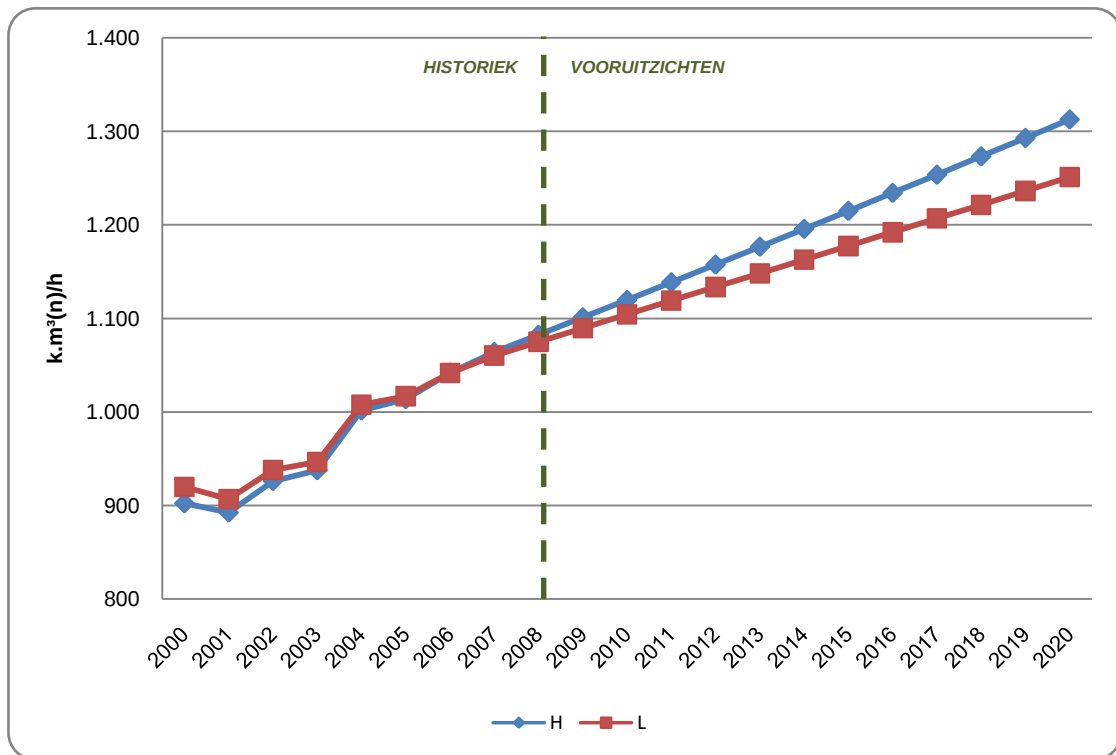
De laagste dagafname van aardgas (H-gas + L-gas) werd opgetekend op 27 juli met een niveau van 262.938 MWh ofwel een gemiddeld uurdebiet van afgerond 1.000 k.m³(n)/h. Dit betekent een bezetting van 17% van de ingangscapaciteit.

Huishoudelijke sector

- (298) De vooruitzichten van de GUPD in de huishoudelijke sector wordt voorgesteld in Figuur 51.

⁵⁰ De totale fysische ingangscapaciteit bedraagt 5.934 k.m³(n)/h (H-gas: 3.840 k.m³(n)/h; L-gas: 2.094 k.m³(n)/h) (zie 2.9).

Figuur 51. Vooruitzichten van de GUPD in de huishoudelijke sector tot 2020 (in $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$).



Zoals toegelicht in de methodologie worden de vooruitzichten geënt op de “irrigatiegebieden” van H-gas en L-gas zoals opgetekend in 2008 zonder in te grijpen wat betreft omschakeling van klanten van L-gas op H-gas. De GUPD wordt verkregen door geschatte profielen toe te passen op de jaarvragen naar aardgas (zie 6.1). De profielen zijn identiek voor de H-gas en L-gas: een gezin laat zijn aardgasvraag niet bepalen afhankelijk of de aansluiting op H-gas is ofwel L-gas.

- (299) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD bij de gezinnen verbonden aan het H-gasnet toe van $1.082 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ in 2008 tot $1.313 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ in 2020. Dit is een stijging van $231 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 21,4% (+1,63% per jaar). De gemiddelde groei ligt lager dan berekend in de periode 2000-2008 (+2,30% per jaar). Deze lagere groeivoet, die ook werd vastgesteld voor de jaarvraag naar aardgas, heeft alles te maken met een verzadiging van het aantal woningaansluitingen op aardgas en de hogere rendementen van nieuwe verwarmingsinstallaties op aardgas.

Tussentijdgeven de vooruitzichten aan dat de GUPD bij de gezinnen op H-gas in 2013 een niveau bereikt van 1.176 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 94 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 8,7% (+1,68% per jaar).

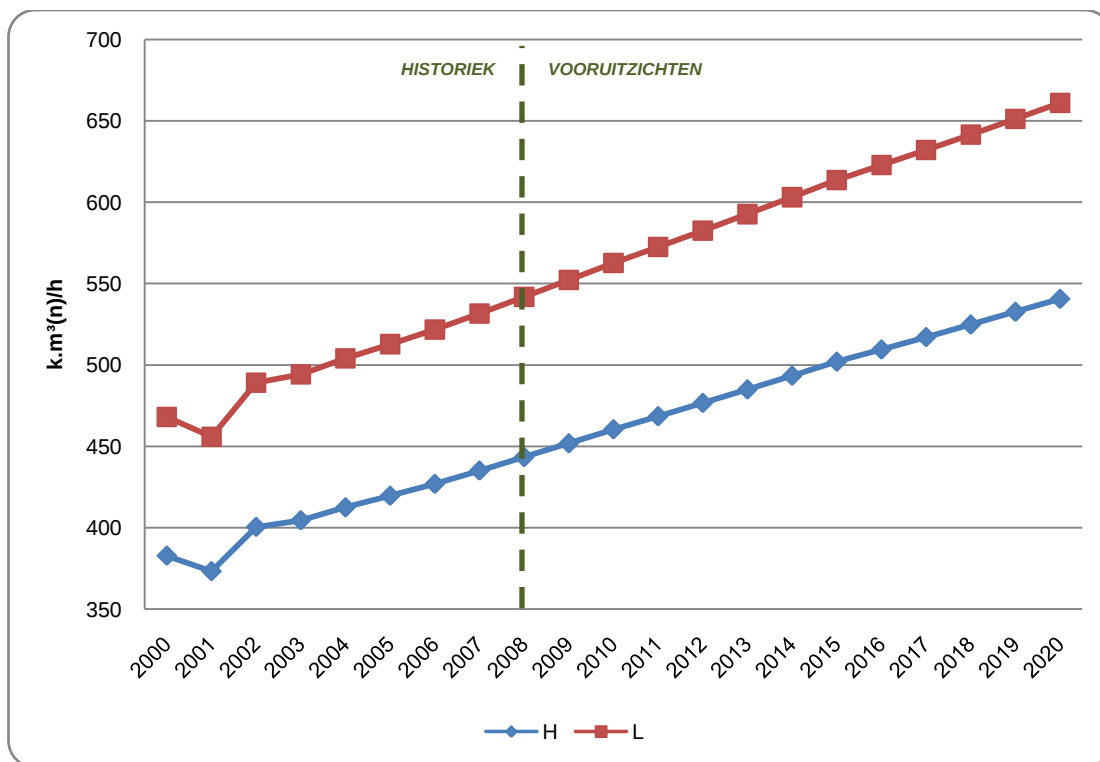
- (300) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD bij de gezinnen verbonden aan het L-gasnet toe van 1.075 k.m³(n)/h in 2008 tot 1.251 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 176 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 16,4% (+1,27% per jaar). De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,97% per jaar).

Tussentijdgeven de vooruitzichten aan dat de GUPD bij de gezinnen op L-gas in 2013 een niveau bereikt van 1.148 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 73 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 6,8% (+1,32% per jaar).

Tertiaire sector

- (301) De vooruitzichten van de GUPD in de tertiaire sector wordt voorgesteld in Figuur 52.

Figuur 52. Vooruitzichten van de GUPD in de tertiaire sector tot 2020 (in k.m³(n)/h).



Zoals toegelicht in de methodologie worden de vooruitzichten geënt op de “irrigatiegebieden” van H-gas en L-gas zoals opgetekend in 2008 zonder in te grijpen wat betreft omschakeling van klanten van L-gas op H-gas. De GUPD wordt verkregen door geschatte profielen toe te passen op de jaarvragen naar aardgas (zie 6.1). De profielen zijn identiek voor de H-gas en L-gas: een aansluiting laat zijn aardgasvraag niet bepalen afhankelijk of de aansluiting op H-gas is ofwel L-gas.

- (302) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD in de tertiaire sector verbonden aan het H-gasnet toe van 443 k.m³(n)/h in 2008 tot 541 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 98 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 22,1% (+1,68% per jaar). De gemiddelde groei ligt lager dan berekend in de periode 2000-2008 (+1,84% per jaar).

Tussentussendoor geven de vooruitzichten aan dat de GUPD in de tertiaire sector verbonden aan het H-gasnet in 2013 een niveau bereikt van 485 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 42 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 9,5% (+1,83% per jaar).

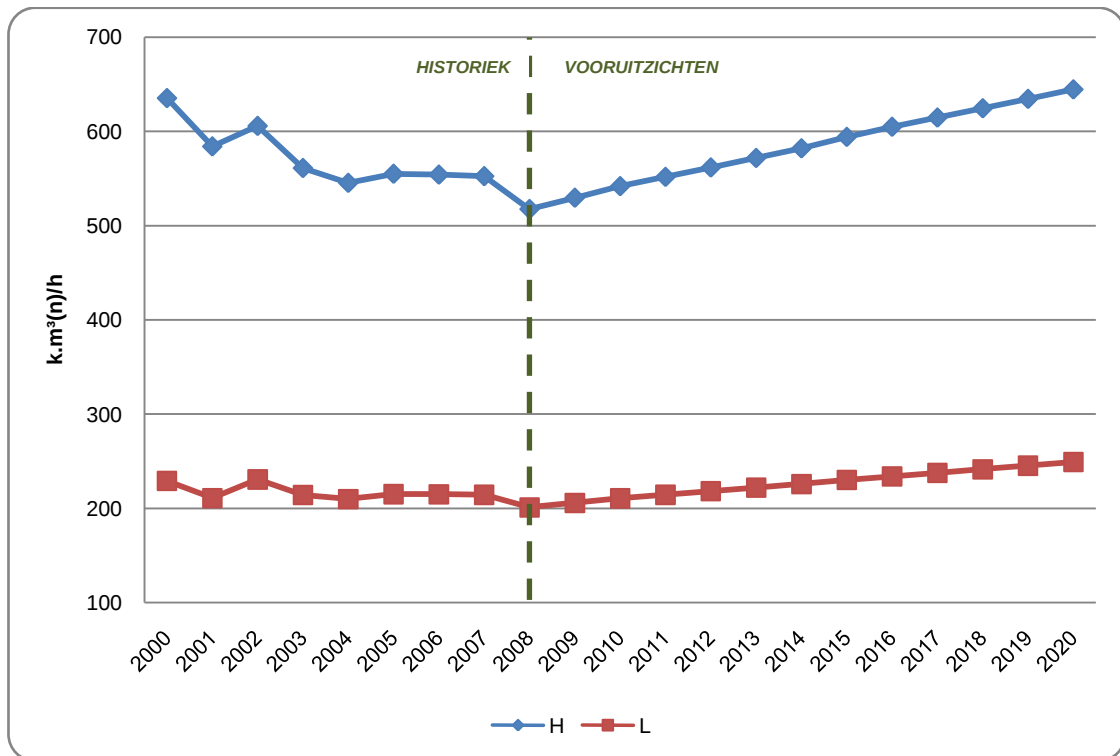
- (303) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD in de tertiaire sector verbonden aan het L-gasnet toe van 542 k.m³(n)/h in 2008 tot 661 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 119 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 22,0% (+1,67% per jaar). De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,85% per jaar).

Tussentussendoor geven de vooruitzichten aan dat de GUPD in de tertiaire sector verbonden aan het L-gas in 2013 een niveau bereikt van 593 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 51 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 9,4% (+1,81% per jaar).

Industrie

- (304) De vooruitzichten van de GUPD in de industrie wordt voorgesteld in Figuur 53. Het betreft de totale industriële sector, zowel aangesloten aan de distributienetten als rechtstreeks aan het vervoersnet.

Figuur 53. Vooruitzichten van de GUPD in de industrie tot 2020 (in k.m³(n)/h).



Zoals toegelicht in de methodologie worden de vooruitzichten geënt op de “irrigatiegebieden” van H-gas en L-gas zoals opgetekend in 2008 zonder in te grijpen wat betreft omschakeling van klanten van L-gas op H-gas. De GUPD wordt verkregen door geschatte profielen toe te passen op de jaarvragen naar aardgas (zie 6.1). De profielen zijn identiek voor de H-gas en L-gas: een aansluiting laat zijn aardgasvraag niet bepalen afhankelijk of de aansluiting op H-gas is ofwel L-gas.

- (305) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD in de industrie verbonden aan het H-gasnet toe van 518 k.m³(n)/h in 2008 tot 644 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 126 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 24,3% (+1,83% per jaar). In de periode 2000-2008 is de GUPD in de industrie afgenomen van 635 k.m³(n)/h in 2000 tot 518 k.m³(n)/h in 2008 (-117 k.m³(n)/h ofwel -18,43%).

Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de GUPD in de industrie verbonden aan het H-gasnet in 2013 een niveau bereikt van 572 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 54 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 10,4% (+2,0% per jaar).

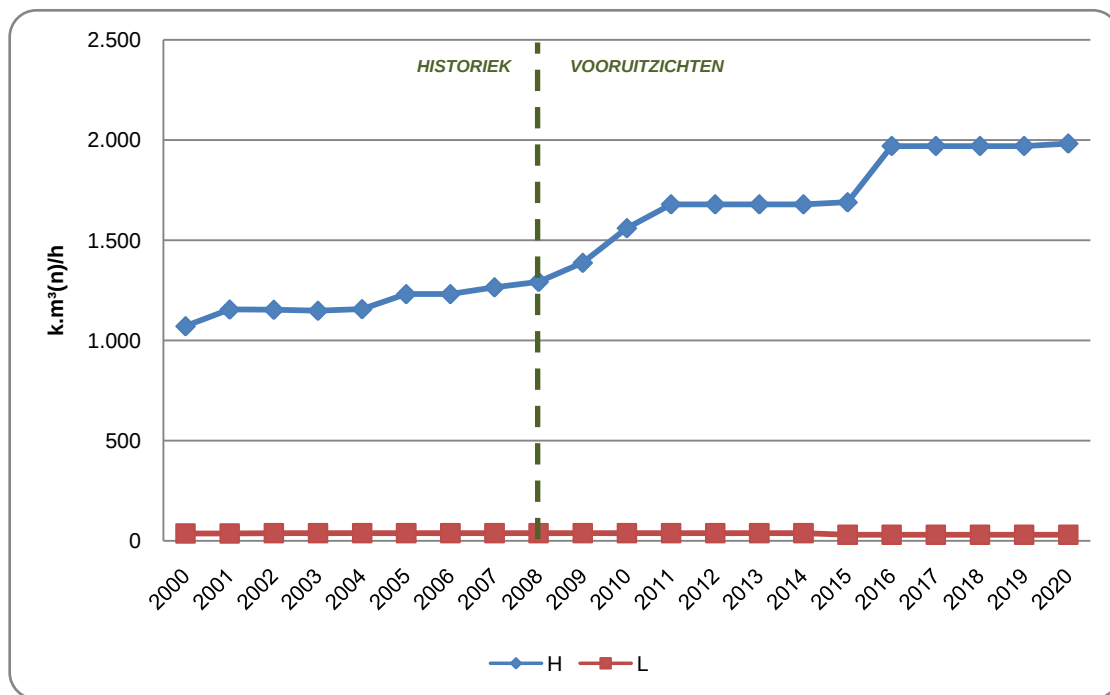
- (306) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD in de industrie verbonden aan het L-gasnet toe van 201 k.m³(n)/h in 2008 tot 249 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 48 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 23,9% (+1,80% per jaar). In de periode 2000-2008 is de GUPD in de industrie afgenomen van 229 k.m³(n)/h in 2000 tot 201 k.m³(n)/h in 2008 (-28 k.m³(n)/h ofwel -12,23%).

Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de GUPD in de industrie verbonden aan het L-gas in 2013 een niveau bereikt van 222 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 21 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 10,4% (+2,0% per jaar).

Elektriciteitsproductie

- (307) De vooruitzichten van de GUPD in de elektriciteitsproductie wordt voorgesteld in Figuur 54. Het betreft zowel gasgestookte elektriciteitscentrales rechtstreeks aangesloten aan het vervoersnet als gasgestookte WKKs aangesloten op het vervoersnet en de distributienetten.

Figuur 54. Vooruitzichten van de GUPD in de elektriciteitsproductie tot 2020 (in k.m³(n)/h).



- (308) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD in de elektriciteitsproductie verbonden aan het H-gasnet toe van 1.292 k.m³(n)/h in 2008 tot 1.982 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 690 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een groei van 53,4% (+3,63% per jaar). In de periode 2000-2008 is de GUPD in de elektriciteitsproductie toegenomen van 1.071 k.m³(n)/h in 2000 tot 1.292 k.m³(n)/h in 2008 (+221 k.m³(n)/h ofwel +20,63% zijnde een jaarlijkse groeivoet van 2,37%).

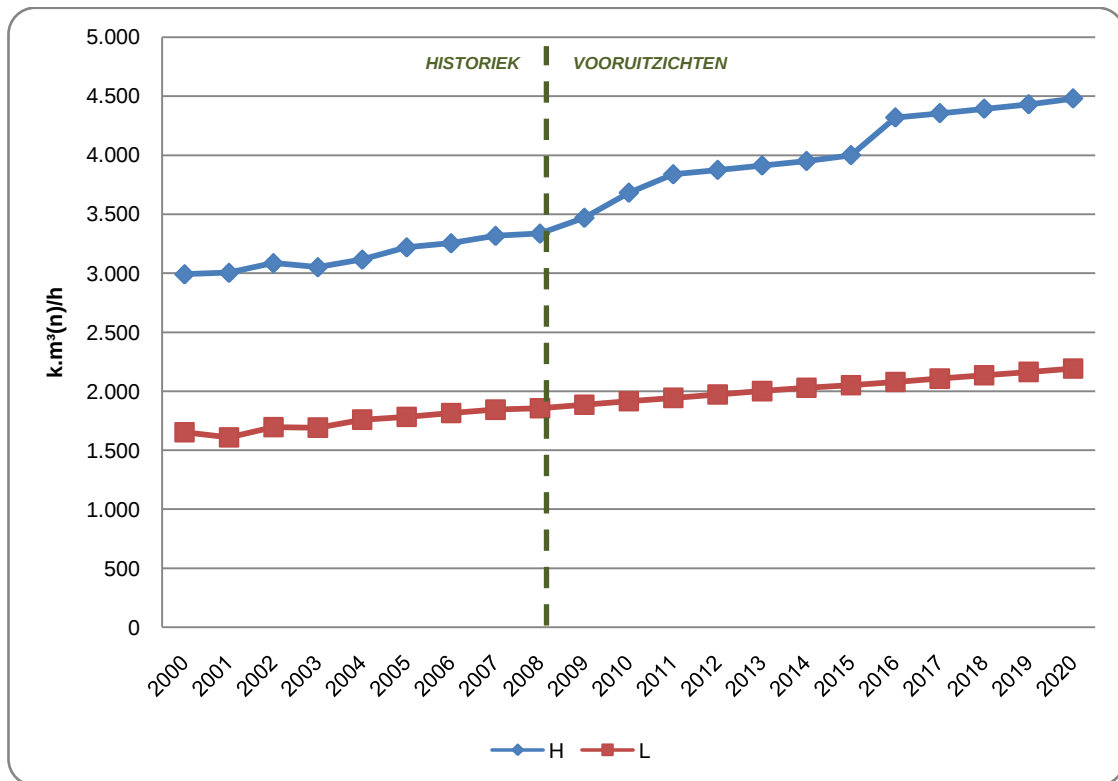
Tussentussende geven de vooruitzichten aan dat de GUPD in de elektriciteitsproductie verbonden aan het H-gasnet in 2013 een niveau bereikt van 1.679 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 387 k.m³(n)/h ten opzichte van het verbruik in 2008 ofwel een groei van 30,0% (+5,38% per jaar).

- (309) Volgens het planningsscenario stagneert de GUPD in de elektriciteitsproductie verbonden aan het L-gasnet. In 2008 bedraagt de GUPD 38 k.m³(n)/h en dit niveau blijft stabiel tot 2014 om daarna terug te vallen op 30 k.m³(n)/h tot 2020. Dit verloop heeft alles te maken met de enige klassieke elektriciteitscentrale die aangesloten op het L-gasnet te Mol met een vermogen van 252 MWe die in 2015 terugvalt op 136 MWe.

Totale Belgische GUPD

- (310) De vooruitzichten van de totale Belgische GUPD worden voorgesteld in Figuur 55. Deze vooruitzichten worden verkregen door de som van de GUPD in de huishoudelijke sector, de tertiaire sector, de industrie en in de elektriciteitsproductie.

Figuur 55. Vooruitzichten van de GUPD in België tot 2020 (in k.m³(n)/h).



- (311) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD van H-gas in België toe van 3.335 k.m³(n)/h in 2008 tot 4.480 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 1.145 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 2,49% per jaar. De gemiddelde groei is een factor 1,82 groter dan de groei opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,37% per jaar).

Tussentijdse gegevens geven de vooruitzichten aan dat de GUPD naar H-gas in België in 2013 een niveau bereikt van 3.912 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 577 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 3,24%.

- (312) Volgens het planningsscenario neemt de GUPD van L-gas in België toe van 1.856 k.m³(n)/h in 2008 tot 2.191 k.m³(n)/h in 2020. Dit is een stijging van 335 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,39% per jaar. De gemiddelde groei ligt lager dan opgetekend in de periode 2000-2008 (+1,46% per jaar).

Tusseliggend geven de vooruitzichten aan dat de GUPD naar L-gas in België in 2013 een niveau bereikt van 2.001 k.m³(n)/h. Dit is een stijging van 145 k.m³(n)/h ten opzichte van de GUPD in 2008 ofwel een jaarlijkse groeivoet van 1,52%.

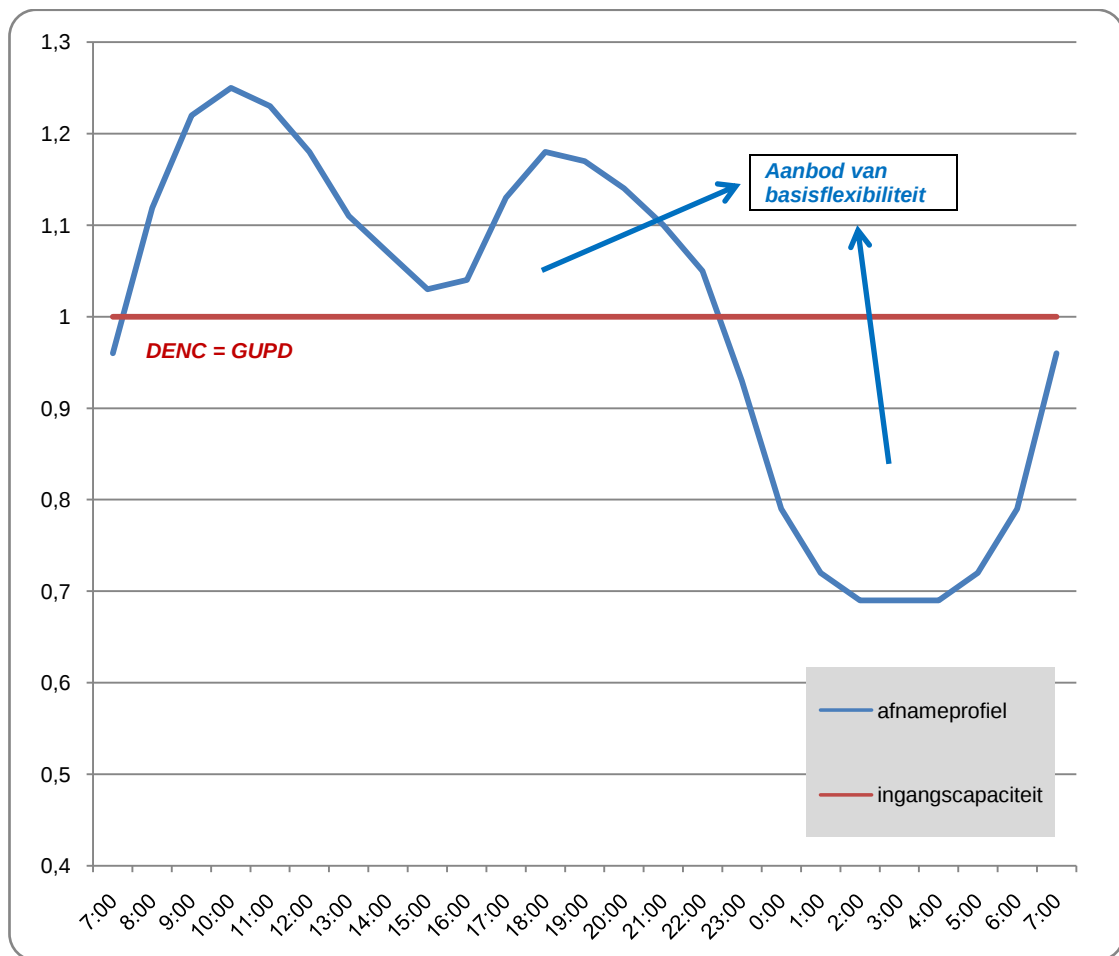
7 Vooruitzichten van de behoefte aan aardgasinfrastructuur

7.1. Vraag naar ingangscapaciteit voor de binnenlandse markt

- (313) Figuur 56 geeft een beeld van het dimensioneringscriterium voor ingangscapaciteit van het netwerk zoals besproken in hoofdstuk 4. De minimale ingangscapaciteit van het vervoersnet (DENC: ontwerpingangscapaciteit-*design entry capacity*) wordt gedimensioneerd volgens het gemiddeld uurdebiet op een referentiepiekdag (GUPD).

Dimensionering van de ingangscapaciteit volgens het gemiddeld uurverbruik op een referentiepiekdag laat toe om op dagbasis een evenwicht te bereiken tussen de injecties in het netwerk en de afnamen. Deze dimensionering van de ingangscapaciteit biedt echter niet de nodige ingangscapaciteit om piek uurverbruiken op te vangen. Gekoppeld aan dit criterium moeten er flexibiliteitsmiddelen worden voorzien door de netbeheerder binnen het netwerk om de bevrachters voldoende basisflexibiliteit te bieden om binnen de dag het afnameprofiel te volgen. Het aanbod van basisflexibiliteit wordt verder behandeld in 7.5.

Figuur 56. Dimensionering van de ingangscapaciteit van het vervoersnet.

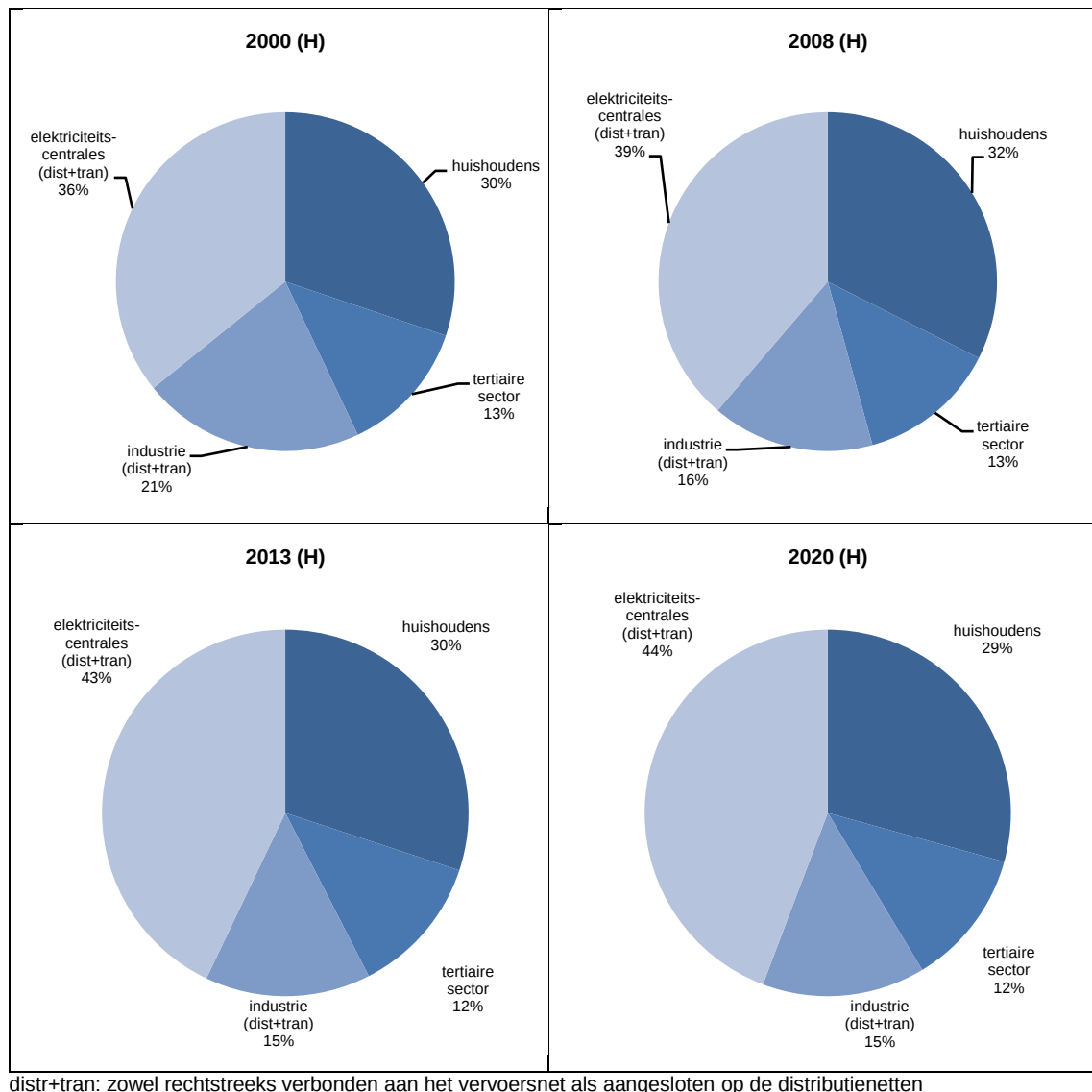


- (314) Aangezien de DENC gelijk is aan de GUPD wordt het verloop van behoeften aan ingangscapaciteit voor de H-gasmarkt voorgesteld in Figuur 55.

De vraag naar ingangscapaciteit voor de H-gasmarkt neemt toe van 3.335 k.m³(n)/h in 2008 tot 3.912 k.m³(n)/h in 2013 (+577 k.m³(n)/h ofwel +17,30%) en 4.480 k.m³(n)/h in 2020 (+1.145 k.m³(n)/h ofwel +34,33% in vergelijking met 2008).

- (315) Figuur 57 geeft via enkele diagrammen de evolutie weer van de behoeften aan ingangscapaciteit voor het H-gasnet voor de verschillende sectoren.

Figuur 57. Aandelen van de sectoren in de behoeften aan ingangscapaciteit op het vervoersnetwerk voor H-gas 2000-2008-2013-2020.



De dominantie van de elektriciteitssector in de ontwikkeling van het aardgassysteem wordt ook in Figuur 57 duidelijk. Het aandeel van de elektriciteitscentrales in de behoeften aan ingangscapaciteit neemt toe van 36% in 2000, tot 39% in 2008, 43% in 2013 en 44% in 2020. Het aandeel van de industrie is vooral afgenomen in de periode 2000-2008 (van 21% naar 16%) en stagneert nadien op 15%. Het aandeel van de huishoudelijke en de tertiaire sector kent een stabiel verloop.

- (316) De elektriciteitscentrales nemen 67,0% van de vraaggroei naar ingangscapaciteit in de periode 2008-2013 voor hun rekening (16,3% huishoudens; 7,3% tertiaire sector; industrie 9,4%).

Voor de periode 2008-2020 is de vraaggroei naar ingangscapaciteit als volgt verdeeld: 60,3% van de groei komt voor rekening van de elektriciteitscentrales; 20,2% van de huishoudens; 8,6% van de tertiaire sector; 11% van de industrie.

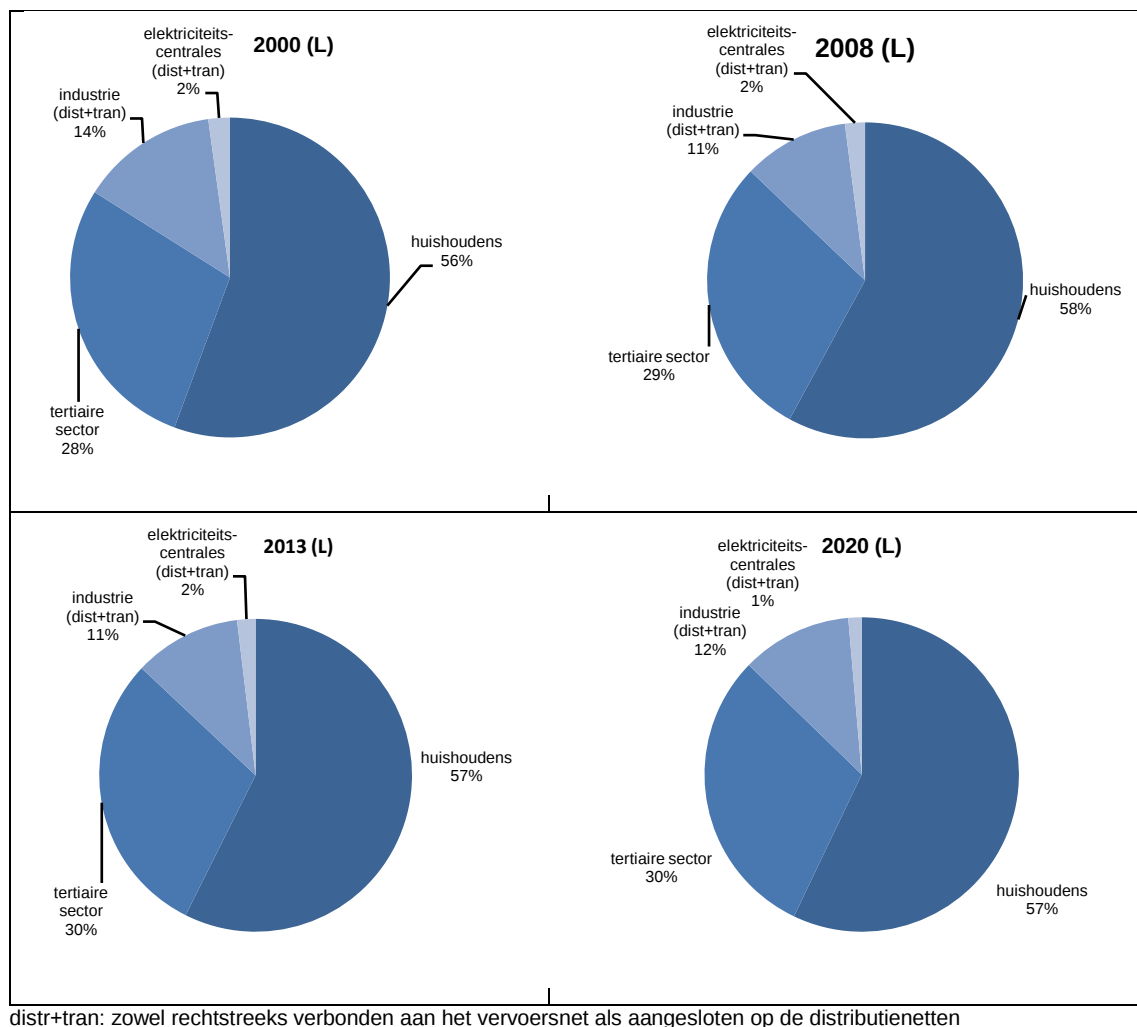
De vooruitzichten geven aan dat het aardgasvervoersnet steeds meer ontwikkeld wordt ten behoeve van de elektriciteitsproductie.

- (317) Aangezien de DENC gelijk is aan de GUPD wordt het verloop van behoeften aan ingangscapaciteit voor de L-gasmarkt voorgesteld in Figuur 55.

De vraag naar ingangscapaciteit voor de L-gasmarkt neemt toe van 1.856 k.m³(n)/h in 2008 tot 2.001 k.m³(n)/h in 2013 (+145 k.m³(n)/h ofwel +7,81%) en 2.191 k.m³(n)/h in 2020 (+335 k.m³(n)/h ofwel +18,05% in vergelijking met 2008).

- (318) Figuur 58 geeft via enkele diagrammen de evolutie weer van de behoefte aan ingangscapaciteit voor het L-gasnet voor de verschillende sectoren.

Figuur 58. Aandelen van de sectoren in de behoefte aan ingangscapaciteit op het vervoersnetwerk voor L-gas 2000-2008-2013-2020.



Gezien elektriciteitsproductie via L-gas beperkt is en voor nieuwe centrales gekozen wordt voor aansluiting op H-gas, is de L-gasmarkt niet onderhevig aan de opmars van gasgestookte elektriciteitscentrales. De aandelen van de verschillende sectoren in de vraag naar ingangscapaciteit is dan ook stabiel in de periode 2000-2020 en wordt vooral gedragen door de huishoudelijke sector met een aandeel rond de 57%.

- (319) Voor de periode 2008-2013 is de vraaggroei naar ingangscapaciteit als volgt verdeeld: 50,3% van de huishoudens; 35,2% van de tertiaire sector en 14,5% van de industrie. Terwijl de vraag naar ingangscapaciteit vanwege de elektriciteitscentrales niet groeit.

Voor de periode 2008-2020 is de vraaggroei naar ingangscapaciteit als volgt verdeeld: 52,5% van de huishoudens; 35,5% van de tertiaire sector en 14,3% van de industrie. Terwijl de vraag naar ingangscapaciteit vanwege de elektriciteitscentrales afneemt waardoor de vraaggroei naar ingangscapaciteit daalt met 2,3%.

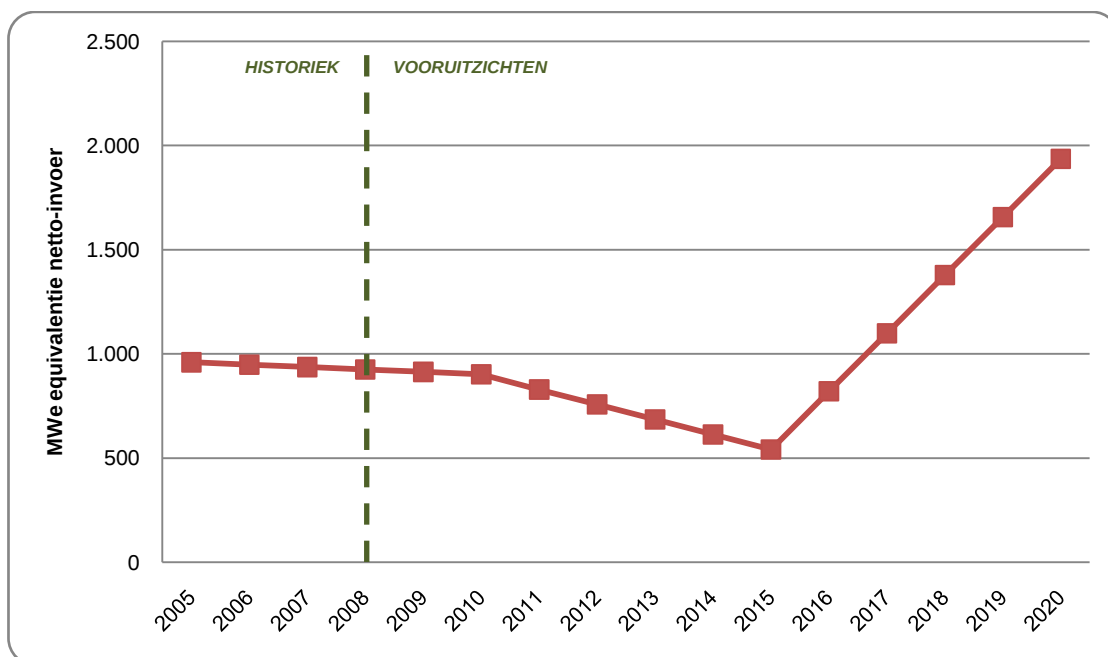
7.2. Aardgasvervoersbehoefte voor elektriciteitsproductie

- (320) Gezien de ontwikkeling van het aardgasvervoersnet bij het planningsscenario voor 67,0% gevoelig is voor de ontwikkelingen in de elektriciteitssector in de periode 2008-2013 (60,3% in de periode 2008-2020), wordt in dit afzonderlijk onderdeel de relatie tussen elektriciteit en aardgas verder belicht via enkele varianten.
- (321) Zoals toegelicht in 5.5 is het planningsscenario dat in deze studie wordt gehanteerd conform met het referentiescenario van de PSE. Dit betekent dat de ontwikkeling van het gasgestookt centrale productiepark, de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit via aardgas en de invoerhypothese overeenstemmen met de vooruitzichten van het referentiescenario van de PSE.

Variant 1: “België autonoom”

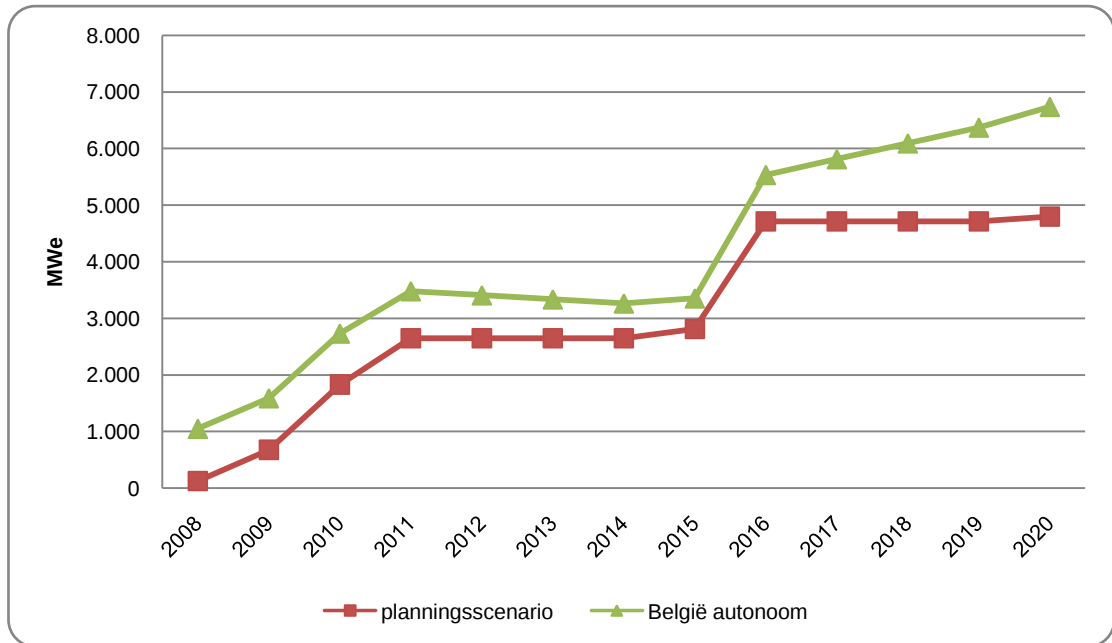
- (322) Scenario “België autonoom” vertrekt van het planningsscenario maar veronderstelt dat België autonoom in haar elektriciteitsvoorziening moet kunnen voorzien. Er wordt verondersteld dat de elektriciteitsinvoer wordt opgevangen door de bouw van extra STEG-centrales op Belgische bodem. In Figuur 59 wordt het nodige extra elektriciteitsproductievermogen weergegeven over de periode 2005-2020 opdat België zelfvoorzienend zou kunnen zijn in haar elektriciteitsbehoeften.

Figuur 59. Nodige extra elektriciteitsproductievermogen voor onafhankelijkheid van elektriciteitsinvoer 2005-2020 (in MWe).



- (323) Er is bijkomend een productievermogen nodig van 925 MWe in 2008 voor zelfvoorziening in elektriciteit. Onder invloed van de dalende invoerbehoefte, neem het nodige productievermogen af tot 685 MWe in 2013 om vervolgens een minimumvereiste te bereiken in 2015 van 541 MWe. Daarna zou volgens het referentiescenario van de PSE België steeds meer afhankelijk worden van elektriciteitsinvoer. Om deze evolutie om te buigen naar 100% zelfvoorziening zou tegen 2020 geïnvesteerd moeten worden in een extra productievermogen van 1.936 MWe. Figuur 60 brengt in beeld hoe de evolutie van het productievermogen in het scenario “België autonoom” zich verhoudt tot het planningsscenario.

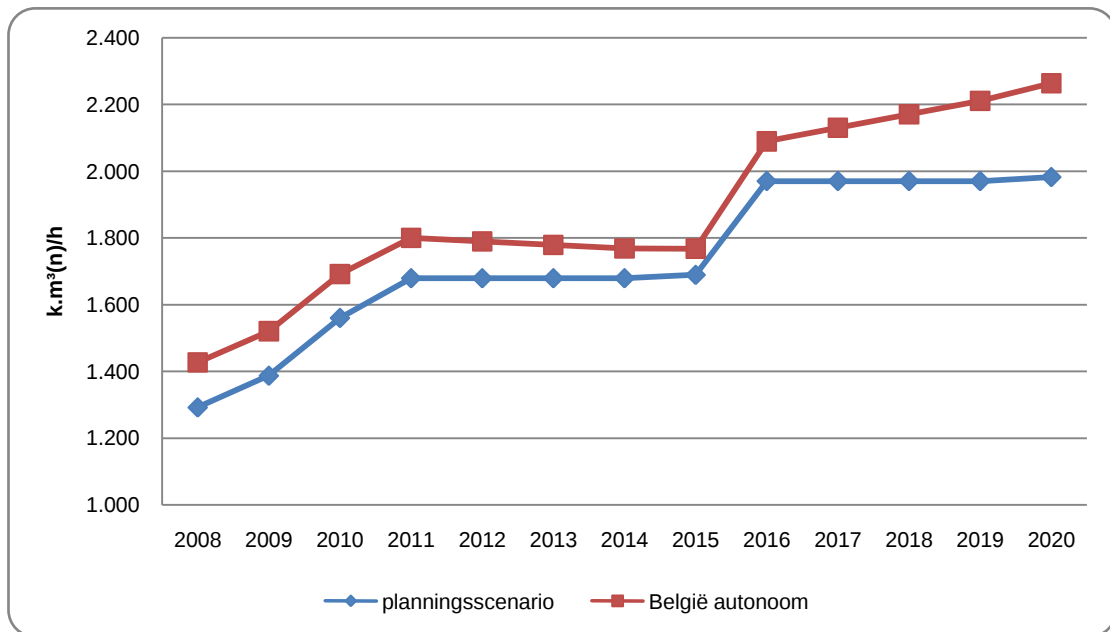
Figuur 60. Behoefte aan elektriciteitsproductievermogen op aardgas: “planningsscenario” versus “België autonoom” 2008-2020 (in MWe).



Volgens het scenario “België autonoom” stijgt de behoefte aan gasgestookte centrales van 1.050 MWe in 2008 tot 3.479 MWe in 2011 om vervolgens te stagneren tot 2015 en dan te stijgen tot 5.532 MWe in 2016 en 6.734 MWe in 2020.

- (324) In Figuur 61 wordt de vervoersbehoefte op het aardgasnet voor de bevoorrading van de elektriciteitscentrales in het scenario “België autonoom” vergeleken met het planningsscenario. Zoals toegelicht in de methodologie (5.5) wordt vervoerscapaciteit op het vervoersnet voorzien opdat de elektriciteitscentrales zouden kunnen draaien op vollast.

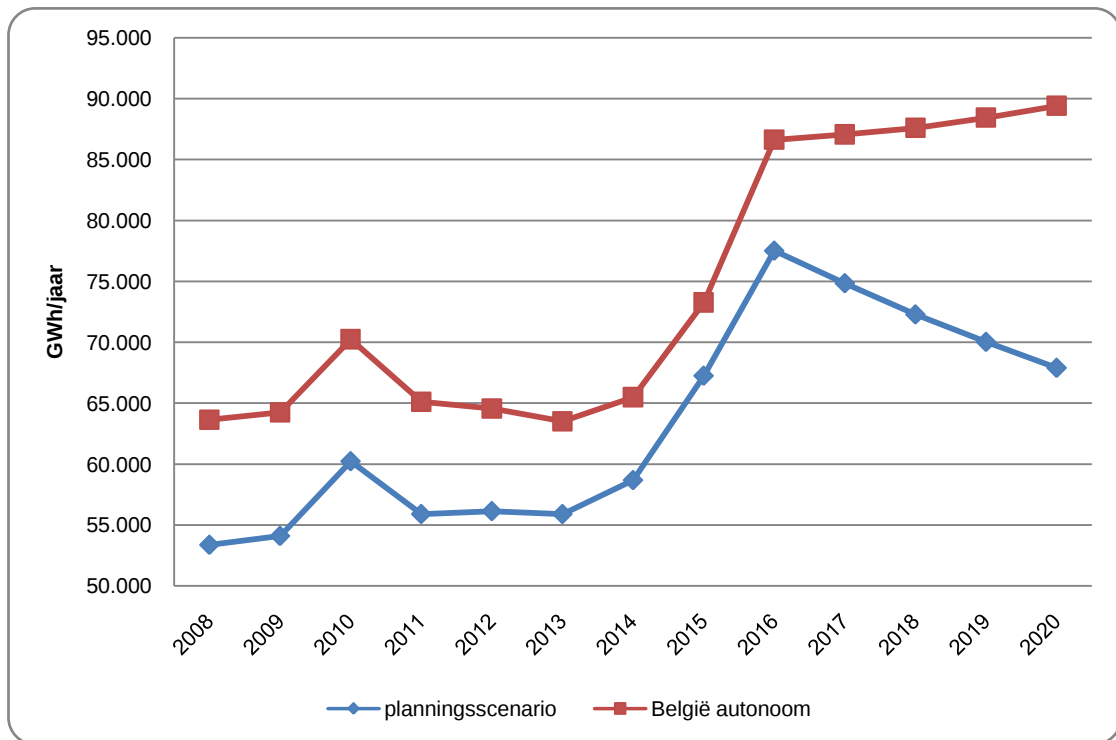
Figuur 61. Aardgasvervoersbehoefte voor elektriciteitscentrales: “planningsscenario” versus “België autonoom” 2008-2020 (in k.m³(n)/h).



(325) In het scenario “België autonoom” neem de vervoersbehoefte in 2008 toe met 134 k.m³(n)/h om een totale behoefte van 1.426 k.m³(n) te bereiken. In 2011 vereist zelfvoorziening een extra vervoerscapaciteit van 120 k.m³(n)/h om 1.799 k.m³(n)/h te bereiken. Daarna verkleint het verschil in de vervoersbehoefte tussen het scenario “België autonoom” en het planningsscenario tot 2016. Het is vanaf dan dat de divergentie tussen beide scenario's optreedt en tegen 2020 is er een extra vervoersbehoefte van 281 k.m³(n)/h om 2.263 k.m³(n)/h te bereiken opdat België zelfvoorzienend zou zijn in haar elektriciteitsvoorziening via gasgestookte centrales.

In Figuur 62 worden de extra aardgasbehoefte in beeld gebracht indien België zelf de elektriciteit zou produceren die anders zou worden ingevoerd.

Figuur 62. Aardgasbehoefte voor elektriciteitscentrales: “planningsscenario” versus “België autonoom” 2008-2020 (in GWh/jaar).



- (326) In het scenario “België autonoom” neem de aardgasbehoefte in 2008 toe met 10.268 GWh om een totale behoefte van 63.650 GWh te bereiken. In 2011 vereist zelfvoorziening een extra aardgasbehoefte van 9.210 GWh om 65.119 GWh te bereiken. Daarna verkleint het verschil in de aardgasbehoefte tussen het scenario “België autonoom” en het planningsscenario tot 2016. Het is vanaf dan dat de divergentie tussen beide scenario's optreedt en tegen 2020 is er een extra aardgasbehoefte van 21.498 GWh om een totaal van 89.408 GWh te bereiken opdat België zelfvoorzienend zou zijn in haar elektriciteitsvoorziening via gasgestookte centrales.

Variant 2: Rush voor STEGs

- (327) Zowel het planningsscenario als het scenario “België autonoom” voor de ontwikkeling van het park van gasgestookte centrales zijn een afgeleide van de elektriciteitsbehoeften in België volgens het referentiescenario van de PSE die rekening houdt met de kernuitstap.

- (328) Op basis van indicaties van de markt, gaande van concrete aanvragen voor productievergunningen tot verkennende discussies over aansluitingen op het aardgasvervoersnet, kan een inventaris worden opgemaakt van zekere en minder zekere projecten voor gasgestookte centrales. In ieder geval hebben meerdere partijen STEG-projecten op het oog in België met vermogens die gaan tot 2 x 460 MWe. Hierbij lijkt de provincie Limburg de meest populaire locatie te zijn maar ook elders zijn er investeringsinitiatieven. Bij deze initiatieven zijn er ongetwijfeld ook concurrerende projecten en zal niet alles gerealiseerd worden. Investeerders in STEGs laten zich ook leiden door de debatten rond de kernuitstap.
- (329) De CREG heeft een inventaris gemaakt van de redelijke investeringsinitiatieven op basis van eigen informatie en getoetst aan informatie waar de netbeheerder Fluxys over beschikt. Deze inventaris, die uiteraard betrouwbaar is, levert een totaal pakket aan bijkomende STEG-projecten ten belope van 3.427 MWe in vergelijking met het planningsscenario. In Tabel 18 worden de drie scenario's vergeleken in termen van productievermogen op aardgas.

Tabel 18. Het elektriciteitsproductievermogen op aardgas 2008-2020: vergelijking tussen het planningsscenario, het scenario "België autonoom" en het scenario "rush voor STEGs" (in MWe).

<i>scenario</i>	Gasgestookte centrales	Vergelijking met "planningsscenario"	Vergelijking met "België autonoom"
Planningsscenario	4.798 MWe		
België autonoom	6.734 MWe	+1.936 MWe (+40,4%)	
Rush voor STEGs	8.225 MWe	+3.427 MWe (+71,43%)	+1.491 MWe (+22,14%)

- (330) Indien alle nu gekende redelijke investeringsinitiatieven in STEGs zouden gerealiseerd worden, zou het park van gasgestookte elektriciteitscentrales toenemen met 8.225 MWe in de periode 2008-2020. Deze groei is 3.427 MWe hoger dan het planningsscenario (+71,43%) ofwel 1.491 MWe hoger dan het scenario "België autonoom" (+22,14%).
- (331) Er wordt hier geen beoordeling gegeven van het scenario "rush voor STEGs" vanuit een elektriciteitsperspectief. Met andere woorden, de evolutie van de geproduceerde

hoeveel elektriciteit wordt niet behandeld. Wel kan worden afgeleid dat, indien de Belgische elektriciteitsvraag toeneemt volgens het referentiescenario van de PSE (wat ook weerhouden is in het planningsscenario) en al de rest hetzelfde, er een situatie wordt bereikt met meer dan voldoende productiecapaciteit. Dit geldt althans tijdelijk en is afhankelijk van in welke mate deze investeringen anticiperen op de tweede fase van de kernuitstap vanaf 2022.

De al dan niet tijdelijke situatie van meer dan voldoende elektriciteitsproductievermogen in België zou een situatie betekenen van elkaar beconcurrerende centrales (producenten) die worden ingezet in functie van de elektriciteitsprijzen en de beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit op de grenzen voor uitvoer. Dit zou een impuls betekenen voor de vrije elektriciteitsmarkt.

Aangezien hier geen specifiek elektriciteitsproductiescenario wordt ontwikkeld voor het scenario “rush voor STEGs”, worden bijgevolg geen vooruitzichten gegeven van de behoefte aan aardgas voor dit scenario. De behoefte aan aardgasvervoerscapaciteit om alle centrales van het scenario “rush voor STEGs” te bevoorraden kan wel worden gegeven.

- (332) Tabel 19 vergelijkt de behoefte aan aardgasvervoerscapaciteit tussen de drie scenario's.

Tabel 19. De behoefte aan aardgasvervoerscapaciteit voor de gasgestookte elektriciteitscentrales 2008-2020: vergelijking tussen het planningsscenario, het scenario “België autonoom” en het scenario “rush voor STEGs” (in k.m³(n)/h).

<i>scenario</i>	Gasgestookte centrales	Vergelijking met “planningsscenario”	Vergelijking met “België autonoom”
Planningsscenario	1.982 k.m ³ (n)/h		
België autonoom	2.263 k.m ³ (n)/h	+281 k.m ³ (n)/h (+14,18%)	
Rush voor STEGs	3.177 k.m ³ (n)/h	+1.195 k.m ³ (n)/h (+60,29%)	+914 k.m ³ (n)/h (+40,39%)

- (333) Indien alle nu gekende redelijke investeringsinitiatieven in STEGs zouden gerealiseerd worden, zou het park van gasgestookte elektriciteitscentrales eeningangscapaciteit in het aardgasvervoersnet vereisen ten belope van 3.177 k.m³(n)/h in de periode 2008-2020. Deze groei is 1.195 k.m³(n)/h hoger dan het

planningsscenario (+60,29%) ofwel 914 k.m³(n)/h hoger dan het scenario “België autonoom” (+40,39%).

Impact van de kernuitstap op de aardgassector

(334) De drie besproken scenario's ("planningsscenario", "België autonoom", "rush voor STEGs") houden rekening met de wettelijke uitstapkalender van de kerncentrales waarbij vooral de eerste fase (Doel 1, Tihange 1 en Doel 2) van de kernuitstap van belang is voor de horizon 2020. Aangezien voor de opvang van de autonome groei van de elektriciteitscentrales reeds de voorkeur wordt gegeven aan hoogrendement STEG-centrales, betekent de kernuitstap een additionele behoefte naar aardgasinfrastructuur en aardgasinvoer. Dit accentueert dat de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in toenemende mate afhankelijkheid wordt van de aardgassector. In dit deel wordt het geïsoleerd effect van de kernuitstap op de aardgassector berekend in de hypothese dat aardgas het alternatief is.

In Tabel 20 wordt voor iedere kerncentrale doorerekend wat de invloed is op de aardgassector bij omschakeling op aardgas. De aardgasbehoefte wordt berekend met de hypothese dat de belasting van de kerncentrales 90% bedraagt.

Tabel 20. Omschakeling van elektriciteitsproductie op kernenergie naar aardgas.

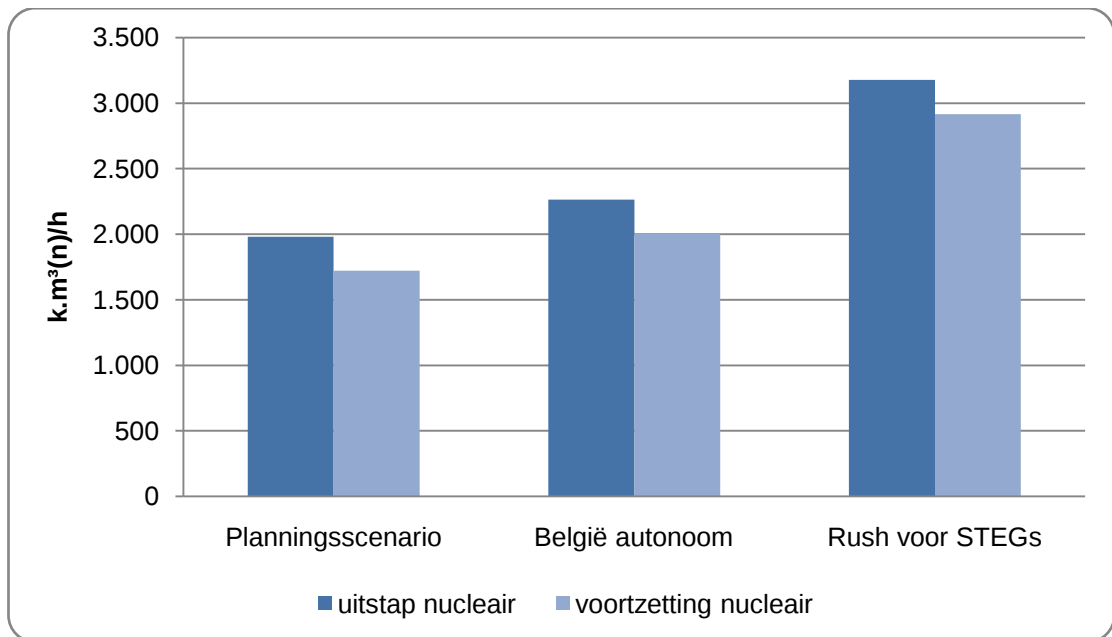
Locatie	Kerncentrales		Omschakeling op STEGs		
	Vermogen MWe	Voorziene sluitingsdatum	Piekdebiet in k.m ³ (n)/h	Jaarverbruik M.m ³ (n)/j	Aardgas GWh/j
Doel 1	441	12/02/2015	64	505	5.874
Tihange 1	962	1/10/2015	140	1.102	12.817
Doel 2	434	1/12/2015	63	497	5.783
Doel 3	1.006	1/10/2022	146	1.152	13.403
Tihange 2	1.008	1/02/2023	146	1.155	13.430
Doel 4	1.048	1/07/2025	152	1.201	13.963
Tihange 3	1.055	1/09/2025	153	1.209	14.056
Totaal	5.954 MWe		864 k.m³(n)/h	6.821 M.m³(n)/j	79.326 GWh/j

(335) De vervanging van alle kerncentrales door STEGs vereist een ingangscapaciteit op het aardgasvervoersnet van 864 k.m³(n)/h en een aardgasverbruik van 6.821 miljoen m³(n) per jaar (79.326 GWh/j).

(336) De invloed van de kernuitstap op de behoefte aan aardgasvervoerscapaciteit (ingangscapaciteit) voor elektriciteitsproductie in het planningsscenario, het scenario

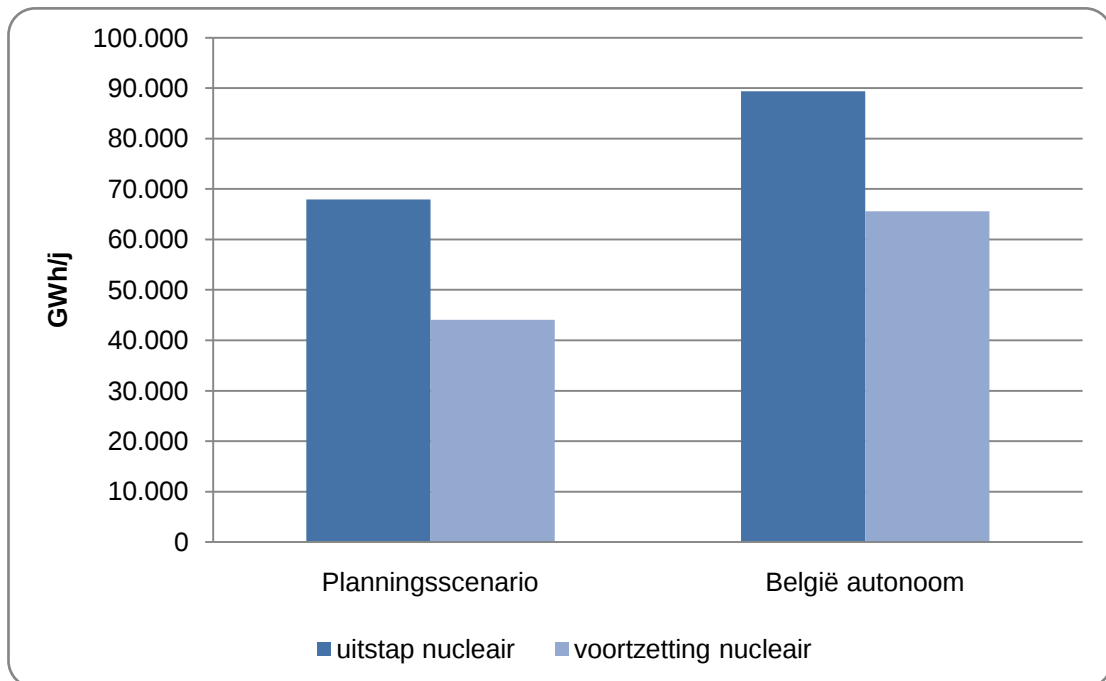
“België autonoom” en het scenario “rush voor STEGs” wordt in beeld gebracht in Figuur 63. Een voortzetting van de kerncentrales Doel 1, Tihange 1 en Doel 2 zou een besparing opleveren van 267 k.m³(n)/h te bouwen ingangscapaciteit op het aardgasvervoersnet ofwel een besparing van 13,47% in vergelijking met het planningsscenario.

Figuur 63. De behoefte aan aardgasvervoerscapaciteit per scenario aangepast voor een voortzetting van kernenergie tot 2020 (in k.m³(n)/h).



- (337) De invloed van de kernuitstap op de behoefte aan aardgas voor elektriciteitsproductie in het planningsscenario en het scenario “België autonoom” wordt in beeld gebracht in Figuur 64. Een voortzetting van de kerncentrales Doel 1, Tihange 1 en Doel 2 zou een besparing opleveren van 24.474 GWh aardgas per jaar ofwel een besparing van 36,04% in vergelijking met het planningsscenario.

Figuur 64. De aardgasbehoefte per scenario aangepast voor een voortzetting van kernenergie tot 2020 (in k.m³(n)/h)*.



*De aardgasbehoefte in het scenario "rush voor STEGs" wordt niet gecijferd omdat geen scenario is ontwikkeld voor de elektriciteitsproductie die gepaard zou kunnen gaan met de daadwerkelijke realisatie van alle redelijke investeringsinitiatieven voor bijkomende STEGs.

- (338) Gezien de elektriciteitssector reeds sterk beroep doet op aardgas om de autonome groei van de elektriciteitsvraag op te vangen, is het relatieve effect van de kernuitstap eerder matig. Dit geldt voor de horizon 2020 en zeker wat de invloed op de ontwikkeling van het aardgasvervoersnet betreft. Dit neemt echter niet weg dat de kernuitstap de aardgasafhankelijkheid van elektriciteitsvoorziening extra benadrukt.
- (339) Zowel fase 1 als de volledige uitstap uit kernenergie en de vervanging ervan door STEG-centrales is op Belgisch niveau haalbaar voor wat betreft het invoeren van aardgas als het investeren in de nodige ingangscapaciteit om de centrales te bevoorraden in aardgas. Afhankelijk van de ligging van de nieuwe aardgascentrales zijn er evenwel aanzienlijke investeringen nodig in vervoersinfrastructuur, zowel binnen België als in de upstream bevoorradingsroutes. Planning en timing zijn echter essentieel: belangrijke versterkingen van het aardgasvervoersnet vragen gemiddeld 5 jaar hetgeen langer is dan bijvoorbeeld voor de bouw van een STEG-centrale.

7.3. Behoefte aan opslagcapaciteit

(340) De vraag naar seizoenbalancerings werd uitvoerig behandeld in 6.2 en liet onmiddellijk toe om een indicatie te geven voor de opslagbehoeften. Er wordt ook verwezen naar de bespreking van de afnameprofielen in hoofdstuk 3. Door deze voorafgaande besprekingen kan dit deel beperkt blijven tot een samenvatting.

(341) Tabel 21 geeft een samenvatting van de behoeften aan seizoenbalancerings op het H-gasnet.

Tabel 21. Behoefte aan seizoenbalancerings voor H-gas op de distributienetten onder normale en extreme weersomstandigheden.

	Normale weersomstandigheden Gemiddelde 30 jaar		Extreme weersomstandigheden Strengste winter afgelopen 50 jaar	
	eigen voorziening	invoer	eigen voorziening	invoer
2008	59%	41%	45%	55%
2013	64%	36%	48%	52%
2020	57%	43%	43%	47%

(342) Seizoenbalancerings op het L-gasnet is volledig afhankelijk van invoer.

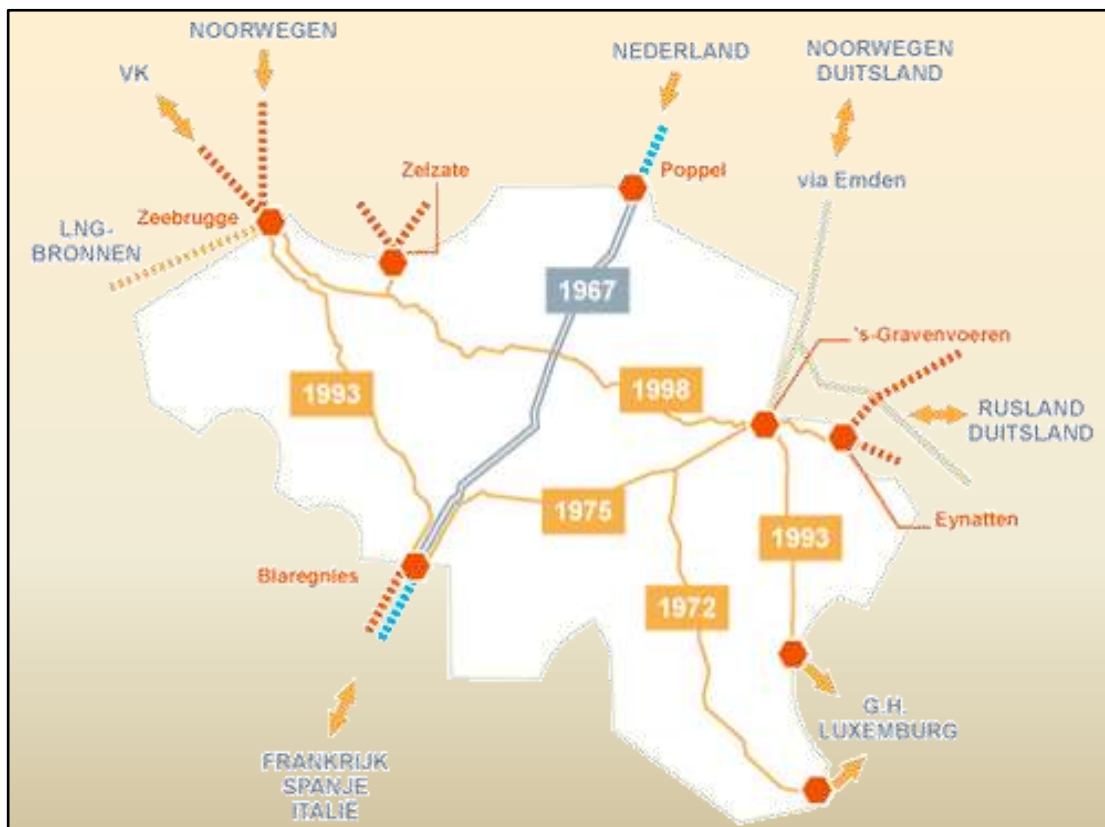
(343) In 9.4 zal verder worden ingegaan op de toetsing van de behoefte aan seizoenbalancerings en de voorziening ervan.

7.4. Vraag naar doorvoercapaciteit

(344) De belangrijke doorvoerassen worden voorgesteld in Figuur 65. De doorvoer van L-gas uit Nederland naar Frankrijk gebeurt via de Dorsales die in dienst zijn genomen in 1967. De Segeo-leiding uit 1975 verzorgt de doorvoer van 's Gravenvoeren en Eynatten naar Frankrijk. Twee assen worden gebruikt voor doorvoer naar het Groot Hertogdom Luxemburg: een westelijke leiding uit 1972 met het grenspunt Pétange en een oostelijk leiding uit 1993 met het grenspunt Bras. In 1993 werd de TROLL-leiding in dienst genomen zie Zeebrugge verbindt met Frankrijk via het grenspunt Blaregnies.

De vTn-leiding die Zeebrugge verbindt met Duitsland werd in dienst genomen in 1998.

Figuur 65. Doorvoerassen.



Bron: Fluxys

- (345) In Tabel 22 worden potentiële doorvoerstromen door België weergegeven. Het betreffen potentiële doorvoerstromen per route en ze kunnen niet allen tegelijk gerealiseerd worden.

Tabel 22. Potentiële individuele doorvoerstromen door België.

Doorvoerroutes van België naar		Potentiële doorvoerstroom in miljard m ³ (n)/j
<i>H-gas</i>		
	Verenigd Koninkrijk	25
	Frankrijk	20
	Duitsland	11
	Nederland	11
	G.H. Luxemburg	1,5
<i>L-gas</i>		
	Frankrijk	11

Open Season vervoerscapaciteit oost-west

- (346) Uit de internationale marktbevraging van Fluxys voor bijkomende ingangscapaciteit te Eynatten en fysiek vaste ingangscapaciteit te Zelzate bleek een belangrijke interesse van doorvoerbevrachters. Er zijn lange termijnvervoerscontracten ondertekend met 16 doorvoerbevrachters die een doorvoerstroom vertegenwoordigen van ongeveer 13 miljard $\text{m}^3(\text{n})/\text{jaar}$. Deze verbintenissen hebben een impuls gegeven voor de aanleg van een tweede vTn-leiding (vTn2), die tevens belangrijk is voor de nationale bevoorrading, en de ombouw van het uitgangspunt Zelzate tot tevens een fysisch ingangspunt voor het Belgisch vervoersnet. Er wordt rekening gehouden met volgende bijkomende ingangsboekingen voor doorvoer vanaf 1 oktober 2010: 457,4 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ te Eynatten; 737,1 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ te Zelzate en 389,2 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ te IZT. Dit is een totaal van 1.583,7 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ bijkomende ingangscapaciteit voor doorvoer.

Open Season vervoerscapaciteit noord-zuid

- (347) Midden december 2008 is de internationale marktbevraging van Fluxys afgerond die peilde naar interesse bij doorvoerschippers om aardgas door te voeren naar Frankrijk. Ook deze open season kent een succes: 14 doorvoerschippers hebben langetermijnvervoerscontracten afgesloten met Fluxys die een doorvoerstroom vertegenwoordigen van 10 miljard $\text{m}^3(\text{n})/\text{jaar}$ met als ingangspunt 's Gravenvoeren en Eynatten. Gezien zowel de TROLL-leiding als de Segeo-leiding volledig gecontracteerd is, betekent deze extra aanvraag een belangrijke investering die ondermeer de aanleg van een nieuwe leiding tussen Winksele en Blaregnies betekent. In deze studie wordt rekening gehouden met volgende bijkomende ingangsboekingen voor doorvoer: 560 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ te IZT, 472 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ te 's Gravenvoeren en 100 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ te Eynatten. Dit is een totaal van 1.132 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ bijkomende ingangscapaciteit voordoortvoer. De indienstname van deze projecten wordt verwacht tegen begin 2014.

Andere Open Seasons: LNG terminalling en doorvoer naar het G.H. Luxemburg

- (348) Er zijn momenteel nog twee internationale open season procedures lopende, één voor een tweede versterking van de LNG-terminal te Zeebrugge en één voor bijkomende doorvoer naar het G.H. Luxemburg. Het is echter te vroeg om uit deze

projecten reeds bijkomende capaciteitsbehoeften of investeringen af te leiden. Zoals steeds voor doorvoerprojecten kunnen afhankelijk van de concrete verbintenissen van doorvoerbevrachters bijkomende versterkingen worden uitgevoerd.

- (349) In Tabel 24 wordt een samenvatting gegeven van de minimale behoefte aan bijkomende ingangscapaciteit voor doorvoer op basis van de huidige belangstelling om te contracteren.

Tabel 24. Minimale behoefte aan bijkomende ingangscapaciteit voor doorvoer (in k.m³(n)/h).

<i>ingangspunt</i>	Open season vTn2-project vanaf 01/10/2010	Open season Noord/Zuid-project vanaf 01/01/2014	Totaal
Eynatten	457,4	100	557,4
Zelzate	737,1	-	737,1
IZT	389,2	560	949,2
's Gravenvoeren	-	472	472,0
Totaal	1.583,7	1.132	2.715,7

7.5. Behoeftte aan basisflexibiliteit

Berekening van de behoefte aan basisflexibiliteit

- (350) Ingangscapaciteit wordt gedimensioneerd volgens het gemiddeld uurverbruik op een referentiepiekdag (DENC=GUPD). Rond dit gemiddelde profileert de dagafname. De behoeften aan basisflexibiliteit zijn de middelen die de netbeheerder moet voorzien in het netwerkdesign en binnen het netwerk. Deze middelen worden aangeboden via flexibiliteitsdiensten aan de bevrachters opdat zij in evenwicht kunnen zijn tussen de aardgasinjecties en de aardgasafnamen.

Figuur 66 herneemt Figuur 56 met aandacht voor de flexibiliteitsbehoeften. Er wordt vertrokken van een typisch dagprofiel van de aardgasafnamen op de distributienetten dat getypeerd wordt door twee verbruikspieken in de dag: 's morgen om 10:00 met een afname die 25% hoger ligt dan het uurgemiddelde en om 18:00 met een afname die 18% hoger ligt dan het gemiddelde. 's Nachts tussen 2:00 en 4:00 kent de afname een dal en bedraagt de afname nog 69% van het uurgemiddelde. Voor de berekening van de behoeften aan basisflexibiliteit is de notie uuroneevenwicht op de referentiepiekdag (UOPD) belangrijk: dit is het verschil tussen de gemiddelde

uurafname (GUPD) en de daadwerkelijke uurafname. Als dit verschil negatief is wordt er meer afgenomen dan geïnjecteerd in het netwerk. Als dit verschil positief is wordt er minder afgenomen dan geïnjecteerd in het netwerk.

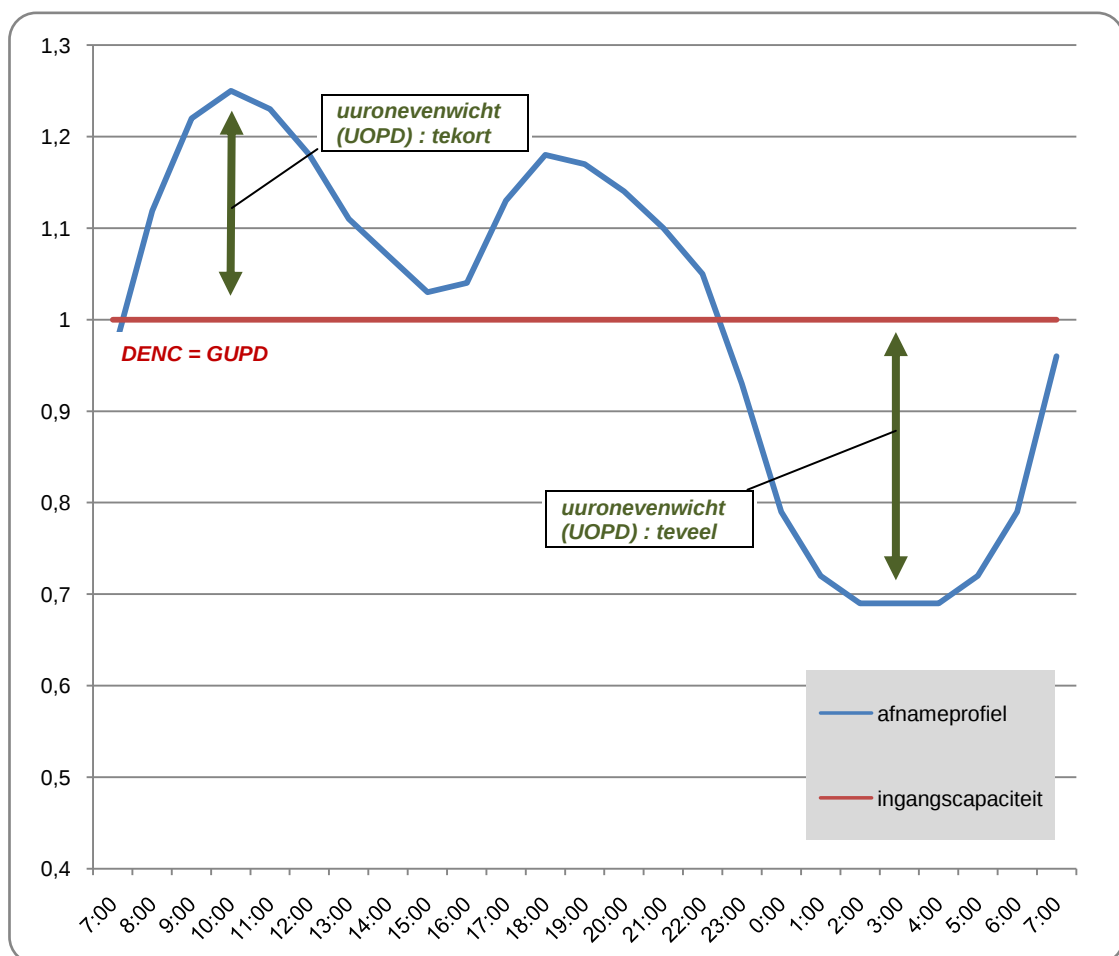
$$UOPD > 0$$

buffering van aardgas in het netwerk (creatie linepack)

$$UOPD < 0$$

debuffering van aardgas in het netwerk (aanwending linepack)

Figuur 66. Begroting van de basisflexibiliteit: uuronevenwicht.

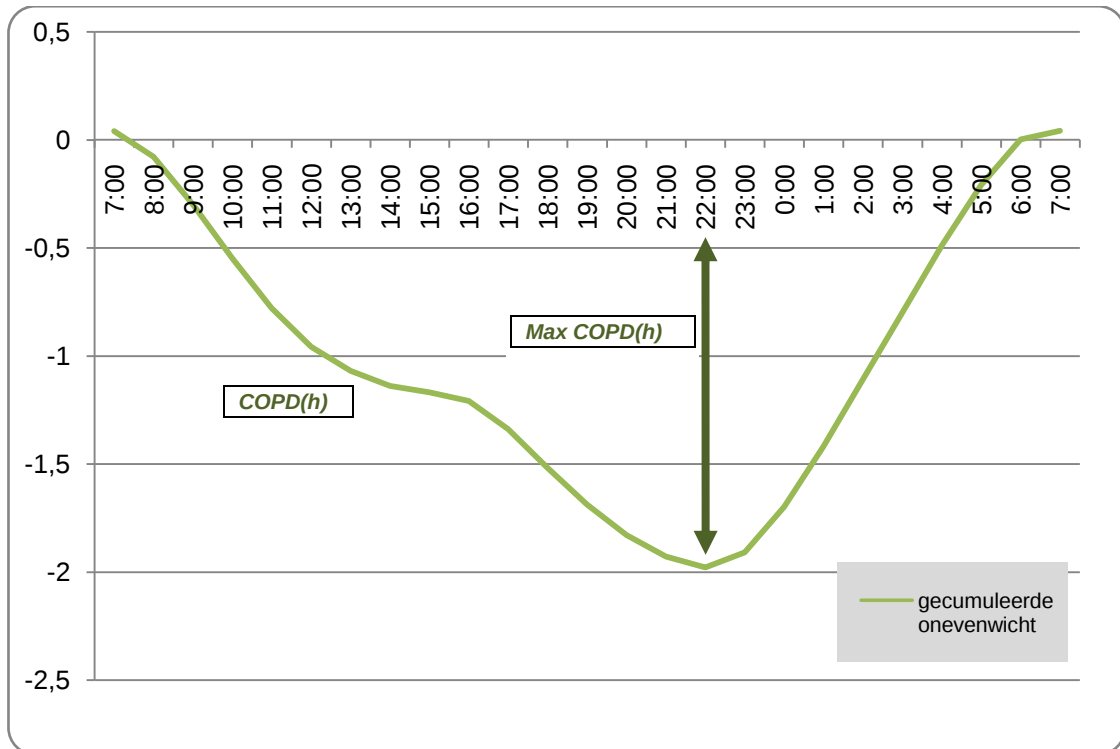


(351) Naast de notie UOPD is de notie gecumuleerd onevenwicht op de referentiepiekdag (COPD) noodzakelijk voor de berekening van de behoeften aan basisflexibiliteit.

De COPD cumuleert de opeenvolgende uurneevenwichten:

$$COPD(h) = \sum_h UOPD(h)$$

Figuur 67. Begroting van de basisflexibiliteit: gecumuleerd onevenwicht.



Op basis van een typisch dagprofiel van de aardgasafname op de distributienetten wordt afgeleid dat de COPD de piekwaarde bereikt om 22:00. Vanaf 7:00 's morgens (start van de gasdag) zijn de aardgasafnamen hoger dan de hoeveelheid aardgas die geïnjecteerd kan worden in het netwerk en dit onevenwicht blijft duren tot 22:00 om dan een gecumuleerde piekwaarde te verkrijgen. Gedurende deze 15 uur vindt er een *depacking* plaats van het aardgas in het netwerk. Het is pas vanaf 22:00 dat er meer aardgas geïnjecteerd wordt dan onttrokken, *packing*, om vervolgens de volgende morgen om 7:00 weer in evenwicht te zijn. De *packing*-fase duurt dus slechts 9 uur.

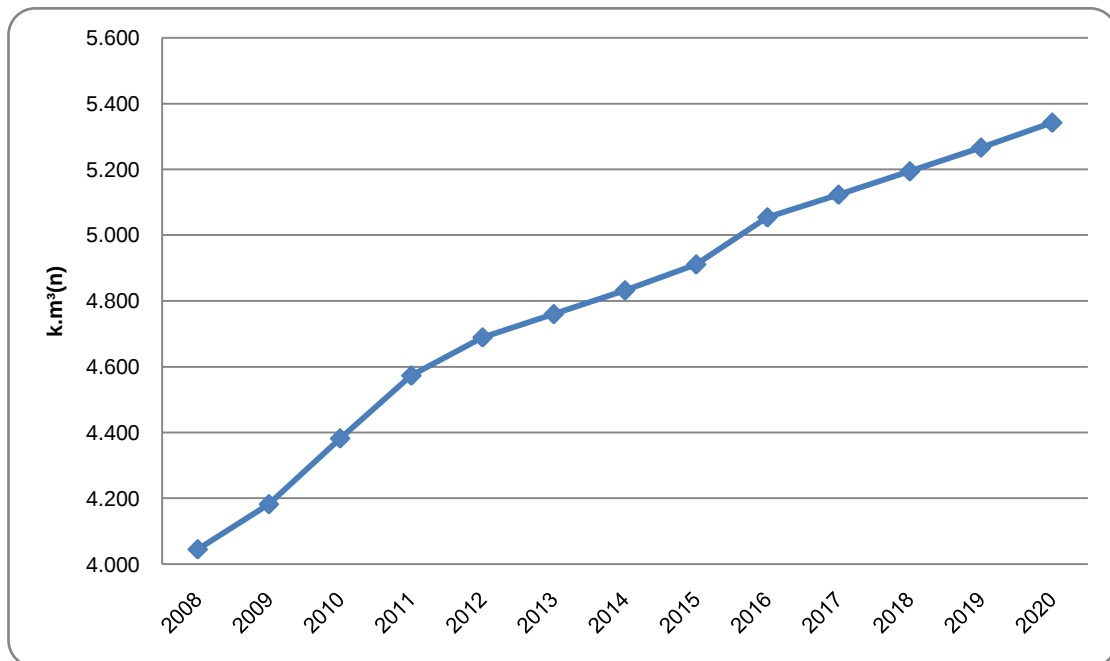
De hoeveelheid basisflexibiliteit die de netbeheerder moet kunnen aanbieden aan de bevrachters komt overeen met de maximumwaarde van de COPD en dit stemt overeen met bijna 2 uur aardgasinjectie:

$$\begin{aligned} \text{behoefte aan basisflexibiliteit} &= \text{Max COPD}(h) = 1,979 \text{ GUPD} \\ \text{waarbij GUPD} &= \text{DENC} \end{aligned}$$

Berekening van de behoefte aan basisflexibiliteit voor H-gas

- (352) Hoewel de behoefte aan basisflexibiliteit voor de distributienetten de belangrijkste component is moet ook gekeken worden naar de basisflexibiliteit nodig voor industrie en de elektriciteitscentrales verbonden aan het vervoersnetwerk om een volledig beeld te bieden van de behoefte aan basisflexibiliteit. Bovendien kan de behoefte aan basisflexibiliteit niet berekend worden los van het commercieel model dat Fluxys hanteert voor het aanbod van flexibiliteitsdiensten waarbij er ook nog toleranties zijn op de gecumuleerde onevenwichten en onevenwichten op het einde van de dag. De evolutie het aantal actieve bevrachters is tevens bepalend voor de COPD. Er wordt van uitgegaan dat het aantal actieve aardgasleveranciers op het vervoersnet toeneemt van 10 tot 15 in de horizon tot 2020.
- (353) Figuur 68 geeft de vooruitzichten van de COPD voor de bevoorrading van de nationale H-gasmarkt (residentieel, tertiair, industrie en elektriciteitsproductie).

Figuur 68. Raming van het gecumuleerd onevenwicht op de referentiepiekdag (COPD) voor de nationale H-gasmarkt (in k.m³(n)).



(354) Het COPD neemt toe van 4.045 k.m³(n) in 2008 tot 4.760 k.m³(n) in 2013 om vervolgens verder te groeien tot 5.342 k.m³(n) in 2020. Deze middelen moeten minimaal voorzien worden binnen het vervoersnet opdat de netbeheerder voldoende basisflexibiliteit zou kunnen aanbieden aan de bevrachters voor de dagbalancerings van de injecties en de afnames van het vervoersnet.

(355) Naast de behoefte aan en de voorziening van basisflexibiliteit moeten er ook middelen worden voorzien voor het operationeel netbeheer van de beheerder van het vervoersnet. Het gaat over de opvang van fysische netonevenwichten als gevolg van:

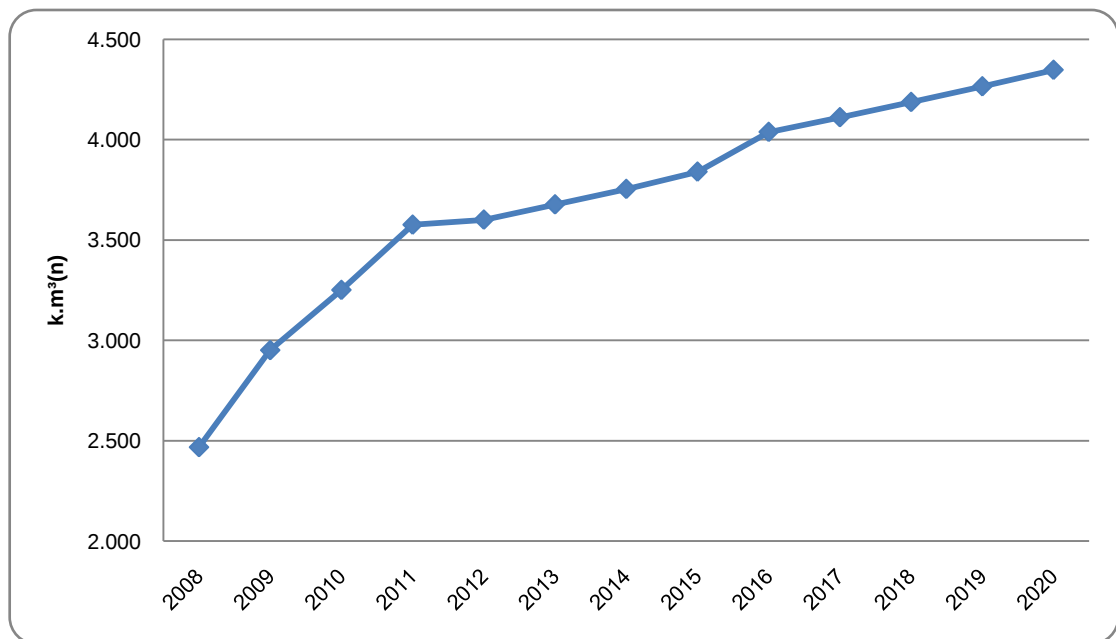
- voorlopige allocatiegegevens (H+1/M+20): dit zijn de verschillen tussen H+1 (de voorlopige aardgasallocatiegegevens) en M+20 (de definitieve aardgasallocatiegegevens);
- uitvoeren van swaps: het doorschuiven van aardgashoeveelheden van het ene druknet naar het andere druknet. Bijvoorbeeld om balanceermiddelen die ter beschikking zijn op het 80 bar H-net ook beschikbaar te maken op het 66 bar H-net.
- Uitvoeren van OBAs: een “Operating Balancing Agreement” is een akkoord tussen de netbeheerder en een aangrenzende netbeheerder op een

ingangspunt van het vervoersnet. In een OBA gaan beide partijen akkoord de verschillen (in + en -) tussen de genomineerde waarde en de reële waarde door bijvoorbeeld verschillen in operationele handelingen op een verschilrekening te plaatsen en zo verschillen aan te zuiveren.

- Absolute meetfouten: verschillen in de absolute nauwkeurigheid van de metingen op de ingangspunten en de afnamepunten.

- (356) Voor de voorziening van basisflexibiliteit en operationele middelen van de netbeheerder wordt beroep gedaan op linepack en uitzendcapaciteit op de LNG-terminal (150 k.m³(n)/h), de ondergrondse opslag in Loenhout (100 k.m³(n)/h) en op de PSP te Dudzele (50 k.m³(n)/h) die de netwerkbeheerder niet rechtstreeks aanbiedt op de markt maar aanwendt voor flexibiliteit. Een efficiënte inzet, op uurbasis, van enerzijds linepack en anderzijds de uitzendcapaciteiten levert een optimaal aanbod aan flexibiliteitsmiddelen.
- (357) Rekening houdende met de nodige voorziening van basisflexibiliteit en operationele middelen voor de netbeheerder wordt op basis van een optimale inzet van de uitzendcapaciteiten en de linepackcreatie in Figuur 69 een raming gegeven van de linepackbehoefte op het H-gasnet.

Figuur 69. Raming van de linepackbehoefte op de referentiepiekdag voor het volledig vervoersnet H-gas en inclusief de operationele middelen voor de netbeheerder (in $\text{k.m}^3(\text{n})$).

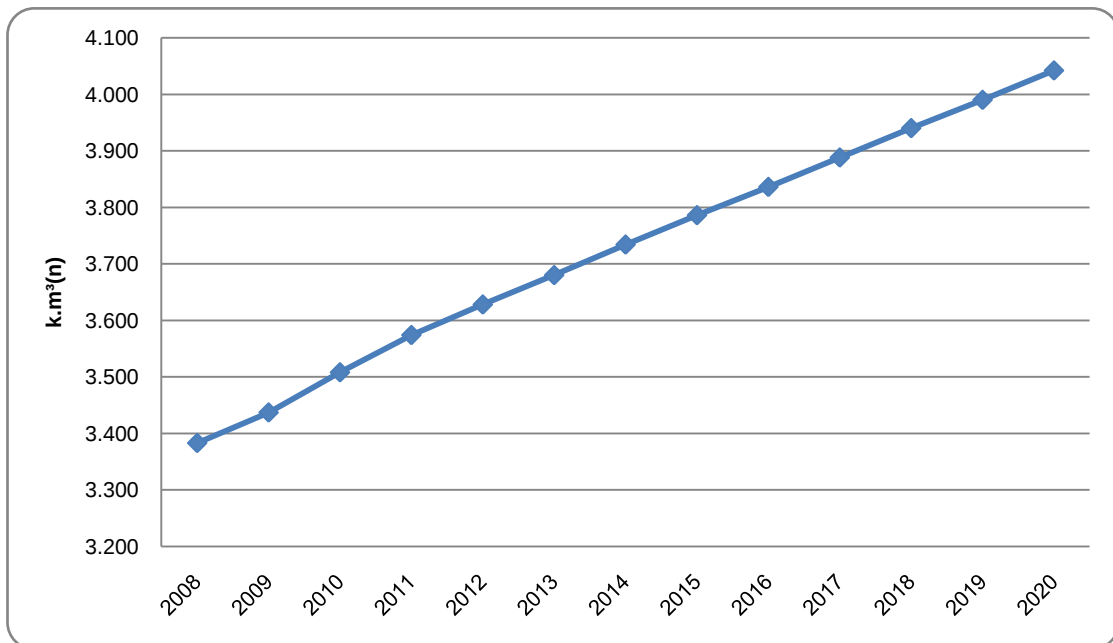


De linepackbehoefte op het H-net neemt toe van 2.468 $\text{k.m}^3(\text{n})$ in 2008 tot 3.677 $\text{k.m}^3(\text{n})$ in 2013 om vervolgens verder te blijven stijgen tot 4.347 $\text{k.m}^3(\text{n})$ in 2020.

Berekening van de behoefte aan basisflexibiliteit voor L-gas

- (358) In analogie met de H-gasmarkt worden in Figuur 70 de vooruitzichten gegeven van de COPD voor de bevoorrading van de nationale L-gasmarkt. Er wordt uitgegaan dat het aantal actieve aardgasleveranciers op het vervoersnet toeneemt van 3 tot 5 voor de horizon tot 2020.
- (359) Figuur 70 geeft de vooruitzichten van de COPD voor de bevoorrading van de nationale L-gasmarkt (residentieel, tertiair, industrie en elektriciteitsproductie).

Figuur 70. Raming van het gecumuleerd onevenwicht op de referentiepiekdag (COPD) voor de nationale L-gasmarkt (in k.m³(n)).

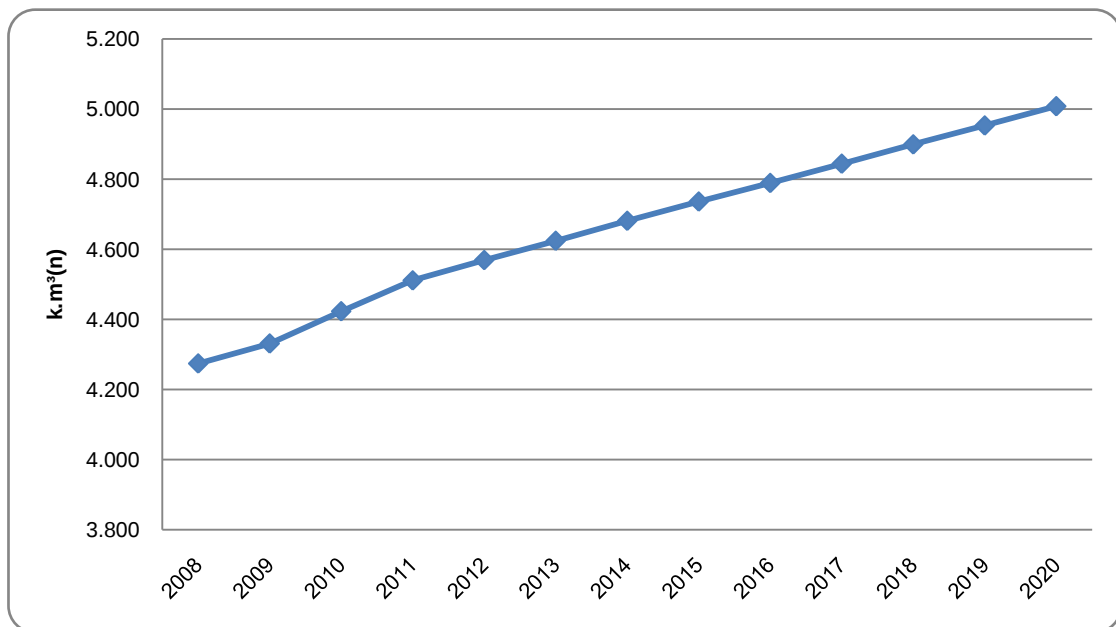


- (360) Het COPD neemt toe van 3.383 k.m³(n) in 2008 tot 3.680 k.m³(n) in 2013 om vervolgens verder te groeien tot 4.042 k.m³(n) in 2020. Deze middelen moeten worden voorzien binnen het vervoersnet opdat de netbeheerder voldoende basisflexibiliteit zou kunnen aanbieden aan de bevrachters voor de dagbalancering van de injecties en de afnames van het vervoersnet.
- (361) Naast de behoefte aan en de voorziening van basisflexibiliteit moeten er ook middelen worden voorzien voor het operationeel netbeheer van de beheerder van het vervoersnet. Het gaat over de opvang van fysische netonevenwichten als gevolg van voorlopige allocatiegegevens (H+1/M+2) en absolute meetfouten. Voor het beheer van het L-gasnet is er geen behoefte aan swaps en OBA's zoals wel van toepassing voor het beheer van het H-gasnet.
- (362) Voor de voorziening van basisflexibiliteit en operationele middelen van de netbeheerder wordt beroep gedaan op linepack aangezien de netbeheerder niet beschikt over eigen uitzendcapaciteiten (op het piekmoment zijn de uitzendcapaciteiten op de aardgastransformatoren te Loenhout en Lillo volledig gecommmercialiseerd en volledig in gebruik). Verder in de studie zal blijken dat deze situatie problematisch is omdat het Belgische L-gasnet niet de nodige linepack kan

leveren. Het niet beschikken over eigen uitzendcapaciteit leidt tevens tot een suboptimale creatie van linepack met het gegeven netwerk. Het gemis hiervan maakt het ook quasi onmogelijk om het netwerk steeds op druk te krijgen in de korte boostingfase tussen 22:00 en 6:00 's morgens.

- (363) Rekening houdende met de nodige voorziening van basisflexibiliteit en operationele middelen voor de netbeheerder wordt in Figuur 71 een raming gegeven van de linepackbehoefte op het L-gasnet

Figuur 71. Raming van de linepackbehoefte op de referentiepiekdag voor het volledig vervoersnet L-gas en inclusief de operationele middelen voor de netbeheerder (in $\text{k.m}^3(\text{n})$).



De linepackbehoefte op het L-net neemt toe van 4.274 $\text{k.m}^3(\text{n})$ in 2008 tot 5.085 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ in 2013 om vervolgens verder te blijven stijgen tot 5.008 $\text{k.m}^3(\text{n})$ in 2020.

8 Diagnostiek van de geplande netinvesteringen

8.1. Context

- (364) Aangestuurd door de nood om problemen van contractuele congestie op te lossen, de groeivoorzichten voor de nationale markt onder impuls van de elektriciteitssector en het succes van de afgesloten internationale *open seasons* voor doorvoer, heeft de netbeheerder een ambitieus investeringsplan uitgewerkt (www.fluxys.net). De CREG heeft onderliggend de netbeheerder steeds gewezen op haar investeringsverplichtingen, zowel voor bevoorradingszekerheid als voor een goede marktwerking, en heeft sinds het laatste indicatief plan van 2004 initiatieven van de netbeheerder nauwlettend opgevolgd en gestimuleerd⁵¹.
- (365) In dit hoofdstuk worden de geplande investeringen in ingangscapaciteit (inclusief LNG-terminalling) en opslagcapaciteit op Belgische bodem beoordeeld en begroot in termen van capaciteitscreatie. Op deze manier wordt een aanbodcurve opgesteld voor ingangscapaciteit die vervolgens in hoofdstuk 9 geconfronteerd wordt met de behoefte aan ingangscapaciteit. Hetzelfde wordt gedaan voor de opslagcapaciteit in Loenhout.
- (366) Gezien de beleidslijn om de ingangscapaciteit voor L-gas niet te versterken maar alternatief L-gasklanten om te schakelen op H-gas zodra de ingangscapaciteit ontoereikend is, zijn er enkel geplande investeringen voor ingangscapaciteit op het vervoersnet van H-gas.
- (367) De noodzaak van de geplande versterkingen van de netwerkinfrastructuur wordt beoordeeld op basis van hun creatie van ingangscapaciteit, opslagcapaciteit en flexibiliteit (linepack) om een evenwicht te bereiken met de betreffende vraagvooruitzichten zoals voorgesteld in deze studie.

⁵¹ Zie CREG studie "Monitor Invoercapaciteit Aardgas 2008".

(368) De accurateheid van de gekozen investeringsprojecten wordt beoordeeld op hun merites op het vlak van:

- Bijdrage tot het oplossen van contractuele congestie en de mate waarin versterkingen op toevoerroutes (ingangspunten) worden voorgesteld die naar verwachting een toenemende voorkeur krijgen van de bevrachters en dit ook op langere termijn;
- Bijdrage tot de koppeling van het Belgisch vervoersnet met de naburige netwerken en de vermazing van het vervoernet;
- De mate waarin er upstream capaciteit beschikbaar is of investeringen voorzien worden opdat de geplande investering ook ten volle benut zou kunnen worden;
- De mate waarin de investering bijdraagt tot de netwerkefficiëntie: met name de evolutie naar één balanceringszone op het H-gasnet (NBP: nationaal balanceringspunt), de L/H-omschakeling en de koppeling van doorvoer met binnenlands vervoer;
- De mate waarin de investering bijdraagt tot de incidentbestendigheid van het netwerk.

(369) De analyse van kostenefficiëntie van investeringsprojecten en de weerslag op de vervoerstarieven ligt buiten het doel van deze studie. Toch dient er te worden opgemerkt dat investeringskosten niet noodzakelijk leiden tot een netto-verhoging van het vervoertarief. Het algemeen tarifair effect van een bijkomende investering wordt bepaald door twee factoren: de groei van de gereguleerde kosten en de groei van de capaciteitsonderschrijving. Ligt de groei van de kosten hoger dan de groei van de onderschrijving, dan zal het algemeen tarief stijgen. Bij gelijke groei is de investering tariefneutraal en indien de groei van de onderschrijving hoger ligt dan de groei van de kosten, zal het tarief dalen.

(370) In deze diagnostiek worden enkel versterkingen in België behandeld die rechtstreeks of onrechtstreeks een invloed hebben op de fysisch vaste ingangscapaciteit of de fysisch vaste uitzendcapaciteit van de opslaginstallaties te Loenhout en te Dudzele. Enkel de projecten die beslist werden door de beheerder van het aardgasvervoersnet Fluxys worden opgenomen volgens de geplande datum van indienstname⁵².

⁵² Het betreffen investeringsvoorstellen van de vervoersnetbeheerder Fluxys die een dusdanig gevorderd stadium kennen waardoor zij het etiket "beslist" kunnen dragen. Dit betekent niet noodzakelijk dat alle beslissingen formeel zijn goedgekeurd door de Raad van Bestuur maar dit belet

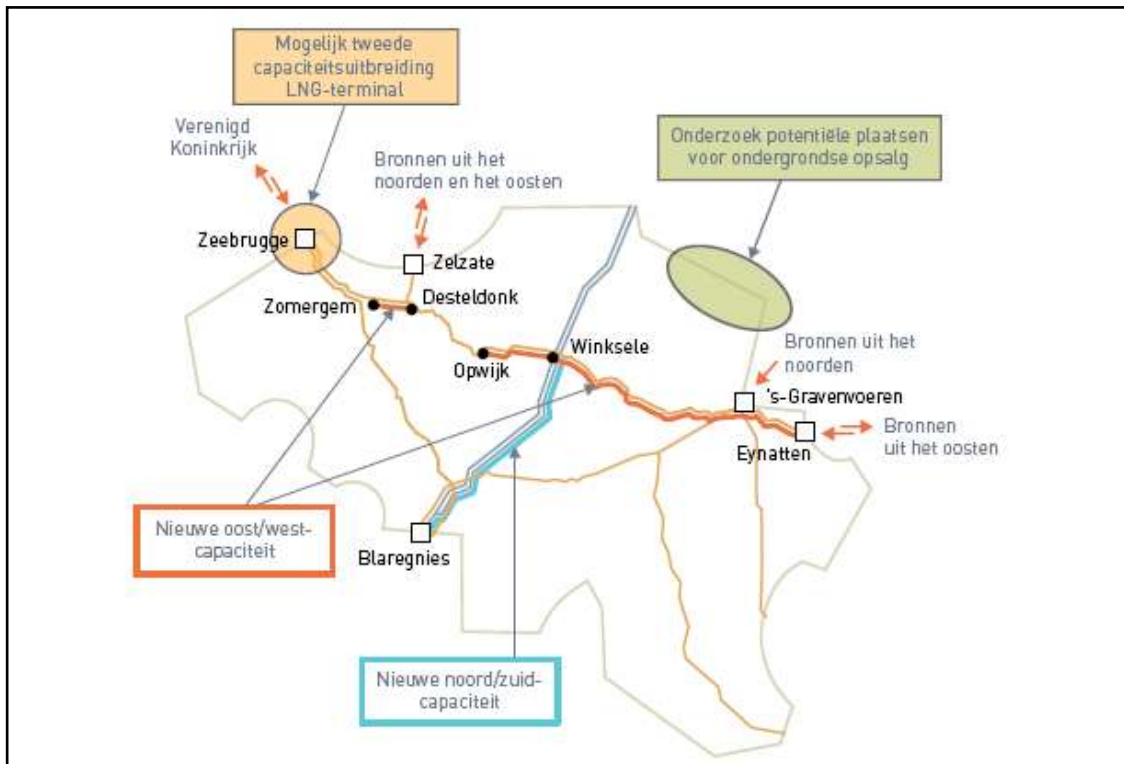
- (371) De creatie van ingangscapaciteit wordt begroot op het moment van het piekdebiet waarvoor het vervoersnet is ontworpen (cf. -11°Ceq.) en volgens het aardgasstroomscenario dat op dat moment het meest waarschijnlijk is voor het vervoersnet (vTn-leiding in de *reverse* modus: invoer via Eynatten en via Zelzate vanaf 01/04/2011). Ook al wordt van deze netwerkconfiguratie en –belasting vertrokken, toch blijft de becijfering van de invloed van een individuele investering op de invoercapaciteit een theoretische benadering. Vervoerscapaciteit wordt gecreëerd door de inzet van een hele reeks aan middelen die onderling afhankelijk zijn waardoor de bijdrage van ieder element moeilijk te isoleren is en kan variëren. Met deze kanttekening dient rekening te worden gehouden bij de interpretatie van de indicatieve capaciteitscreaties in Tabel 25.
- (372) Kennis over investeringen in *upstream* (bijv. Duitsland) en *downstream* (bijv. Frankrijk) netwerken met invloed op de interconnecties met België is beperkt, althans wat de concrete invloeden zijn voor België. De invoercapaciteit moet beantwoord worden door minstens evenveel uitvoercapaciteit *upstream*⁵³. Meerdere internationale marktbevragingen (*open seasons*) zijn momenteel lopende (7.4) en buitenlandse die een invloed zullen hebben op het Belgische vervoersnetwerk staan in de startblokken⁵⁴.

anderzijds weer niet dat bepaalde bestellingen van materiaal lopende zijn. Anderzijds kunnen vereiste vergunningen voor de bouw nog lopende zijn en eventueel de indienstname vertragen, wat gezien de capaciteitskrapte absoluut vermeden moet worden. Het energiebeleid zou oog moeten hebben voor deze vergunningenproblematiek en waar nodig kunnen bijtreden als de bevoorradingszekerheid in het gedrang zou komen.

⁵³ Dit is een essentiële coördinatietaak van de netbeheerder. Adequate investeringsplanning voor de Belgische markt vereist dat de netbeheerder de nodige afstemming organiseert met de naburige beheerders. Voor een analyse van de beschikbare capaciteiten op de interconnectiepunten wordt verwezen naar de CREG-studie “Monitor Invoercapaciteit Aardgas 2008”.

⁵⁴ Invoercapaciteit in België wordt niet enkel bepaald door de investeringen in België. Investerings in een *upstream* netwerk kunnen de fysisch vaste invoercapaciteit in België verhogen door bijvoorbeeld een verhoogde compressie *upstream* (zie bijvoorbeeld in Tabel 25 de versterking van Zandvliet H).

Figuur 72. Geplande investeringsprojecten door de netbeheerder.



Bron: Fluxys

8.2. Zelzate project

Fase 1: vier compressorunits

- (373) Begin december 2008 werd het nieuw compressiestation in Zelzate in gebruik genomen. Deze compressie heeft een technisch capaciteitscreërend vermogen van 1.260 k.m³(n)/h (drukverhouding 1,4; 4 units met een nominaal debiet van elk 420 k.m³(n)/h, waarvan één *stand-by*). Deze compressie heeft geen invloed op de ingangscapaciteit te Eynatten maar wel te Zeebrugge (IZT) en Zelzate zodra fase 2 is uitgevoerd. Deze compressie lost de conditionaliteit op van de ingangscapaciteit op IZT/HUB voor de Belgische markt maar niet voor doorvoer naar Blaregnies vanuit Zeebrugge, deze blijft voorwaardelijk zolang er geen compressie is te Zeebrugge zelf.
- (374) De compressie te Zelzate kan in meerdere modi werken. In de modus richting Antwerpen (Kallo) op de ND600 kan er aanzienlijke linepack worden gecreëerd voor de Belgische markt. Hetgeen alternatief uiteraard ook betekent dat er een

aanzienlijke capaciteitscreatie van 290 k.m³(n)/h is richting Antwerpen (cf. problematiek van injectie Loenhout opslag bij >10°C).

De compressie te Zelzate realiseert 4 doelstellingen:

- a) creatie van bijkomende vervoerscapaciteit van Zeebrugge naar Antwerpen. De bijkomende capaciteit is nodig om de sterk groeiende capaciteitsvraag voor het Antwerpse te dekken. Dit betekent ook dat er grotere volumes kunnen worden vervoerd naar en vanuit de ondergrondse opslag in Loenhout;
- b) de mogelijkheid om aardgas uit de vTn te injecteren in de hoge drukleiding richting Antwerpen en Zomergem;
- c) creatie van Zelzate als nieuw ingangspunt voor bijkomende aardgasstromen vanuit het Nederlandse vervoersnet (na fase 2);
- d) de creatie van vaste ingangscapaciteit vanuit de opslag van Loenhout, onafhankelijk van het verbruik in de Antwerpse regio.

Fase 2: meetinstallatie

- (375) Momenteel is fysisch vaste invoer vanuit Nederland op het interconnectiepunt Zelzate (ZEL1 (GTS) en ZEL2 (ZEBRA)) niet mogelijk. Fysische invoer vereist aan de Belgische zijde de aanpassing tot tweerichtingsgebruik van de bestaande meetinstallatie. Fluxys voorziet de indienstname van deze investering op 1/04/2011, samen met de indienstname van fase 1 en 2 van het vTn2-project. Aan Nederlandse zijde moet de bestaande debietregeling eveneens voor tweerichtingsgebruik aangepast worden. GTS heeft momenteel bijna geen uitgangscapaciteit richting Zelzate. GTS moet een grote versterking doen op het Nederlandse vervoersnet: een nieuw compressiestation als gevolg van de *open season* in Nederland en het netwerk versterken.
- (376) De creatie van het nieuw ingangspunt te Zelzate is een belangrijke realisatie voor de versterking van de bevoorrrading van de Belgische markt en het aantrekken van doorvoerstromen. Grotere volumes aardgas zullen kunnen worden verhandeld op de Hub Zeebrugge en de rol van de zone Zeebrugge als knooppunt van internationale aardgasstromen en bijgevolg als bevoorradingspunt voor Noordwest-Europa zal toenemen.

- (377) Een bijkomende compressorunit te Zelzate is niet nodig aangezien Fluxys een drukgarantie van 59 bar vanuit Nederlandse vervoersnet heeft kunnen bedingen bij de netbeheerder GTS.

8.3. vTn2-project

- (378) Het vTn2-project laat toe om gefaseerd een belangrijke hoofdas van het vervoersnet, die bovendien bi-directioneel is, te versterken over het hele traject van Eynatten tot aan IZT (278 km). In totaal kunnen een vijftal fasen worden onderscheiden die leiden tot een geleidelijke verdubbeling van de leiding startende op de interconnectie met Duitsland te Eynatten.

- fase 1 vTn2: Eynatten-Haccourt (40 km) - beslist met indienstname op 01/04/2011⁵⁵;
- fase 2 vTn2: Haccourt-Opwijk (130 km) - beslist met indienstname op 01/04/2011;
- fase 3 vTn2: Opwijk-Desteldonk (44 km) - nog geen beslissing;
- fase 4 vTn2: Desteldonk-Zomergem (24 km) - nog geen beslissing;
- fase 5 vTn2 : Zomergem-IZT (40 km) - nog geen beslissing.

- (379) Momenteel zijn de eerste twee fasen beslist door de beheerder van het vervoersnet Fluxys. In combinatie met de compressie te Winksele en het noord/zuid-project zou een verlenging volgens de huidige vooruitzichten voor zowel doorvoer als voor de Belgische markt niet nodig zijn. Afhankelijk van bijkomende onderschrijvingen voor doorvoer of resterende capaciteitstekorten voor de Belgische markt kunnen deze verlengingen worden opgestart. Bijvoorbeeld de derde fase van het vTn2-project betreft de verdubbeling van de bestaande vTn-leiding tussen Opwijk en Desteldonk

⁵⁵ De geplande indienstname van fase 1 en 2 van het vTn-2 project is vertraagd ten opzichte van de data in de CREG-studie "Monitor Invoercapaciteit Aardgas 2008" van 15 mei 2008 waar rekening werd gehouden met de datum van 1/10/2010 dat ook reeds het resultaat was van vertragingen. Deze vertragingen zijn zorgwekkend en niet onschuldig aangezien deze investeringen vereist zijn voor zowel de nationale markt (zie hoofdstuk 9) als de doorvoermarkt (zie 8.9). Deze vertragingen leggen druk op het congestiebeleid en maken de bevoorradingszekerheid bij piekmomenten kritisch met gevaar voor verstoringen.

(ND1200, 44 km). Deze investering creëert alleen een ingangscapaciteit te belope van 310 k.m³(n)/h te Eynatten⁵⁶.

- (380) Er zijn ver gevorderde initiatieven bij GTS om de upstreamcapaciteit te Zelzate te verhogen en dit op basis van hun *open season* in 2005 en de *open season* die gecoördineerd wordt met Fluxys (zie 7.4, *open season* noord/zuid) en GRTgaz. Er zijn tevens initiatieven in Duitsland om de upstreamcapaciteit te versterken: versterkingen door beheerder Wingas, de recent afgesloten *open season* van E.ON Gastransport en investeringsinitiatieven van een andere Duitse beheerder RWE. Deze initiatieven dragen bij tot een afstemming van de capaciteiten *upstream* en *downstream*.

Fase 1: leiding Eynatten-Haccourt

- (381) De eerste fase van het vTn2-project betreft een verdubbeling van de bestaande vTn-leiding tussen Eynatten en Haccourt (ND1000, 40 km). De indienstname was gepland voor 01/10/2009, maar wegens vergunningsproblemen zal de indienstname vermoedelijk pas op 1/04/2011 plaats vinden (nieuwe datum na eerdere vertragingen). Indien de capaciteitscreatie van deze investering enkel wordt verrekend in bijkomende fysisch vaste invoercapaciteit te Eynatten, bedraagt de capaciteitstoename 165 k.m³(n)/h.
- (382) Ook de grenstelstations van Raeren, zowel kant E.ON Gastransport als Wingas, worden versterkt tot een totale telcapaciteit vanuit Duitsland van 1.250 k.m³(n)/h.

Fase 2: leiding Haccourt-Opwijk

- (383) De tweede fase van het vTn2-project betreft een verderzetting van fase 1 door een verdubbeling van de bestaande vTn-leiding tussen Haccourt en Opwijk (ND1000, 130 km). De indienstname is gepland voor 01/04/2011 (nieuwe datum na eerdere vertragingen). Deze investering creëert een bijkomende vaste invoercapaciteit ten belope van 506 k.m³(n)/h te Eynatten.

⁵⁶ De capaciteitscreatie is in verhouding met de investering aanzienlijk. Dit verklaart zich door het feit dat er te Opwijk wordt overgestapt van een ND1000 leiding op een ND1200 leiding.

- (384) Na de realisatie van fase 1 en fase 2 van het vTn2-project neemt de capaciteit EYN-IZT toe met 671 k.m³(n)/h (*reverse* modus). De capaciteit IZT-EYN neemt toe met 533 k.m³(n)/h (*forward* modus). Dit zijn capaciteitscreatie indien enkel de bijdrage van deze investeringen wordt verrekend op het traject EYN-IZT *in reverse* c.q. IZT-EYN *in forward*.

8.4. Leiding Holsbeek-Loenhout

- (385) De aftakking op de vTn-leiding vanaf Wilsele tot Loenhout (ND900, 80 km) kan beschouwd worden als een alternatief voor de verbindingsleiding tussen Lommel en Loenhout die werd aanbevolen in het indicatief plan 2004. Op deze wijze wordt Loenhout (en de Antwerpse regio) ontsloten via een verbinding met de vTn-leiding (cf. vTn2 - project). De keuze vloeit voort uit het dominante gewicht dat gegeven wordt aan de compressie te Zelzate en het vTn2-project. Bovendien biedt deze keuze het voordeel van de hoge vertrekdruk op de vTn-leidingen, zodat een compressie aan het vertrekpunt overbodig wordt. Daarnaast biedt deze leiding mogelijkheden voor L/H-omschakeling. De indienstname is voorzien voor 1/12/2011.
- (386) Deze verbinding creëert geen rechtstreekse ingangscapaciteit maar versterkt de evacuatie van het invoerpotentieel dat gecreëerd wordt door de compressie te Zelzate en het vTn2 - project.
- (387) Efficiënte aanwending van deze leiding (en vTn1 & 2) is slechts mogelijk mits de EASEE-gas aardgaskwaliteit de norm is (zie bijlage 3).

8.5. Compressie Winksele

- (388) Een compressiestation te Winksele is noodzakelijk om het debiet te garanderen in de noord/zuid-as in combinatie met het drukbeheer op de vTn-leidingen. Deze compressie heeft een technisch capaciteitscreërend vermogen van 3.100 k.m³(n)/h (drukverhouding 1,45).

De indienstname is in twee stappen voorzien: fase 1 op 1/12/2012 en fase 2 op 1/12/2013.

8.6. Leiding Winksele-Blaregnies

- (389) De aanleg van een nieuwe hoofdas vertrekkende in het centrum van het vervoersnet vanaf de bi-directionele vTn-leiding richting Franse grens is een groots project voor de Belgische aardgasactiviteiten en in harmonie met versterking van de vTn-leiding en het nieuwe ingangspunt te Zelzate. Deze leiding verbindt de vTn-leiding vanuit Winksele via een 130 km pijpleiding (ND1000) met het interconnectiepunt Blaregnies waar tevens de TROLL-leiding en de Segeo-leiding kruisen met koppeling aan het Franse vervoersnet.

Deze leiding is tevens van belang voor de bevoorrading (en de verdere aardgaspenetratie) van Wallonië (ook voor nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrales), mede in het vooruitzicht van een omschakeling van klanten van L-gas op H-gas.

Het is wenselijk vanuit bevoorradingszekerheid en marktwerking, zoals voor alle hoofdassen, dat deze leiding bi-directioneel wordt zoals de vTn-leiding.

8.7. Compressie Berneau

- (390) De bestaande compressor te Berneau (20,888 MW) wordt gebruikt om de druk op de SEGEO-leiding voldoende op te drijven opdat overbrenging van het ingangspunt 's Gravenvoeren tot het uitgangspunt Blaregnies mogelijk zou zijn. De drukgarantie van GTS te 's Gravenvoeren is 'slechts' 49 bar terwijl de drukgarantie van Fluxys te Blaregnies eveneens 49 bar bedraagt. In tegenstelling met de nieuwe compressoren (ook te Zelzate) die elektrisch worden aangedreven, functioneert de bestaande compressor te Berneau op aardgas.
- (391) Het investeringsplan van Fluxys voorziet een compressor op het knooppunt te Berneau van de vTn-leiding (Eynatten-Zeebrugge) en de SEGEO-leiding ('s

Gravenvoeren-Blaregnies). Deze compressor heeft een capaciteitscreërend vermogen van 900 k.m³(n)/h (drukverhouding 1,7) en de geplande indienstname is op 1/12/2011. De investering verhoogt de fysisch vaste ingangscapaciteit op de SEGEO-leiding. Deze compressie creëert vaste ingangscapaciteit te 's Gravenvoeren door de evacuatie van het overaanbod ten opzichte van het verbruik op de SEGEO-leiding naar de vTn-leiding toe.

8.8. Uitbreiding opslag Loenhout

- (392) Het totale ondergrondse opslagvolume te Loenhout bedraagt 1.200 M.m³(n) waarvan 600 M.m³(n) nuttig kan worden aangewend (www.fluxys.net). Het opslagvolume wordt uitgebreid tot 1.400 M.m³(n) met een toename van het nuttig opslagvolume tot 700 M.m³(n) (www.fluxys.net). Deze uitbreiding gebeurt gradueel over 4 jaar van 2008 tot 2011.
- (393) De maximaal beschikbare uitzendcapaciteit bedraagt 500 k.m³(n)/h. Omwille van beperkingen gekoppeld aan de geologische structuur waarin het aardgas wordt opgeslagen, is deze uitzendcapaciteit niet steeds volledig beschikbaar, maar wordt een deel aangeboden als conditionele capaciteit. Het aangeboden conditioneel gedeelte wordt ieder jaar bepaald in functie van de geologische data en op basis van de ervaring van het voorbije jaar. De uitzendcapaciteit wordt gradueel uitgebreid tot 625 k.m³(n)/h in 2011 (www.fluxys.net): 50 k.m³(n)/h vanaf 1 januari 2010 en vervolgens 75 k.m³(n)/h vanaf 2011. De vaste uitzendcapaciteit geboekt door Fluxys voor operationele flexibiliteit blijft begroot op 100 k.m³(n)/h. Netto wordt bijgevolg vanaf 2011 525 k.m³(n)/h uitzendcapaciteit aangeboden op de markt.

8.9. Capaciteitscreatie

Ingangscapaciteit

- (394) Tabel 25 geeft een beeld van de capaciteitscreatie op de interconnecties indien de hierboven besproken investeringen daadwerkelijk worden gerealiseerd. De capaciteitscreatie wordt toegewezen naar individuele investeringen maar de creatie is enkel mogelijk in combinatie met al de investeringen vermeld in de tabel. De geraamde capaciteitscreaties zijn indicatief.

Tabel 25. Creatie van ingangscapaciteit via de indienstname van de geplande investeringsprojecten.

investeringsproject	datum		LNG-terminal	IZT/Hub	Zelzate	Zandvliet	Loenhout	's Graven-voeren	Eynatten	Totaal
➤ LNG-terminal	01/04/2008	nationaal	300							300
uitzendcapaciteit		doorvoer	600							600
➤ compressie	01/12/2008	nationaal		290						290
Zelzate		doorvoer								
vooruitzichten										
➤ Loenhout	01/01/2011	nationaal					125			125
uitzendcapaciteit		doorvoer								
➤ versterking	01/04/2011	nationaal				180				180
upstream GTS*		doorvoer								
➤ vTn2 fase 1 en 2	01/04/2011	nationaal		188	570				214	972
(+linepack**)		doorvoer		375	811				421	1.607
➤ Holsbeek-	01/12/2011	nationaal		190					28	218
Loenhout		doorvoer								
➤ Compressie	01/12/2011	nationaal						185		185
Berneau		doorvoer								
➤ Compressie	01/12/2012	nationaal		454					578	1.032
Winksele fase 1***		doorvoer								
➤ Compressie	01/12/2013	nationaal		-397					46	-351
Winksele fase 2****										
➤ Winksele- BLAR		doorvoer		560				472	100	1.132
➤ SGRV- Berneau										
Totaal		nationaal	300	725	570	180	125	185	866	2.951
		doorvoer	600	935	811			472	521	3.339
		totaal	900	1.66	1.38	180	125	657	1.38	6.290

BLAR: Blaregnies; SGRV: 's Gravenvoeren

*Zandvliet H is een ingangspunt voor lokaal verbruik in het Antwerpse. De ingangscapaciteit wordt vooral bepaald door de capaciteit die GTS kan leveren en het lokale afnamedebiet. Het betreft hier dus een versterking in het vervoersnet van GTS ten voordele van de capaciteit op het vervoersnet van Fluxys.

**Een deel van de capaciteitscreatie van vTn2 wordt ingenomen door de verhoging van de reserve-linepack met 1.150 k.m³(n) tot 1.750 k.m³(n). De reserve-linepack is bestemd voor incidentenbeheer (zie 9.5).

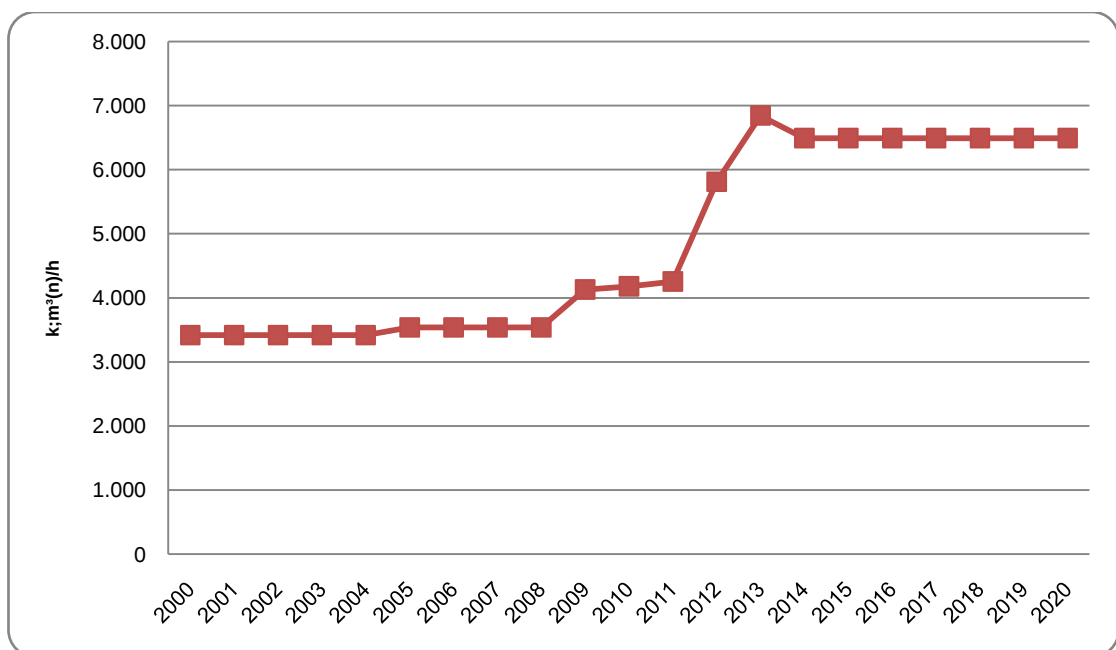
***Een deel van de capaciteitscreatie door de compressie te Winksele wordt besteed aan de omschakeling van een "enhanced entry/exit-systeem" (EEE-model) naar een "entry/exit-systeem" (EE-model) voor de nationale markt. Vanaf deze investeringen is de nationale markt georganiseerd binnen een EE-model en zijn de 3 balanceringszones teruggebracht tot een nationaal balanceringspunt voor de H-gasmarkt. Dit is een belangrijke realisatie voor een vlotte marktwerking en markttoegang.

****De daling van de ingangscapaciteit voor de nationale markt door het Noord/Zuid-project heeft te maken met het feit dat de vTn-compressie te Winksele het jaar voordien in het westen een grote ingangscapaciteitstoename creëert, die gedeeltelijk door doorvoer IZT-Blaregnies uit het noord/zuid-project wordt ingenomen.

- (395) De troeven van de besliste investeringen zijn de aanpassing en versterking van ZEL als een fysisch vast ingangspunt voor de Belgische markt en de opwaardering van het ingangspunt Eynatten als ingangspunt voor de Belgische markt (zie de aanbevelingen in het Indicatief Plan Aardgas 2004-2014).

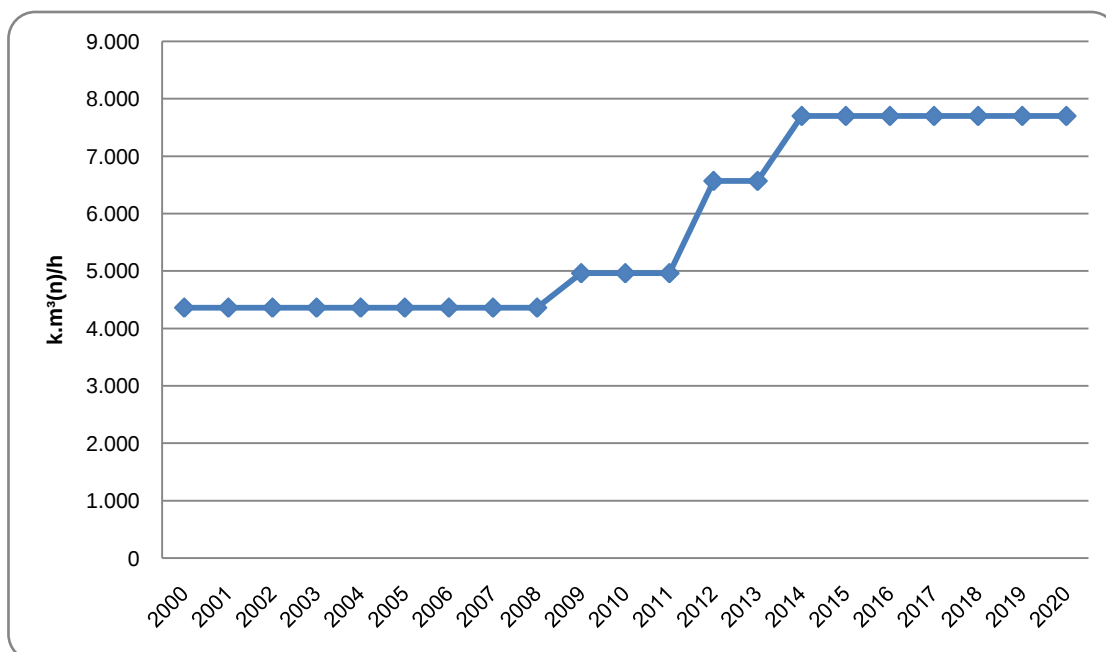
De geplande investeringen van de netbeheerder scoren hoog op de verschillende beoordelingscriteria (8.1) en laten toe om één balanceringspunt (NBP) te hanteren vanaf 1/12/2012. De realisatiekalender blijft echter zeer kritisch en tolereert geen verdere vertragingen (zie hoofdstuk 9) zowel vanuit het oogpunt van marktwerking (strijd tegen contractuele congestie op sommige punten), omwille van verbintenissen (nieuwe doorvoercontracten als resultaat van de open seasons, zie 7.4) als vanuit bevoorradingszekerheid.

Figuur 72. Historiek van de fysisch vaste ingangscapaciteit voor de nationale markt en vooruitzichten op basis van geplande investeringen in het H-gasnet (in $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$, situatie 1 januari van ieder jaar).



De geplande investeringen krikken de ingangscapaciteit voor de nationale markt op tot 6.491 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ vanaf 2014. Dit is een stijging van 57,17% ten opzichte van het niveau op 1 januari 2009 (4.130 $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$). Dit is een drastische toename maar voor een gedeelte een inhaalbeweging, gezien het uitblijven van belangrijke versterkingen in de periode 2000-2008.

Figuur 73. Historiek van de fysisch vaste ingangscapaciteit voor doorvoer en vooruitzichten op basis van geplande investeringen in het H-gasnet (in k.m³(n)/h, situatie 1 januari van ieder jaar).



De geplande investeringen krikken de ingangscapaciteit voor doorvoer op tot 7.700 k.m³(n)/h vanaf 2014. Dit is een stijging van 55,21% ten opzichte van het niveau op 1 januari 2009 (4.961 k.m³(n)/h).

- (396) In Tabel 26 wordt de behoefte aan bijkomende ingangscapaciteit voor doorvoer (zie Tabel 24) geconfronteerd met de voorziening van bijkomende ingangscapaciteit voor doorvoer.

Tabel 26. Minimale behoefte aan bijkomende ingangscapaciteit voor doorvoer (in k.m³(n)/h).

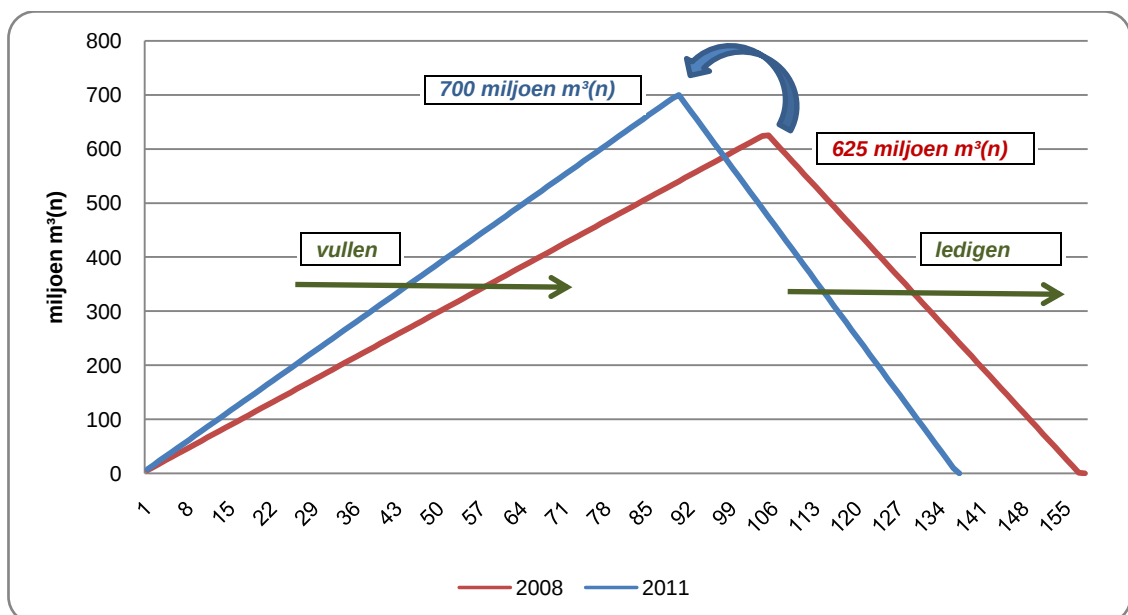
<i>ingangspunt</i>	Bijkomende vraag ingangscapaciteit voor doorvoer	Bijkomende voorziening van ingangscapaciteit voor doorvoer
Eynatten	557,4	521
Zelzate	737,1	811
IZT	949,2	935
's Gravenvoeren	472,0	472
Totaal	2.715,7	2.739

Rekening houdende met de bestaande ingangscapaciteit voor doorvoer te Eynatten, IZT en 's Gravenvoeren volstaan de versterkingen om de bijkomende vraag op te vangen. Mocht de vraag naar bijkomende doorvoer verder toenemen dan zullen verdere versterkingen moeten worden uitgevoerd bijvoorbeeld het verder trekken van de vTn2-leiding richting Zeebrugge (zie 8.3). Zelfs als dat een nieuw fysisch ingangspunt wordt, zal ingangscapaciteit voor doorvoer aanbieden ten belope van 811 k.m³(n)/h hetgeen voldoende is voor de huidig gekende vraag van minimaal 737,1 k.m³(n)/h.

Opslagcapaciteit

- (397) De geplande uitbreiding van de opslagcapaciteit in Loenhout bestaat erin om in de periode 2008-2011 de nuttige opslagcapaciteit stapsgewijs met 15% te verhogen van 600 tot 700 miljoen m³(n); de injectiecapaciteit te verhogen van 250 k.m³(n)/h tot 325 k.m³(n)/h tegen 2011 en tevens de uitzendcapaciteit te laten toenemen van 500 k.m³(n)/h tot 625 k.m³(n)/h tegen begin 2011. Figuur 74 brengt de vul- en ledigingscyclus in beeld voor en na de uitbreidingsinvesteringen.

Figuur 74. Uitbreiding van de ondergrondse opslagcapaciteit in Loenhout 2008-2011: opslagcapaciteit, injectiecapaciteit en emissiecapaciteit.



In 2008, na reeds de eerste uitbreiding van de opslagcapaciteit met 25 miljoen $\text{m}^3(\text{n})$, was het theoretisch mogelijk geweest het nuttig opslagvolume van 625 miljoen $\text{m}^3(\text{n})$ te bereiken in 105 dagen met een debiet van $250 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ dat vervolgens weer kon uitgezonden worden over 53 dagen tegen een debiet van $500 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$.

Vanaf 2011 zal een nuttig opslagvolume bereikt kunnen worden van 700 miljoen $\text{m}^3(\text{n})$ in 90 dagen met een debiet van $325 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ dat vervolgens weer kan worden uitgezonden over 47 dagen tegen een debiet van $625 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$.

De verhouding van het nuttig opslagvolume ten opzichte van het H-gasverbruik door de residentiële sector in 2020 bedraagt 21,11% en 4,44% ten opzichte van het totaal H-gasverbruik.

9 Confrontatie van behoefte en voorziening

(398) In dit laatste hoofdstuk worden de behoeften en de voorzieningen voor de bevoorrading voor de nationale markt met elkaar geconfronteerd.

9.1. Behoeftte/voorziening bevoorradingsportefeuille invoerders

Hoogcalorische aardgasmarkt

(399) Momenteel zijn er tien invoerders van H-gas voor de Belgische markt⁵⁷. Er zijn redelijke vooruitzichten dat dit aantal toeneemt tot 15 invoerders die onderling al dan niet gelieerd zijn. Geaggregeerd over de invoerders wordt de bevoorradingsportefeuille in termen van diversificatie van zowel bronnen als aanvoerlijnen versterkt.

(400) Het is belangrijk te melden dat door de recente fusies in de aardgassector, België geen nationale aardgasinvoerder meer heeft. Dit betekent dat de relatie tussen het Belgisch energiebeleid en de aardgasmaatschappijen verbreedt en er minder controlemogelijkheden zijn vanuit België. Anderzijds staan deze aardgasmaatschappijen in hun thuislanden, dit geldt zeker voor de grote maatschappijen, onder een soms sterke invloed van het nationaal (energie-) beleid. Deze situatie kan tot verstoringen leiden, zeker in tijden van aardgasschaarste, waarbij deze maatschappijen moeten kiezen tussen het vervullen van leveringscontracten in hun thuisland dan wel in België. Verder is het mogelijk dat er in het thuisland of in andere afzetmarkten een bepaalde regelgeving bestaat van continuïteit van aardgaslevering, die in België niet bestaat, waardoor deze markten voorrang krijgen op de Belgische markt in geval van aardgasschaarste. Het is aanbevolen dat het Belgisch energiebeleid hier oog voor heeft en gepaste regelgeving uitwerkt ten behoeve van de bevoorradingszekerheid.

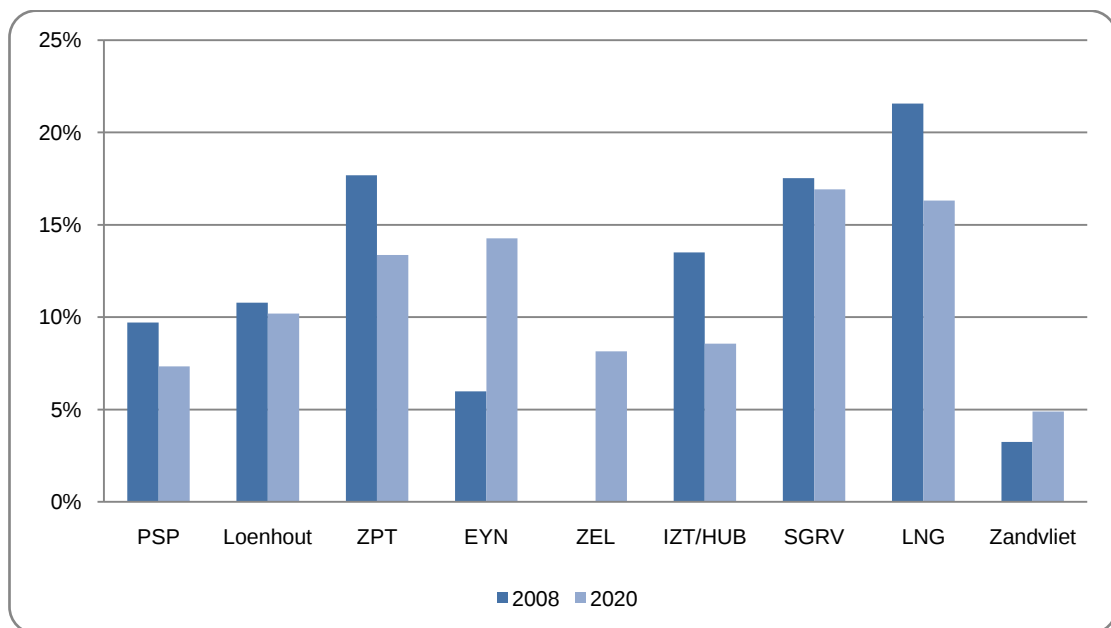
⁵⁷ Distrigas, GDF SUEZ, Wingas, EDF, Essent, SPE, E.ON Ruhrgas, Eneco Energy Trade, Norsk Hydro Energie en Lampiris.

- (401) De vraaggroei in België komt vooral voor rekening, althans contractueel, van Russisch aardgas terwijl het aandeel gecontracteerd Noors aardgas stagneert en Brits aardgas verder afneemt. De rol van LNG is moeilijker in te schatten omdat deze groei bij verschillende invoerders in functie wordt gesteld van bijkomende investeringen in LNG-terminals. Bovendien heeft de LNG-terminal te Zeebrugge reeds een belangrijke rol in de Belgische bevoorrading, zeker wat betreft additionele leveringen in tijden van piekverbruik. Er kan worden verwacht dat het aandeel van Russisch aardgas (gecontracteerd aardgas, zie 2.6) in de Belgische aardgasbevoorrading stijgt van 6,6% in 2008 tot minstens 16% in 2020 of eerder al afhankelijk van de duur van de bevoorradingscontracten (en al dan niet verlengingen) van de invoerders en hun marktaandelen in België. Bovendien bepaalt de realisatie van investeringen die het Midden-Oosten ontsluiten tevens of het aandeel van Russisch aardgas al dan niet verder toeneemt. In ieder geval wordt Russisch aardgas een steeds belangrijker component in de portefeuille van Europese aardgasmaatschappijen. Actieve invoerders in België zoals Wingas en GDF SUEZ bevoorraden zich reeds in 2008 respectievelijk voor 63% en 14% met Russisch aardgas. Het Italiaanse ENI die eigenaar is geworden van Distrigas, die evenwel geen contracten heeft met Rusland, bevoorradt zich voor 28% met Russisch aardgas.
- (402) Op basis van een analyse van de bevoorradingsportefeuille van de huidige en nieuwe invoerders, tekent zich een tendens af van een stijgende bevoorrading via Duitsland (via Eynatten) en Nederland (via 's Gravenvoeren en het nieuw fysisch ingangspunt te Zelzate). De sterke Franse beheersing van Belgische elektriciteits- en aardgassector, geeft indicaties dat op termijn ook invoer vanuit Frankrijk mogelijk wordt. Hiervoor moet het interconnectiepunt Blaregnies/Taisnières wel een fysisch ingangspunt worden voor de Belgische markt en dient er een desodorisatie⁵⁸ gebouwd te worden aan Franse zijde. In deze optiek is het wenselijk dat de noord/zuid-leiding zoals de vTn-leiding ook bi-directioneel wordt.

⁵⁸ In België wordt aardgas geodoriseerd (toevoeging van een reukstof om lekken te kunnen waarnemen, aardgas is van nature reukloos) zodra het geïnjecteerd wordt in de distributienetten. Op het vervoersnet is in België aardgas echter niet geodoriseerd omdat dit problemen biedt voor de chemische bedrijven die aardgas afnemen als grondstof. In Frankrijk wordt echter gekozen om ook het aardgas op het vervoersnet te odoriseren. Afname door de chemische sector, en waar nodig, wordt opgevangen door een individuele desodorisatie-installatie.

- (403) De vooruitzichten van de keuze van de ingangspunten die de invoerders wensen voor de bevoorrading van de Belgische markt impliceren dat er geen ingangspunten zijn die in absoluut gebruik inboeten. Met andere woorden, de simulaties geven geen structurele verschuiving van ingangspunt waardoor bepaalde ingangspunt(-en) in onbruik zouden geraken. Wel zijn er verschuivingen in de relatieve voorkeur van de ingangspunten zoals in Figuur 75 wordt weergegeven.

Figuur 75. Keuze van ingangspunt voor de bevoorrading van de Belgische H-gasmarkt (% aandelen in de bevoorrading).



Vooruitzichten geven aan dat het relatieve aandeel van Eynatten, Zandvliet en het nieuw fysisch ingangspunt te Zelzate sterk uitspringen in de bevoorrading in 2020. Deze verschuiving wordt vooral ingezet vanaf 2015.

De evolutie naar een meer symmetrische bevoorrading leidt tot een efficiënter netgebruik en betekent dus impliciet reeds een capaciteitscreatie.

- (404) De vooruitzichten van de keuze van de ingangspunten is in harmonie met de geplande netversterkingen in hoofdstuk 8. Bovendien blijft er in 2020 nog belangrijke vrije ingangscapaciteit te Eynatten en Zelzate die een verdere bevoorrading in de toekomst op deze punten mogelijk maken.

- (405) Een indicator voor de zekerheid van ingangscapaciteit is de ratio tussen de capaciteitsbehoefte en de capaciteitsvoorziening aan de ingangspunten van het Belgisch aardgasnet (H-gas). Tabel 27 geeft deze ratio in percentages.

Tabel 27. Ratio capaciteitsbehoefte/capaciteitsvoorziening aan de ingangspunten voor de bevoorrading van de Belgische H-gasmarkt.

<i>Jaar</i>	<i>$\frac{\text{capaciteitsbehoefte}}{\text{capaciteitsvoorziening}}$</i>
2008	95,4%
2013	60,3%
2020	75,6%

Geaggregeerd is er in 2008 een behoefte (bezetting) van 95,4% van de ingangscapaciteit voor de Belgische H-gasmarkt. Dit is een hoog percentage en onderliggend zijn er ingangspunten waar de ratio tussen vraag en aanbod hoger ligt dan 100% zoals voor Eynatten en 's Gravenvoeren (contractuele congestie). Maar zolang de geaggregeerde behoefte kleiner of gelijk is aan 100% is er voldoende ingangscapaciteit om de piekbehoeften in te vullen. Er is echter wel nauwelijks tot geen ingangscapaciteit beschikbaar voor incidentenbeheer.

Deze situatie verbetert drastisch dankzij de geplande investeringen. In 2013 bedraagt de behoefte/voorziening-ratio 60,3% en is er voldoende reserve-capaciteit voor de opvang van een uitval van het belangrijkste ingangspunt. Door de stijgende capaciteitsbehoefte stijgt de ratio tot 75,6% in 2020 wat ook nog voldoende is volgens het “n-1” principe voor incidentbestendigheid.

Laagcalorische aardgasmarkt

- (406) Momenteel zijn er vier invoerders van L-gas voor de Belgische markt: Distrigas, GDF SUEZ, Lampiris en Eneco Energy Trade. Tot nader order worden deze invoerders enkel bevoorrad door enerzijds de Nederlandse aardgasleverancier GasTerra en anderzijds Eneco Energy Trade. De huidige invoer van L-gas wordt hoofdzakelijk gewaarborgd met langetermijncontracten. Evoluties over de langere horizon zullen sterk bepaald worden door het energiebeleid in België betreffende de L/H-omschakeling.

(407) De bijstand die wordt geleverd via Blaregnies en op korte termijn noodzakelijk is voor de Belgische bevoorrading in L-gas is echter wel een kritisch punt in de bevoorradingsketen. Indien Frankrijk geen aardgas dat gecontracteerd is voor doorvoer zou “achterlaten” in België, is er een ernstig bevoorradingsprobleem voor de Belgische L-gasmarkt. Er zijn vaste garanties nodig opdat de Belgische markt kan rekenen op deze bijstand. Vanuit marktwerking wordt zo echter wel een deel van de Belgische L-gasmarkt rechtstreeks in handen gegeven van de doorvoerbevrachter van L-gas voor de Franse markt. Een alternatief is de afbouw van deze afhankelijkheid door verder L-gasklanten om te schakelen op H-gas. Het blijft echter een moeilijke evenwichtsoefening om oplossingen uit te werken die zowel de bevoorradingszekerheid als de marktwerking ten goede komen zonder de L-gasmarkt te benadelen ten opzichte van de H-gasmarkt en tegelijk de redelijkheid van de kosten te beheersen. Het energiebeleid zou hier klaarheid moeten brengen en keuzes moeten maken.

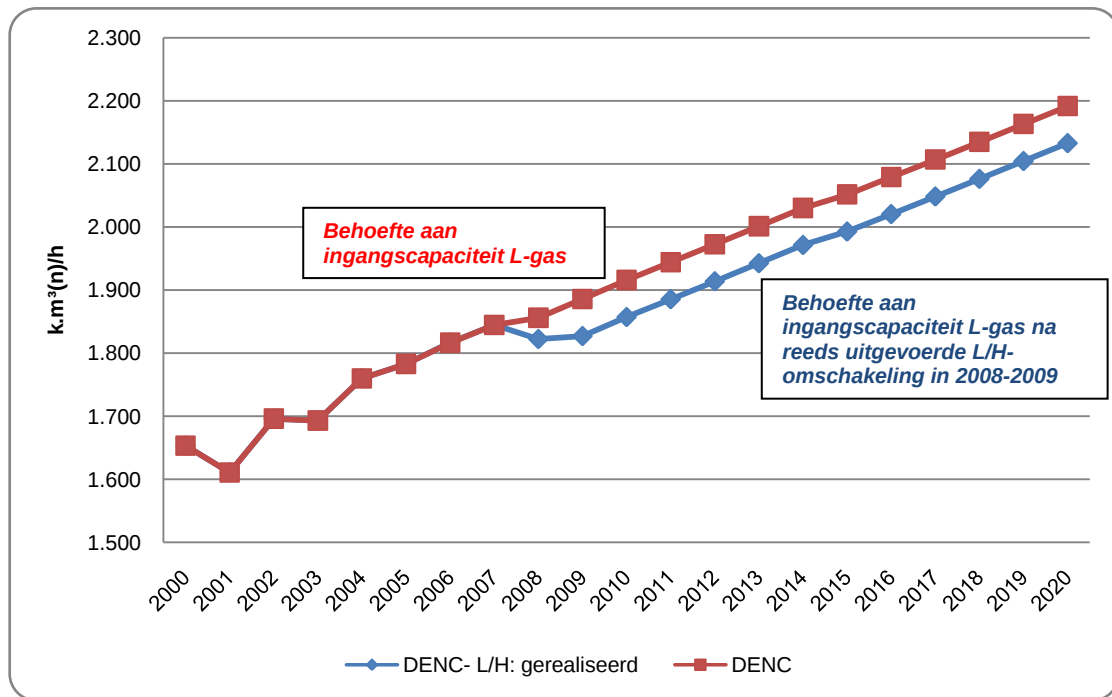
9.2. Behoeftte/voorziening ingangscapaciteit

(408) Gezien de L/H-omschakeling een extra behoefte betekent voor de H-gasmarkt, zal voor een goed begrip hier eerst gestart worden met de bespreking van de capaciteitsbehoefte voor de nationale L-gasmarkt.

Laagcalorisch vervoersnet

(409) In Figuur 76 wordt de behoefte aan ingangscapaciteit (DENC) voor de nationale L-gasmarkt weergegeven.

Figuur 76. Behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt rekening houdende met de reeds gerealiseerde L/H-omschakeling (in k.m³(n)/h).



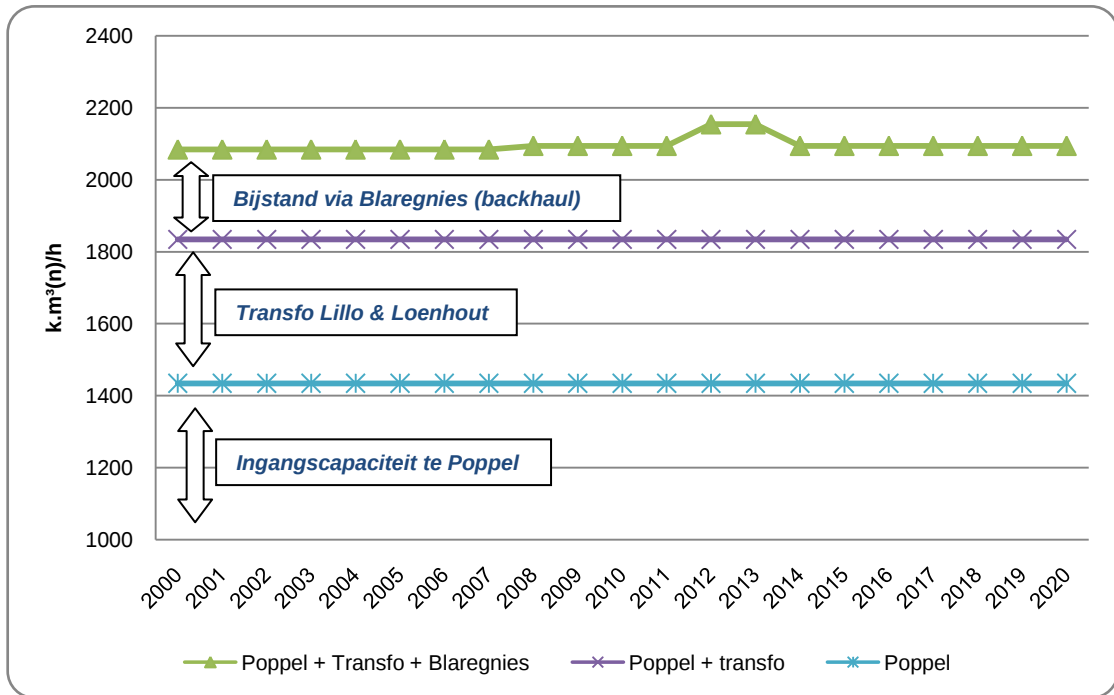
(410) De behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt zonder rekening te houden met de reeds uitgevoerde L/H-omschakeling evolueert van 1.856 k.m³(n)/h in 2008 naar 2001 k.m³(n)/h in 2013 en 2.191 k.m³(n)/h in 2020 (zie 7.1).

(411) In april 2008 en in januari 2009 is er reeds een kleinschalige L/H-omschakeling uitgevoerd in de Antwerpse haven⁵⁹. Een debiet van 59 k.m³(n)/h werd omgeschakeld op H-gas. Bijgevolg wordt de netto behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt teruggebracht tot 1.942 k.m³(n)/h in 2013 en 2.133 k.m³(n)/h in 2020.

(412) In Figuur 77 wordt de voorziening van ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt weergegeven.

⁵⁹ De L/H-omschakeling wordt in deze studie uitgedrukt in om te schakelen L-gasdebiet. Voor de omzetting in het equivalente H-gasdebiet, voor dezelfde hoeveelheid energie, moet uiteraard rekening worden gehouden met de energie-inhoud die hoger ligt voor H-gas. Om bijvoorbeeld een L-gasdebiet van 59 k.m³(n)/h om te schakelen op H-gas is er een debiet nodig van 49,559 k.m³(n)/h op het H-gasnet. Intrinsiek aan het verschil in energie-inhoud levert L/H-omschakeling een efficiënter gebruik van de vervoerscapaciteit.

Figuur 77. Voorziening van ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt rekening houdend met het bijstandscontract via Blaregnies (in k.m³(n)/h).

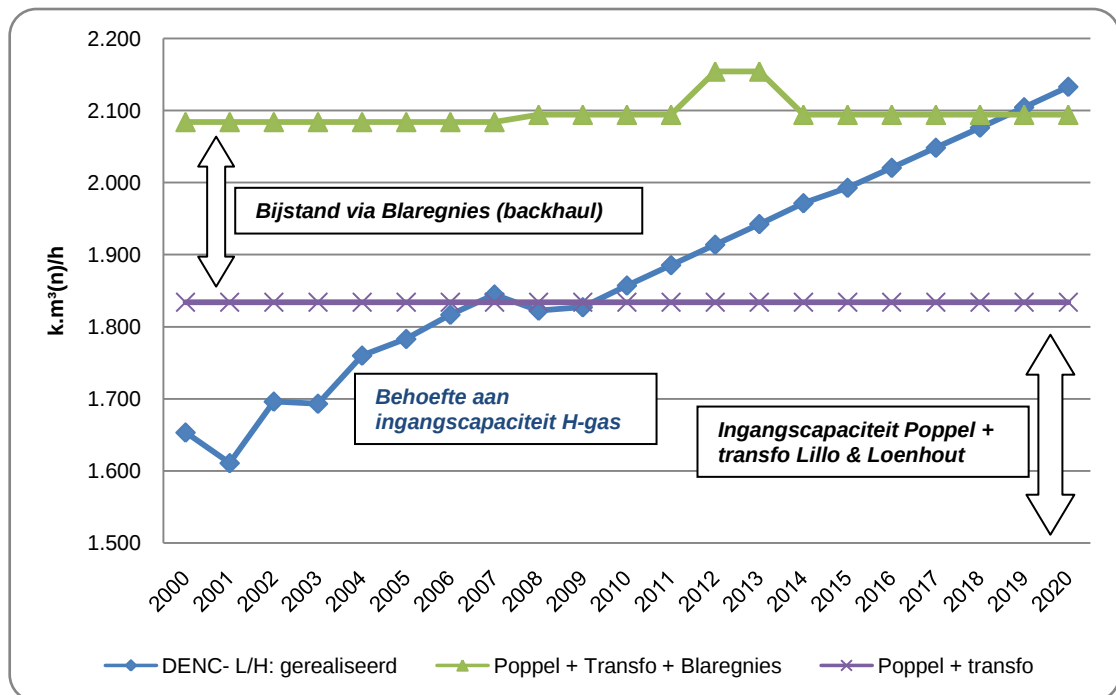


- (413) De fysisch vaste ingangscapaciteit te Poppel bedraagt 2.734 k.m³(n)/h. Dit is het maximaal debiet dat het vervoersnet van Fluxys kan verwerken. Rekening houdende met een capaciteitsonderschrijving van 1.300 k.m³(n)/h voor doorvoer naar Frankrijk, resteert nog 1.434 k.m³(n)/h ingangscapaciteit voor de nationale markt.
- (414) De conversie-installaties te Lillo en Loenhout die H-gas omzetten in L-gas via de toevoeging van stikstof, zijn ook ingangspunten voor de nationale L-gasmarkt. Dit betekent een bijkomende vaste ingangscapaciteit van 400 k.m³(n)/h en brengt het totaal aan fysisch vaste ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt op 1.834 k.m³(n)/h.
- (415) Hoewel het interconnectiepunt Blaregnies geen fysisch ingangspunt is maar een uitgangspunt verbonden met de Franse markt, is “backhaul” mogelijk via tegenboeking van de doorvoerstroom. Op deze manier wordt in feite aardgas dat via Poppel binnenkomt voor doorvoer “achtergelaten” voor de Belgische markt. Het is evenwel kritisch om backhaul op te nemen in infrastructuurplanning wegens de niet vastheid en dit kan enkel via contractuele garanties met de betrokken doorvoerbevrachter gegarandeerd worden. Deze constructie is ook niet bevorderend

voor de vrije marktwerking en moet gezien worden al een overgangsconstructie om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. In het verleden was er reeds een bijstand van 250 k.m³(n)/h dat werd opgekrikt tot 260 k.m³(n)/h in 2008. Bovendien wordt een extra bijstand geboden door de doorvoerbevrachter GDF SUEZ van 60 k.m³(n)/h in 2012 en 2013. Indien rekening wordt gehouden met deze bijstand stijgt de ingangscapaciteit tot 2.094 k.m³(n)/h in 2008, 2.154 k.m³(n)/h in 2013 en 2.094 k.m³(n)/h in 2020.

- (416) In Figuur 78 wordt de behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt geconfronteerd met de capaciteitsvoorziening.

Figuur 78. Confrontatie van de behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt met de capaciteitsvoorziening met en zonder bijstandscontract via Blaregnies (in k.m³(n)/h).

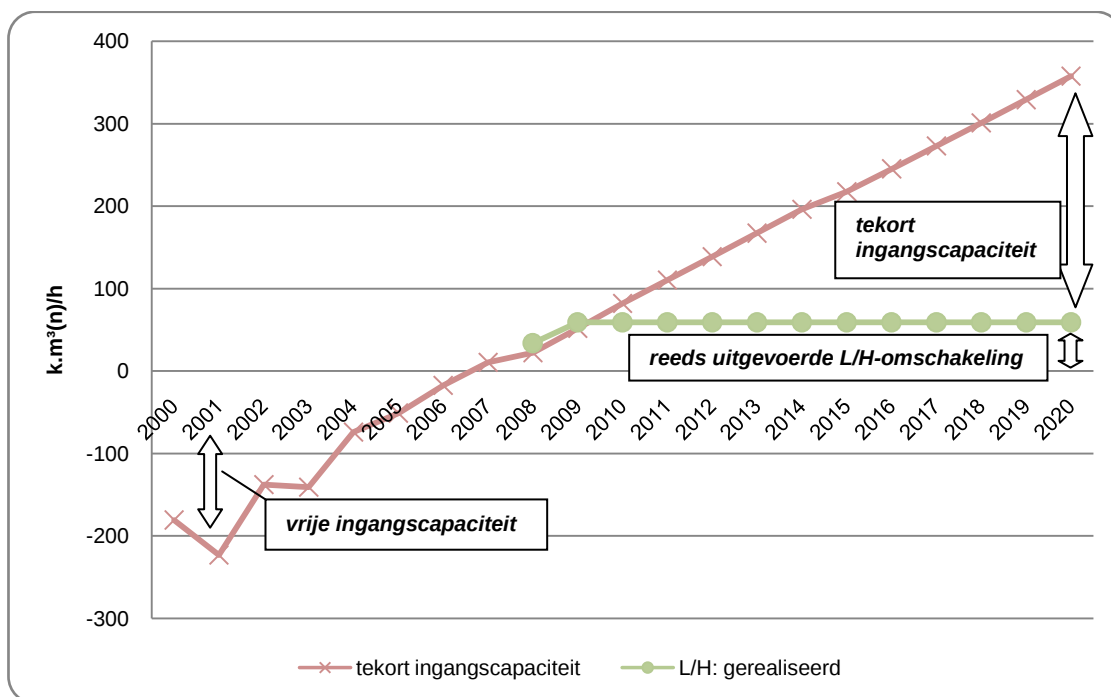


- (417) Indien geen rekening wordt gehouden met bijstand via Blaregnies, treedt er een eerste maal een tekort op van 10 k.m³(n)/h in 2007 (winter 2007-2008) dat in 2008 en 2009 terug gecompenseerd is dankzij de reeds uitgevoerde L/H-omschakeling. Vanaf 2009 (winter 2009-2010) start het structureel tekort aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt dat oploopt tot een tekort van 108 k.m³(n)/h in 2013 en 299 k.m³(n)/h in 2020.

(418) Indien wel rekening wordt gehouden met bijstand via Blaregnies, treden er geen capaciteitstekorten op tot 2019 (winter 2019-2020) met een tekort van 10 k.m³(n)/h dat oploopt tot 39 k.m³(n)/h naar het einde van 2020.

(419) De behoefte aan L/H-omschakeling wordt in beeld gebracht in Figuur 79.

Figuur 79. Tekort aan ingangscapaciteit voor de nationale L-gasmarkt in een scenario zonder een bijstandscontract via Blaregnies (in k.m³(n)/h).

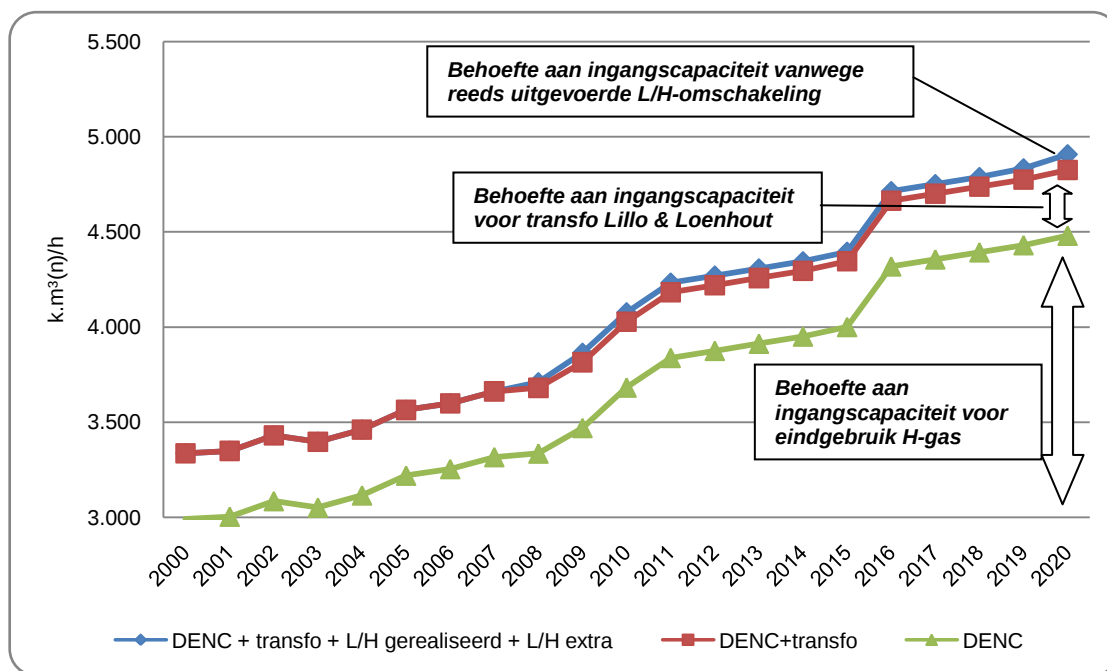


(420) Indien bijstand vanuit Blaregnies enkel als een overgangsmaatregel wordt beschouwd en de beleidslijn wordt gevolgd dat al de capaciteitstekorten moeten worden opgevangen door een L/H-omschakeling, wordt een behoefte aan bijkomende L/H-omschakeling voorzien van 167 k.m³(n)/h in 2013 oplopend tot 358 k.m³(n)/h in 2020 waarvan reeds 59 k.m³(n)/h is uitgevoerd in 2008-2009.

Hoogcalorisch vervoersnet

- (421) In Figuur 80 wordt de behoefte aaningangscapaciteit (DENC) voor de nationale H-gasmarkt weergegeven.

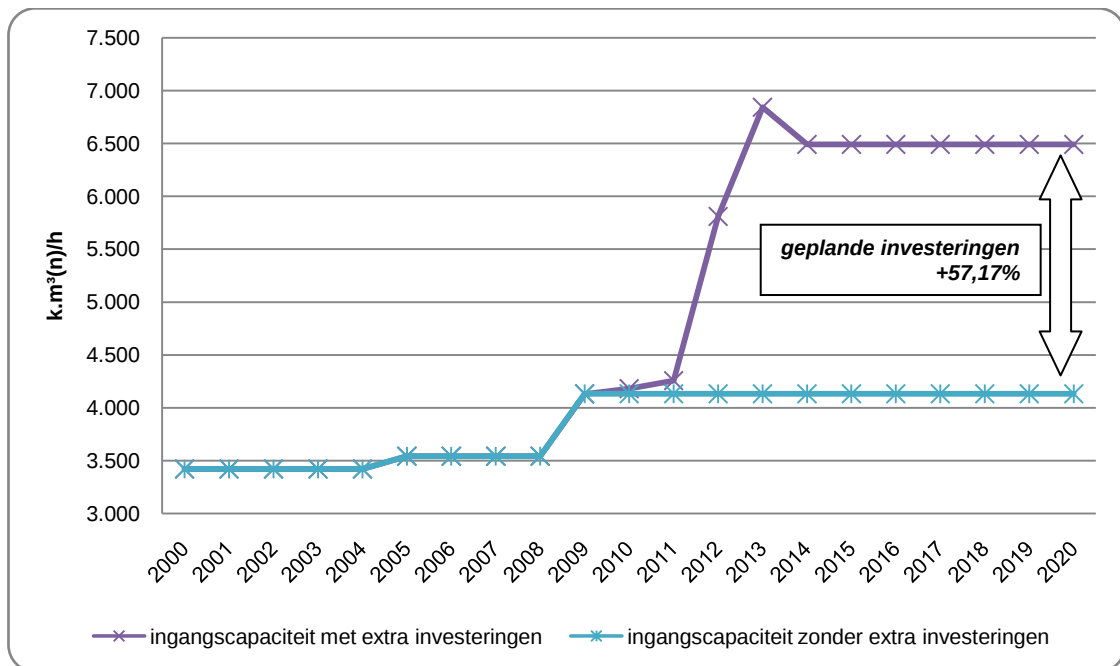
Figuur 80. Behoeft aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt rekening houdend met de voeding van de conversie-installaties en de L/H-omschakeling (in $\text{k.m}^3(\text{n})/\text{h}$).



- (422) De behoefte aan ingangscapaciteit (DENC) voor de nationale H-gasmarkt moet worden verhoogd met het debiet van $345 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ voor de bevoorrading van de conversie-installaties in Lillo en Loenhout. Daarboven is er een extra behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt wegens de L/H-omschakeling. Hier wordt verondersteld dat de L-gasmarkt bijgestaan blijft door backhaul via Blaregnies. Indien rekening wordt gehouden met bijstand via Blaregnies, treden er geen capaciteitstekorten op tot 20019 (winter 2019-2020) met een tekort van $10 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ dat oploopt tot $39 \text{ k.m}^3(\text{n})/\text{h}$ naar het einde van 2020.

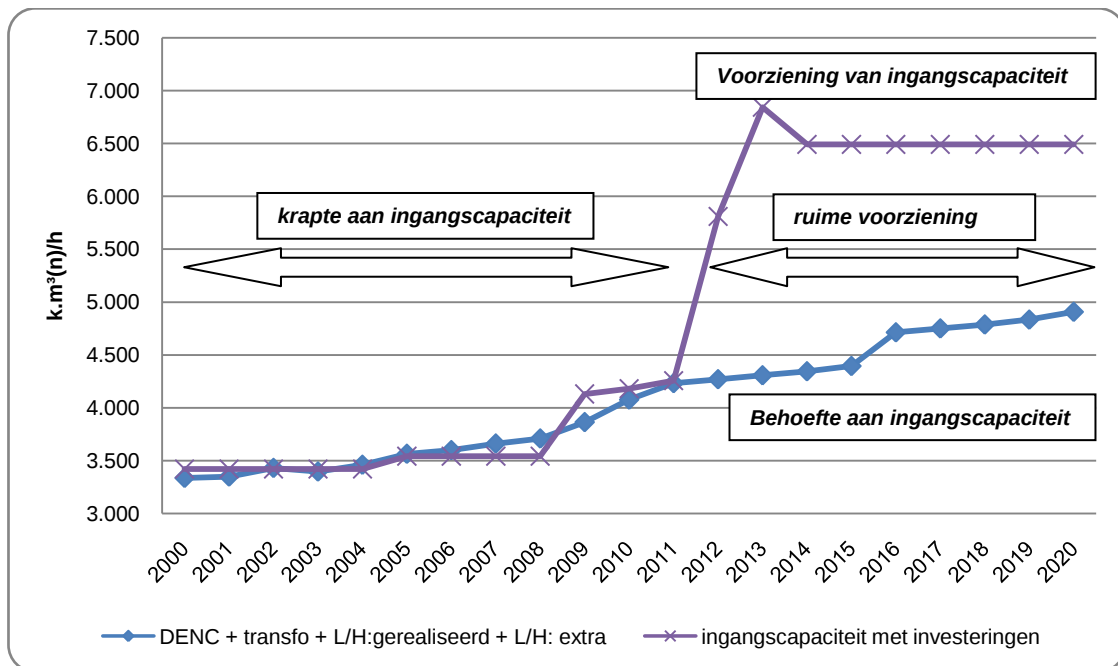
- (423) In Figuur 81 wordt de voorziening van ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt weergegeven.

Figuur 81. Voorziening van ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt rekening houdende met de extra investeringen (in k.m³(n)/h).



- (424) De voorziening van ingangscapaciteit kent een sprong in 2012 van 4.255 k.m³(n)/h naar 6.810 k.m³(n)/h en stabiliseert daarna op 6.491 k.m³(n)/h op basis van de huidige voorziene investeringen (zie hoofdstuk 8).
- (425) In Figuur 82 wordt de behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt geconfronteerd met de capaciteitsvoorziening.

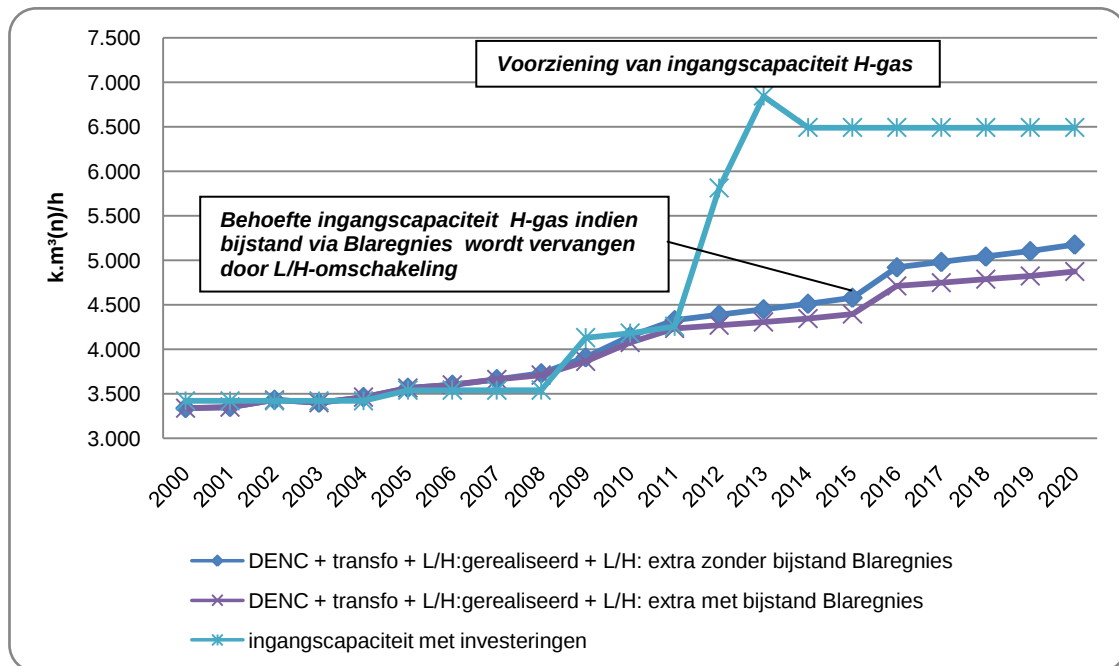
Figuur 82. Confrontatie van de behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt met de capaciteitsvoorziening (in k.m³(n)/h).



(426) De curve laat een krapte zien aan ingangscapaciteit tot 2011. Vanaf 2012 is er een ruime voorziening van ingangscapaciteit die in 2020 nog steeds 1.585 k.m³(n)/h meer bedraagt dan de capaciteitsbehoeften voor de nationale H-gasmarkt.

(427) In Figuur 83 wordt de behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt, in het scenario met en zonder bijstand uit Blaregnies voor de nationale L-gasmarkt, geconfronteerd met de capaciteitsvoorziening.

Figuur 83. Confrontatie van de behoefte aan ingangscapaciteit voor de nationale H-gasmarkt met de capaciteitsvoorziening (in k.m³(n)/h).



- (428) Indien de optie wordt genomen om de bevoorrading van het L-gasnet niet afhankelijk te stellen van bijstand vanuit Blaregnies maar resoluut gekozen wordt voor de L/H-omschakeling zodra de behoeften hoger liggen dan de ingangscapaciteit, wordt een totale behoefte aan omschakeling verkregen van 167 k.m³(n)/h in 2013 die stijgt tot 357 k.m³(n)/h in 2020. Van deze behoefte aan omschakeling is reeds 59 k.m³(n)/h uitgevoerd. Figuur 83 laat zien dat de geplande investeringen op het H-gasnet de extra H-gasklanten kan opvangen wat betreft ingangscapaciteit.

9.3. Behoefte/voorziening balanceringsmiddelen

Hoogcalorische aardgasmarkt

- (429) De voorziene investeringen laten toe om voldoende linepack te creëren voor de eigen voorziening van basisflexibiliteit en operationele middelen voor netbeheer. Er is niet vereist dat er extra uitzendcapaciteiten op de LNG-terminal en de opslagfaciliteiten worden gereserveerd voor deze basisvoorziening. De CREG heeft altijd geijverd dat België zelfvoorzienend zou kunnen zijn in de voorziening van deze

flexibiliteitsmiddelen zonder beroep te moeten op bijstandcontracten die gevoed worden via doorvoer.

- (430) Vanaf 2014 is er zelfs een situatie dat overwogen kan worden om vrije capaciteit om te zetten in flexibiliteit, zogenaamde additionele flexibiliteit, om de bevrachters meer mogelijkheden te bieden voor een efficiënt portefeuillebeheer en de marktwerking te bevorderen.

Laagcalorische aardgasmarkt

- (431) De flexibiliteitsvoorziening op het L-gasnet is ontoereikend om zelfvoorzienend te zijn. Het probleem is vooral dat België niet over eigen uitzendcapaciteiten beschikt om de linepackmogelijkheden optimaal te benutten. Zonder uitzendcapaciteiten is het quasi onmogelijk tijdens de boostingfase tussen 22:00 en 6:00 's morgens het netwerk weer op druk te krijgen voor een nieuwe balanceringsdag. Dit betekent dat, in conflict met de uitgangspunten van deze studie, België ook afhankelijk is van Nederland (en doorvoer naar Frankrijk) om over voldoende flexibiliteitsmiddelen te beschikken. Er moet dus meer ingangscapaciteit worden voorzien. Afhankelijk van de invoerafhankelijkheid moet gedimensioneerd worden tussen het gemiddelde uurverbruik op een piekdag en het piek uurverbruik.

9.4. Behoeftte/voorziening opslagcapaciteit

Hoogcalorische aardgasmarkt

- (432) In 6.2 en 7.3 is aangetoond dat België niet zelfvoorzienend is in voldoende ondergrondse opslagcapaciteit en dit, gegeven de bekende geologische informatie, ook niet kan worden. Dit is een gegeven maar vormt op zich geen noodzakelijk probleem om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Er zijn een reeks van alternatieve bronnen, die virtuele aardgasopslag kunnen worden genoemd, die kunnen instaan voor de balancerings tussen de seizoenen:

- Flexibiliteit in de bevoorradingsportefeuille waardoor een (gedeelte) van de seizoenprofilering kan worden opgevangen aan de invoerpunten;
- Bijstand via aardgas in doorvoer al dan niet via swaps met opslag in het buitenland. Bevrachters die zowel doorvoeren door België als klanten bevoorraden binnen België optimaliseren zo reeds hun internationale portefeuille;
- Aanvullen van tijdelijke tekorten op de Zeebrugge Hub waar ook eventuele overschotten verkocht kunnen worden;
- Voor tijdelijke pieken in de aardgasafnamen kan ook beroep worden gedaan op onderbreekbare leveringscontracten met industriële afnemers en de elektriciteitssector in functie van de flexibiliteit van hun vraag die gecreëerd wordt door bijv. multi-fuel installaties, mogelijkheden van tijdelijke daling van de productie, etc.

(433) Vanuit bevoorradingszekerheid is het wenselijk dat een mix van instrumenten wordt gebruikt. Bovendien is het voor bevrachters met een internationale bevoorradings- en klantenportefeuille doorgaans goedkoper om doorvoergas aan te wenden voor seizoenbalancerings in België dan de aankoop van opslagcapaciteit.

(434) Het is belangrijk te vermelden dat deze bronnen beschikbaar zijn op de vrije markt en dus niet aangeboden worden door een gereguleerde beheerder. Dit kan mogelijk vragen oproepen in de zin dat het de taak is van de netbeheerder (i.c. beheerder van de opslagcapaciteit) om voldoende capaciteit aan te bieden. Uiteraard speelt de Belgische ondergrond hier parten om voldoende middelen te voorzien. De CREG moedigt daarom de netbeheerder aan om, binnen een gereguleerd kader:

- Verder prospectie te doen naar ondergrondse opslagmogelijkheden in België voor zover deze prospectiekosten redelijk zijn (zie www.fluxys.net voor een beschrijving van hun onderzoek in de Limburgse Kempen);
- Prospectie te doen naar de investering in ondergrondse opslag in de buurlanden die kan aangewend worden voor de Belgische markt.

Laagcalorische aardgasmarkt

- (435) Seizoenbalancerings op de nationale L-gasmarkt is volledig aangewezen op het buitenland. België heeft geen enkele buffer om voor meer dan 1 dag (= linepack) aardgas fysisch op te slaan. Balancerings over de dagen, maanden en seizoenen wordt geleverd via de invoercontracten met Nederland en via de doorvoer naar Frankrijk die wordt tegengeboekt voor de Belgische markt. Het is belangrijk te vermelden dat Frankrijk beschikt over één ondergrondse opslagsite voor L-gas die 2 keer groter is dan Loenhout⁶⁰. De doorvoershipper voor de Franse markt, die ook actief is op de Belgische L-gasmarkt, heeft bijgevolg de optie om bijvoorbeeld doorvoergas te benutten voor de seizoenbalancerings van de Belgische klantenportefeuille en opslaggas in Frankrijk aan te wenden voor de L-gasklanten in Frankrijk.
- (436) Aangezien België niet autonoom de middelen kan aanbieden voor seizoenbalancerings op de L-gasmarkt is het wenselijk dat er een garantie wordt geboden door de invoerders dat zij over voldoende middelen beschikken om de seizoenbalancerings te waarborgen.
- (437) Om in het bijzonder het probleem van balancerings op het L-gasnet op te vangen en het bevoorradingsprobleem in het algemeen op piekmomenten en bij incidenten, is het wenselijk om de modaliteiten te prospecteren om de ondergrondse opslagfaciliteit in Frankrijk aan te wenden voor de Belgische markt via akkoorden tussen beheerders. Op deze wijze zou L-gasimport vanuit Frankrijk, op kritische momenten, een optie kunnen zijn.

⁶⁰ Het betreft de ondergrondse opslagsite voor L-gas te Gournay sur Aronde ten noorden van Parijs met een nuttig opslagvolume van 1.280 miljoen m³(n) ofwel 2 keer de omvang van Loenhout (www.gie.eu.org).

9.5. Behoeftte/voorziening incidentenbeheer

Hoogcalorische aardgasmarkt

Reserve-aardgas

- (438) Het investeringsplan van de netbeheerder voorziet dat een deel van de capaciteitscreatie van vTn2 wordt ingenomen door de verhoging van de reserve-linepack voor incidentenbeheer met 1.150 k.m³(n) tot 1.750 k.m³(n).
- (439) De reserve-linepack laat toe om de uitval van de belangrijkste bevoorradingsstroom, bijvoorbeeld een technische *shutdown*, tijdens het extreme piekmoment te overbruggen voor 2 à 2,5 uur. Dit is een minimumduur waarbij verondersteld wordt dat alle flexibiliteitsmiddelen voor de normale netbalancing reeds zijn aangewend en niet kunnen gebruikt worden voor incidentenbeheer. Buiten de piekmomenten neemt de overbruggingstijd toe en kan ook een gedeelte van de gewone flexibiliteitsmiddelen worden aangewend voor indicentenbeheer.
- (440) Vanuit incidentenbeheer is het wenselijk dat een incident, hier wordt uitgegaan van het slechtste geval zijnde de belangrijkste bevoorradingsstroom, gedurende minimaal 6 uur zou kunnen worden opgevangen om de markt de minimale tijd te geven om de portefeuilles van zowel eigen bevoorrading als levering te kunnen herschikken. In een korter tijdbestek kan de markt zich moeilijk herschikken vanwege de minimale doorlooptijden voor nieuwe nominaties en hernominaties. Dit criterium betekent dat de netbeheerder incidentmiddelen zou moeten voorzien voor een volume van minimaal 4.800 k.m³(n). Vanuit deze optiek is het wenselijk dat de netbeheerder een extra buffer aanlegt voor incidentenbeheer en hiervoor kijkt naar de mogelijkheden die de noord/zuid-leiding kan bieden voor reserve-linepack.
- (441) Voor incidentenbeheer zijn er echter geen wettelijke regels hetgeen resulteert in een voluntaristische benadering. Er is nood aan een expliciet incidentenbeleid waarmee de investeringsplanning rekening moet houden.

Reserve-capaciteit

- (442) Vanaf 2012 is er voldoende ingangscapaciteit volgens het voorzorgprincipe van “n-1”. In 2012 bedraagt de voorziene ingangscapaciteit 5.810 k.m³(n)/h terwijl de totale

behoefte aan ingangscapaciteit voor H-gas (incl. bevoorrading van de L/H conversie-installaties) 4.067 k.m³(n)/h bedraagt. Het verschil van 1.743 k.m³(n)/h is meer dan voldoende om een *shutdown* van het belangrijksteingangspunt, de LNG-terminal, op te vangen.

- (443) Het is belangrijk te vermelden dat deze reserve-capaciteit volgens het “n-1”-principe voortvloeit uit de expansie van het investeringsplan van de netbeheerder die evenwel niet expliciet investeert volgens “n-1”. Opnieuw geldt d aanbeveling dat regelgeving in deze aangelegenheid zou worden uitgewerkt.

Laagcalorische aardgasmarkt

- (444) Incidentenbeheer op de aardgasmarkt voor L-gas is problematisch wegens de bevoorrading via 1 route, de beperkte buffermogelijkheden in de leidingen, de beperkte omzettingmogelijkheden van H-gas in L-gas via de toevoeging van stikstof en het ontbreken van opslag van L-gas op Belgische bodem.
- (445) Een vorm van incidentenbeheer is nochtans noodzakelijk gezien de omvang en de aard van de Belgische markt voor L-gas. Het Brussel Hoofdstedelijk Gewest en Antwerpen-stad zijn bijvoorbeeld volledig afhankelijk van L-gas. Het is aanbevolen dat er een specifiek incidentenbeleid wordt uitgewerkt voor de L-gasmarkt. Opnieuw geldt dat de modaliteiten voor de aanwending van de ondergrondse opslagcapaciteit voor L-gas in Frankrijk van nader bekeken moeten worden.

9.6. De algemene voorzieningsgraad

- (446) In Tabel 28 wordt een overzicht geboden van de voorzieningsgraad om aan de verschillende behoeften te voldoen binnen het kader van de bevoorradingszekerheid van aardgas. Het betreft een algemene beoordeling van de voorzieningsgraad tot 2020.

Tabel 28. De voorzieningsgraad om aan de verschillende behoeften tijdens piekmomenten te voldoen binnen het kader van bevoorradingszekerheid.

	Hoogcalorische aardgasmarkt	Laagcalorische aardgasmarkt
Aardgasvolumes	Voldoende -groei aantal invoerders -gedifferentieerde portefeuilles -aandeel van Russisch aardgas wordt belangrijker	Voldoende -bevoorrading uit Nederland -langlopende contracten met flexibiliteit
Ingangscapaciteit	Krapte tot einde 2011. Vanaf 2012 voldoende ingangscapaciteit. Behoeft tot 2011 aan bijstand van invoer in tegenboeking op doorvoerstromen.	Status quo van de ingangscapaciteit Behoeft aan bijstand van invoer in backhaul te Blaregnies. Behoeft aan omschakeling van L-gasklanten op H-gas
Seizoenbalancering	Binnenlandse opslagcapaciteit is structureel ontoereikend. Gebruik van alternatieven van virtuele aardgasopslag en swaps tussen doorvoer en invoer. Behoeft aan verdere prospectie in België en prospectie van opslagcapaciteit in het buitenland voor de binnenlandse markt	Geen opslagcapaciteit. Afhankelijk van seizoenprofilering op de invoerstroom. Prospectie naar de aanwending van de L-gasopslagsite in Frankrijk en invoer uit Frankrijk.
Dagbalancering	Voldoende basisflexibiliteit kan worden voorzien vanuit het vervoersnetwerk. Vanaf 2012 mogelijkheid om extra flexibiliteit aan te bieden aan de markt. Vanaf einde 2012 één nationaal balanceringspunt (NBP).	Aanbod van basisflexibiliteit vanuit het vervoersnetwerk is onvoldoende. Afhankelijk van gedeeltelijke dagprofilering op de invoerstroom
Incidentenbeheer	Onvoldoende reserve-capaciteit volgens "n-1" principe tot einde 2011. Vanaf 2012 voldoende reserve-capaciteit. Onvoldoende reserve-aardgas om een belangrijk incident gedurende 6 uur te overbruggen. Alternatief is rekenen op bijstand via doorvoer/Hub Zeebrugge. Behoeft aan incidentmiddelen en regelgeving voor incidentenbeheer.	Problematisch wegens 1 bron en 1 route. Technisch incident op de aanvoerlijn leidt bij een piekmoment direct tot een crisissituatie met de activering van een crisisplan: afschakelen van klanten. Behoeft aan regelgeving voor incidentenbeheer. Prospectie naar de aanwending van de L-gasopslagsite in Frankrijk en invoer uit Frankrijk.

Referenties

BP-British Petroleum (2009), Statistical Review 2008, www.bp.com

BRUGEL: www.brugel.be

Cedigaz: www.cedigaz.fr

CEPA-Cambridge Economic Policy Associates (2008), Structure and Functioning of the National Gas Market in Belgium in a European Context, final report, www.creg.be

Commission Energy 2030 (2007), Belgium's Energy Challenges Towards 2030, Final report

CREG-Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (2004), Indicatief Plan van Bevoorrading in Aardgas, www.creg.be

CREG-Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (2008), Monitor Invoercapaciteit Aardgas 2008, Studie (F)080515-CREG-765, www.creg.be

CREG-Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (2008), Voorstel van koninklijk besluit betreffende de gedragscode inzake de toegang tot het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie en tot wijziging van het koninklijk besluit van 12 juni 2001 betreffende de algemene voorwaarden voor de levering van aardgas en de toekenningsvoorwaarden van de leveringsvergunningen voor aardgas, Voorstel (C)081009-CREG-797, www.creg.be

CREG, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (2008), Studie over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen, Studie (F)080513-CDC-763, www.creg.be

CREG, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, Studie betreffende voorstellen om de liquiditeit op de hub van Zeebrugge te verbeteren en dit naar analogie van de inmiddels opgerichte elektriciteitsbeurs BELPEX teneinde een gezonde marktwerking voor de verhandeling van gasblokken te bewerkstelligen, Studie (F)080306-CREG-753, www.creg.be

CREG, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (2007), Studie betreffende investeringsstop L-gasmarkt en omschakeling op H-gas, Studie (F)070913-CREG-691, www.creg.be

Cuijpers C. & J.-P. Pinon (2005), Determination of Available Capacity in Gas Transmission Networks in Europe, paper presented at the 4th Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin.

Cuijpers C. & D. Woitrin (2009), Network Interconnectivity and Capacity Reservation Behaviour: an Investigation of the Belgian Gas Transmission Network, Revue de l'Énergie, n°587, p.29-39.

CWaPE : www.cwape.be

Devogelaer D. & D. Gusbin (2007), Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique, Planning Paper 102, Bureau fédéral du Plan, Octobre 2007.

Distrigas: www.distrigas.eu

Eandis: www.eandis.be

EASEE-gas: www.easee-gas.org

EC-European Commission (2003), Directive 2003/55/EC Concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, Brussels

EC-European Commission (2005), Regulation n°1755/2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks, Brussels

EC-European Commission, Competition DG (2007), DG Competition Report in Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724, <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>

EC-European Commission (2008), report from the Commission to the Council and the European Parliament, 'Progress in creating the internal gas and electricity market', COM(2008) 182 final

EC-European Commission (DG TREN) (2008), European Energy and Transport: trends to 2030-update 2007.

EDF: www.edf.fr

Elia (2007), Bevoorradingszekerheid elektriciteit in België, www.elia.be

Eneco: www.eneco.nl

Energy Charter Secretariat (2009), The Role of Underground Gas Storage for Security of Supply and Gas Markets, www.encharter.org

Eni: www.eni.it

E.ON Ruhrgas: www.eon.com

ERGEG-European Regulators" Group for Electricity and Gas (2007), Calculation of Available Capacities: Understanding and Issues, An ERGEG Public Consultation Paper, Ref. C06-CAP-06-03, www.energy-regulators.eu

Essent: www.essent.nl

FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, energiestatistieken: www.statbel.fgov.be

FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie & Federaal Planbureau (2008), Ontwerp van studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017, versie van 03/12/2008.

Fluxys: www.fluxys.net

Fluxys (2004), Aanvraag tot goedkeuring door de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) van de belangrijkste voorwaarden voor toegang tot het vervoersnet van Fluxys voor zijn overbrengingsactiviteit in België overeenkomstig artikelen 10 en 11 van het koninklijk besluit van 4 april 2003 betreffende de gedragscode inzake toegang tot de vervoersnetten voor aardgas, goedgekeurd door Fluxys op 13 december 2004, www.fluxys.net

Fluxys (2007), Programme Indicatif de Transport 2007 – 2008, Version 4.4, Etabli sur base de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2003 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel, www.fluxys.net

Fluxys (2007), Aanvraag van Fluxys tot goedkeuring door de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) van de: Netwerk Code v3.0 voor Vervoer (overeenkomstig de artikelen 88 §1 en 89 van het koninklijk besluit van 04 april 2003 betreffende de gedragscode inzake toegang tot de vervoersnetten voor aardgas, www.fluxys.net

Fluxys (2007), Glossarium van definities, versie 1.1, www.fluxys.net

Fluxys (2008), Fluxys Aardgastransportdiensten in België. Indicatieve Voorwaarden & Tarieven. Indicatieve voorwaarden & Tarieven vanaf 1 januari 2008, www.fluxys.net

Fluxys (2008), Jaarverslag 2007, www.fluxys.net

Fluxys (2009), Jaarverslag 2008, www.fluxys.net

Gasunie: www.nvnederlandsegasunie.nl

Gazprom: www.gazprom.ru

GASSCO: www.gassco.no

GDF SUEZ: www.gdfsuez.com

GIE, GLE, GSE: www.gie.eu.org

GRTgaz : www.grtgaz.com

GRTgaz (2007), Plan de développement indicatif 10 ans 2007-2016, www.grtgaz.fr

GTS: www.gastransportservices.nl

Heren, ICIS European SpotGasMarkets, www.icis.com/heren

Huberator: www.huberator.be

IEA: www.iea.org

Infrax: www.infrax.be

Interconnector: www.interconnector.com

Jackson M. & N. Harris (2007), Dutch Gas Market 2007, Kingston Energy Consulting Ltd.

Lampiris: www.lampiris.be

Lecarpentier A. (2009), European gas demand prospects: long term supply requirements, Cedigaz paper, www.cedigaz.fr

Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie (2006), Plan Indicatif Pluriannuel des Investissement dans le secteur du gaz. Période 2006-2015, Paris.

National Grid (2008), Ten Year Statement, www.nationalgrid.com

NBB: www.nbb.be

Nederlandse Mededingingsautoriteit – Energiekamer (2008), Monitor energiemarkten 2007. Analyse van ontwikkelingen in de Nederlandse groothandelsmarkten voor gas en elektriciteit, Den Haag

Nuon: www.nuon.be

Platts, International Gas Report, www.platts.com

RWE: www.rwe.com

Sibelga : www.sibelga.be

SOTEG: www.soteg.lu

SPE: www.spe.be

StatoilHydro: www.statoilhydro.com

Storengy: www.storengy.com

Synergrid: www.synergrid.be

VREG: www.vreg.be

Wingas: www.wingas.de

Wingas Transport: www.wingas-transport.de

Verklaringen

H-gas versus L-gas

H-gas hoogcalorisch aardgas, gemiddeld 11,630 kWh/m³(n) = H_s
L-gas laagcalorisch aardgas, gemiddeld 9,769 kWh/m³(n) = L_s

H_i = calorische onderwaarde H-gas

H_s = H_i + condensatiewarmte

Conventioneel H_s/H_i = 1,116

Idem voor L-gas

Omdat calorische bovenwaarden worden gebruikt in de studie is H=H_s en L=L_s tenzij anders wordt vermeld.

1 m³(n) L-gas = 0,84 m³(n) H-gas

1 m³(n) H-gas = 1,19 m³(n) L-gas

$$\text{Wobbe index: } W = \frac{H_s}{\sqrt{\text{gasdichtheid}}}$$

Eenheden

k.m³(n)/h kilo (duizend, 10³) genormaliseerde kubieke meter
M.m³(n)/h mega (miljoen, 10⁶) genormaliseerde kubieke meter
G.m³(n)/h giga (miljard, 10⁹) genormaliseerde kubieke meter

Acronymen

BAP balanceringspunt
BBL Balgzand-Bacton leiding, de onderzeese leiding tussen het Nederlandse
 Balgzand en het Britse bacton
BBP bruto binnenlands product
BLAR interconnectiepunt Blaregnies
CBW calorische bovenwaarde
CCGT “combined cycle gas turbine”, gesloten cyclus gasturbine ofwel STEG
COPD gecumuleerd uuronevenwicht op de referentiepiekdag
DL directe leiding
DNB distributienetbeheerder
DENC “design entry capacity”, ontwerpdebiet voor de ingangscapaciteit
EASEE “European Association for the Streamlining of Energy Exchange”
ECS “Electrabel Customer Solutions”
EYN interconnectiepunt Eynatten
GOS geaggregeerde ontspanstations, dit acronym wordt gebruikt om te verwijzen
 naar de distributienetten
GRD graaddagen
GRDeq equivalente graaddagen
GTS “GasTransportServices”
GUPD gemiddeld uurverbruik op de referentiepiekdag
IZ ingangszone

IZT	"Interconnector Zeebrugge Terminal"
LNG	"liquid natural gas", vloeibaar aardgas
ND	nominale diameter (aardgasleidingen), uitgedrukt in millimeter
OBA	"operational balancing agreement", akkoord gesloten tussen vervoersondernemingen teneinde het onevenwicht tussen de verschillende vervoersnetten beheren
OCGT	"open cycle gas turbine", open cyclus gasturbine
PSE	studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading
PSG	prospectieve studie betreffende de zekerheid van aardgasbevoorrading
PSP	"peak shaving plant" in Dudzele (piekbesnoeiingsinstallatie)
SGRV	interconnectiepunt 's Gravenvoeren
STEG	stoom- en elektriciteitsgasturbine (gesloten cyclus gasturbine ofwel CCGT)
UOPD	uuronevenwicht op de referentiepiekdag
WKK	warmtekrachtkoppeling
ZIG	Dow Jones Zeebrugge Natural Gas index
ZPT	"Zeepipe terminal" te Zeebrugge

Bijlagen

Bijlage 1: Graaddagen en equivalente graaddagen

- (B1) Voor een toelichting van de graaddagen wordt verwezen naar www.synergrid.be. In deze studie worden de “equivalente graaddagen (GRDeq), zoals gedefinieerd door Synergrid, gebruikt als referentie voor de reële verwarmingsbehoeften voor ruimteverwarming. Er wordt dus rekening gehouden met de thermische buffer in de gebouwen via de opname van de verwarmingsnoden van de twee voorgaande dagen.

$$\begin{aligned} \text{als } t^{\circ}C_t \leq 16,5^{\circ}C \text{ dan is } GRD_t &= 16,5^{\circ}C - t^{\circ}C_t \\ \text{als } t^{\circ}C_t > 16,5^{\circ}C \text{ dan is } GRD_t &= 0 \end{aligned}$$

$$GRDeq_t = 0,6 * GRD_t + 0,3 * GRD_{t-1} + 0,1 * GRD_{t-2}$$

Twee rekenvoorbeelden:

dag 1: gemiddelde dagtemperatuur van 18°C dag 2: gemiddelde dagtemperatuur van 14°C dag 3: gemiddelde dagtemperatuur van 12°C dan is GRD(dag 1) = 0 GRD(dag 2) = 2,5 GRD (dag 3) = 4,5 GRDeq(dag 3) = 3,45	dag 1: gemiddelde dagtemperatuur van -2°C dag 2: gemiddelde dagtemperatuur van +3°C dag 3: gemiddelde dagtemperatuur van -4°C dan is GRD(dag 1) = 18,5 GRD(dag 2) = 13,5 GRD (dag 3) = 20,5 GRDeq(dag 3) = 18,2
--	---

- (B2) In de studie wordt de geschatte aardgasvraag voor ruimteverwarming op de distributienetten gecorrigeerd voor temperatuur.

Voor de correctie van de jaar- en maandverbruiken volgens een “normaal temperatuursprofiel” ($t^{\circ}norm$) worden de gemiddelde equivalente graaddagen genomen over de periode 1976-2005. Het gemiddelde aantal GRDeq op jaarbasis over deze 30 jaar bedraagt 2.415 GRDeq.

Voor de correctie van de jaar- en maandverbruiken volgens een “extreem temperatuursprofiel” ($t^{\circ}extreem$) worden de equivalente graaddagen genomen voor de periode 1962-63 die gekenmerkt werd door een extreem koude winter. De GRDeq

op jaarbasis voor het extreem temperatuursprofiel bedraagt 3.040 GRDeq. De verwarmingsbehoeften voor dit temperatuurprofiel zijn bijgevolg 26% hoger dan voor het gemiddelde profiel in de periode 1976-2005.

Tabel B/1. Het normaal temperatuursprofiel en het extreem temperatuursprofiel (in GRDeq)

	GRDeq (t°norm)	GRDeq (t°extreem)
Januari	417	648
Februari	367	520
Maart	306	329
April	219	208
Mei	110	161
Juni	48	32
Juli	17	13
Augustus	16	47
September	65	68
Oktober	166	175
November	298	349
December	386	490
TOTAAL	2.415	3.040

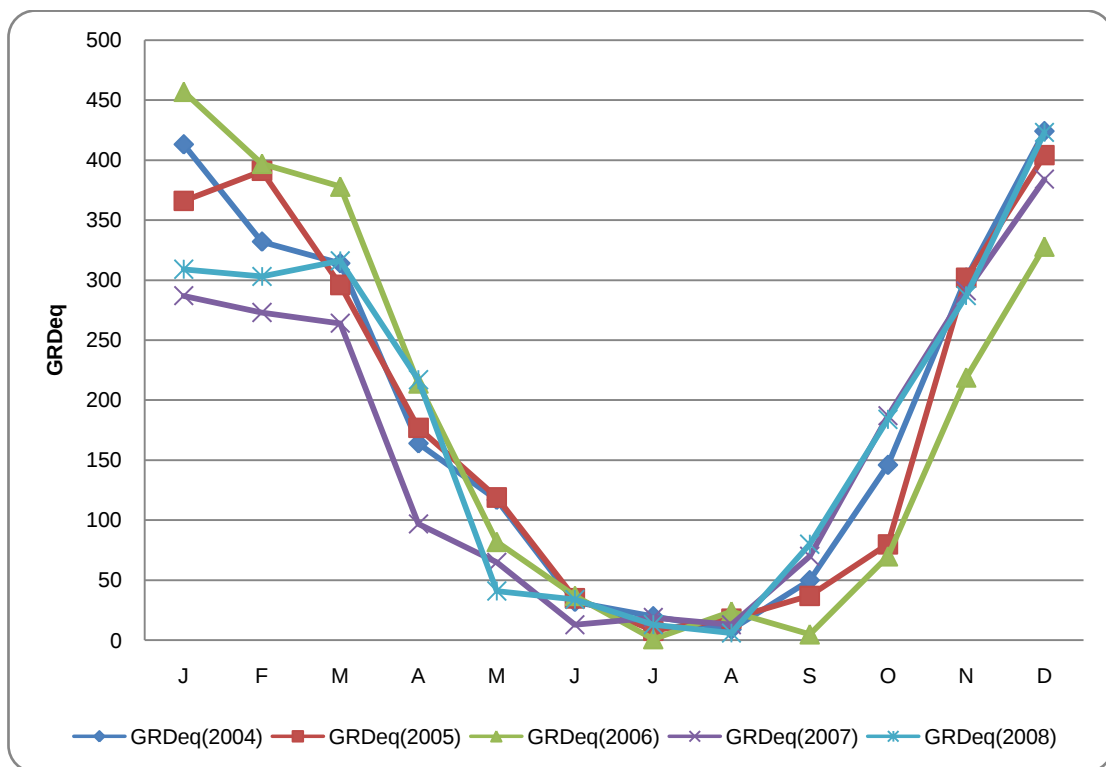
- (B3) In Tabel B/2 worden de equivalente graaddagen weergegeven voor de periode 2004-2008.

Tabel B/2. Equivalente graaddagen in de periode 2004-2008.

	GRDeq	verschil
2004	2.323	
2005	2.233	-3,87%
2006	2.212	-0,94%
2007	1.963	-11,26%
2008	2.213	+12,74%

Het aantal equivalente graaddagen kent een dalende tendens tot 2007 en bijgevolg nemen de verwarmingsbehoeften af. Tussen 2004 en 2007 zijn de equivalente graaddagen afgenomen met 15,5%. Ten opzichte van de gemiddelde graaddagen in de periode 1976-2005 (2.415 GRDeq) liggen de gemiddelde graaddagen in de periode 2004-2007 (2.183 GRDeq) bijna 10% lager. Of deze tendens zich al dan niet verder zet is een andere vraag maar in ieder geval worden lagere aardgasverbruiken genoteerd (al de rest constant) bij hogere gemiddelde buitentemperaturen. In 2008 wordt een opvallende groei vastgesteld van het aantal equivalente graaddagen en dit vooral in de maand december.

Figuur B/1. Maandelijkse equivalente graaddagen in de periode 2004-2008.

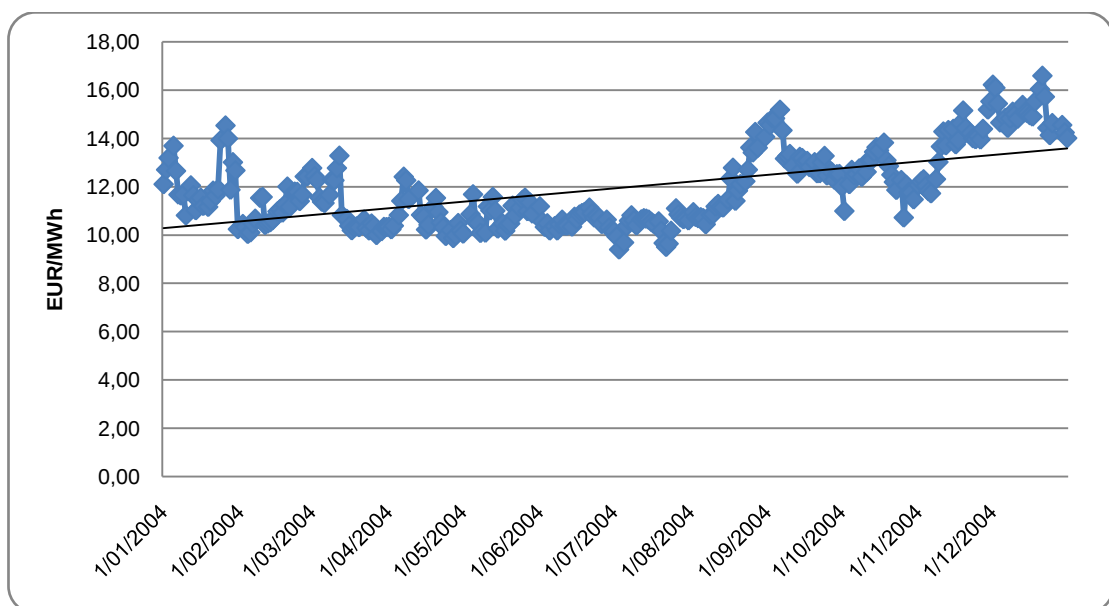


- (B4) Het gemiddeld aantal graaddagen op maandbasis in de periode 2004-2008 bedraagt 182 GRD. De graaddagen in de zeven opeenvolgende maanden van april tot oktober liggen onder het gemiddelde aantal graaddagen per maand. De graaddagen in de vijf opeenvolgende maanden november tot maart liggen boven het gemiddelde aantal graaddagen per maand. Het profiel van de graaddagen weerspiegelt de seizoencycli. De maand met de grootste verwarmingsbehoeften is december. De graaddagen in deze maand verhoudt zich met een factor 393 ten opzichte van de graaddagen in de dalmaanden. Gemiddelde liggen de verwarmingsbehoeften in december het hoogst (393 GRD).

Bijlage 2: Evolutie Zeebrugge aardgasprijsindex (ZIG)

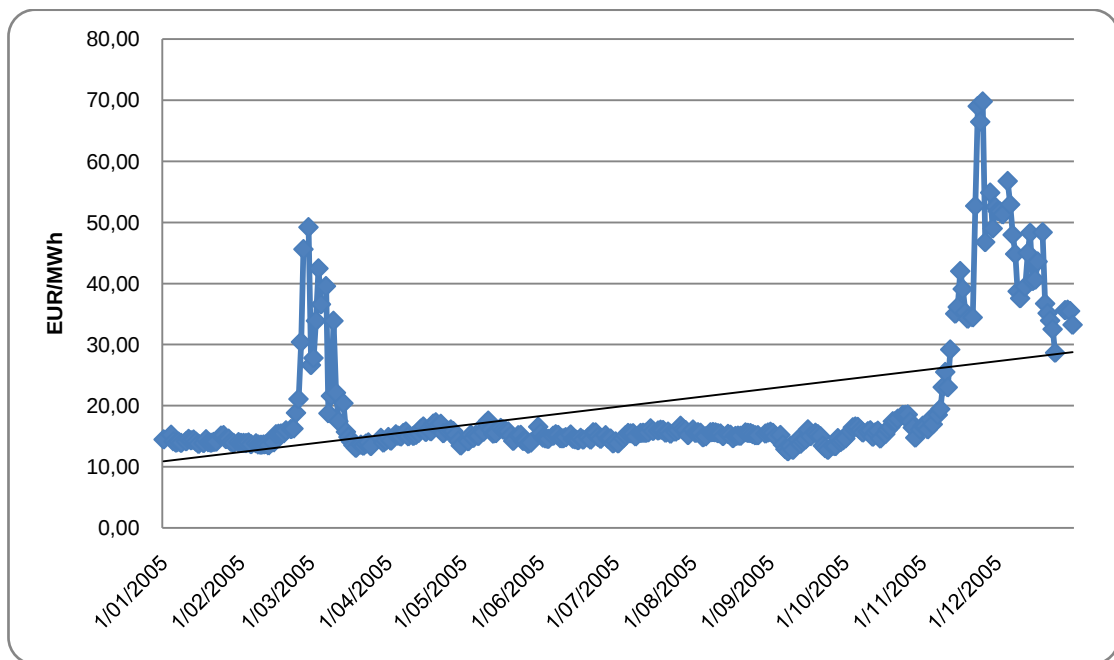
- (B5) De ZIG (Dow Jones Zeebrugge Natural Gas Index) is een prijsindicatie voor de aardgashandel voor levering op de volgende dag of weekend op de hub van Zeebrugge.
- (B6) In 2004 bedroeg de ZIG die een stijgende trend kende, gemiddeld 11,93 EUR/MWh met een minimumprijs van 9,40 EUR/MWh en een maximumprijs van 16,59 EUR/MWh.

Figuur B/2. Evolutie van de ZIG in 2004 (EUR/MWh).



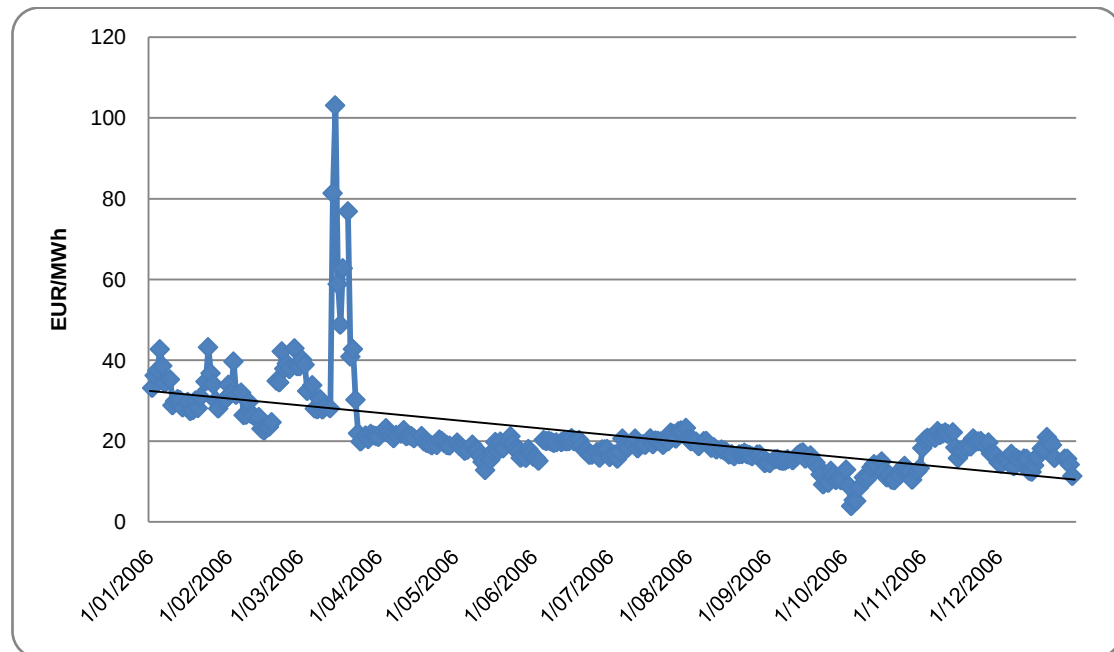
- (B7) In 2005 bedroeg de ZIG die een stijgende trend kende, gemiddeld 19,84 EUR/MWh met een minimumprijs van 12,49 EUR/MWh en een maximumprijs van 69,76 EUR/MWh.

Figuur B/3. Evolutie van de ZIG in 2005 (EUR/MWh).



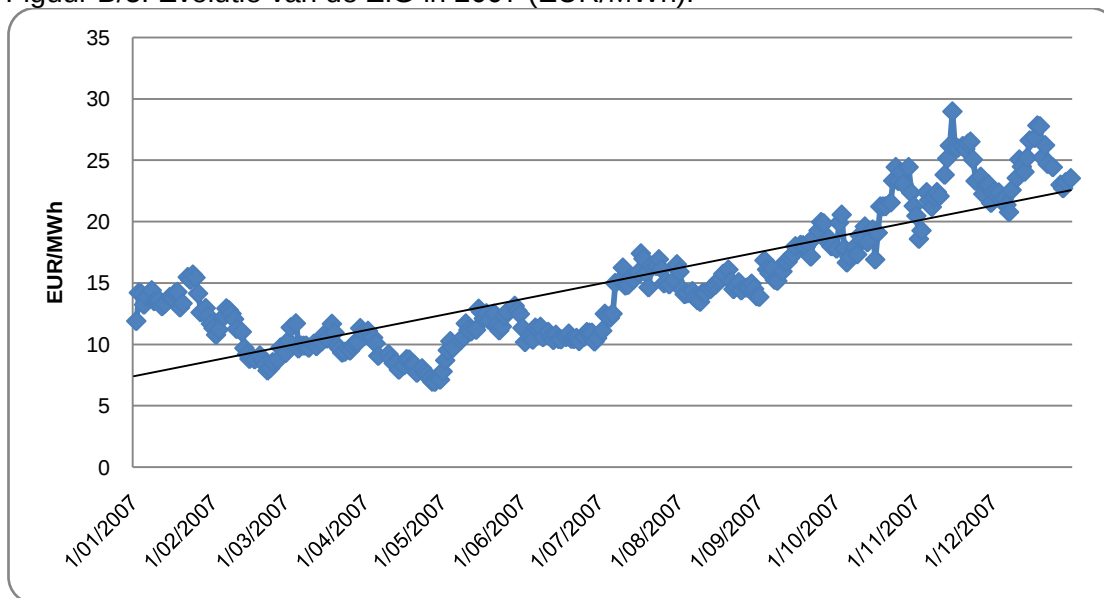
(B8) In 2006 bedroeg de ZIG die een dalende trend kende, gemiddeld 21,46 EUR/MWh met een minumprijs van 3,88 EUR/MWh en een maxumprijs van 103,10 EUR/MWh.

Figuur B/4. Evolutie van de ZIG in 2006 (EUR/MWh).



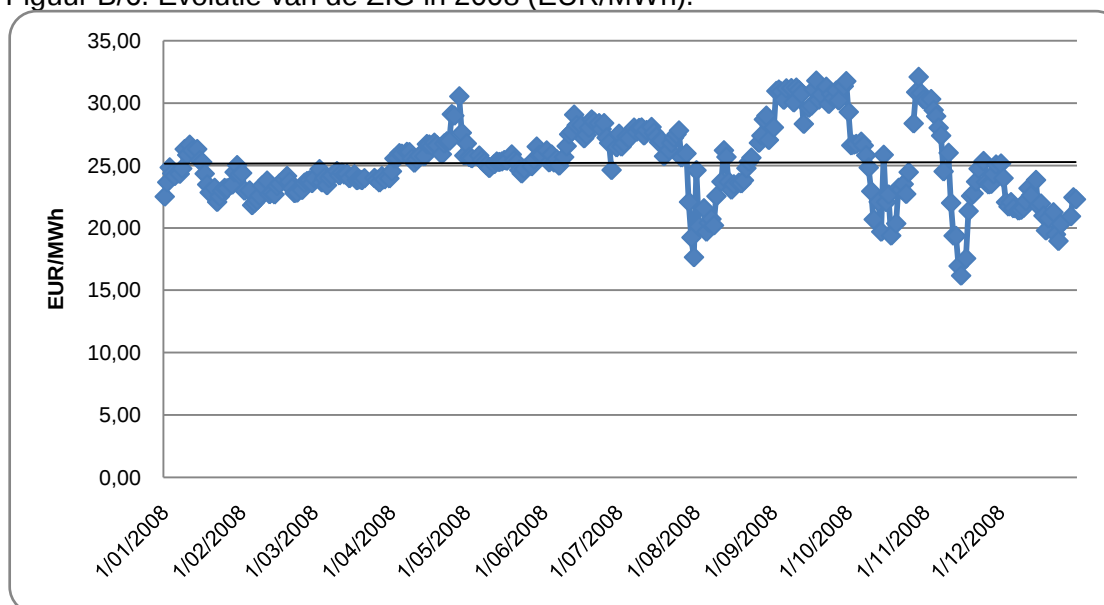
- (B9) In 2007 bedroeg de ZIG die een stijgende trend kende, gemiddeld 14,99 EUR/MWh met een minimumprijs van 6,93 EUR/MWh en een maxumprijs van 28,96 EUR/MWh.

Figuur B/5. Evolutie van de ZIG in 2007 (EUR/MWh).



- (B10) In 2008 bedroeg de ZIG die een stagnerende trend kende, gemiddeld 25,20 EUR/MWh met een minimumprijs van 16,16 EUR/MWh en een maxumprijs van 32,10 EUR/MWh.

Figuur B/6. Evolutie van de ZIG in 2008 (EUR/MWh).



Bijlage 3: Problematiek van de aardgaskwaliteit

- (B11) De problematiek van de uitwisselbaarheid van aardgaskwaliteiten is een belangrijke belemmering voor synergie tussen doorvoer en de bevoorrading van de nationale markt (dus ook de bevoorradingszekerheid). Tot op heden kunnen doorvoerstromen operationeel probleemloos gebruikt worden voor de bevoorrading van de nationale markt. Omgekeerd is evenwel niet steeds mogelijk, hoofdzakelijk vanwege de beperkende kwaliteitsvereisten voor de Britse markt. Het vTn2-project en de bevoorrading van de ondergrondse opslag te Loenhout via de geplande leiding Holsbeek-Loenhout zijn enkel en alleen zinvol voor de Belgische markt indien de kwaliteitsspecificaties voor doorvoer conform zijn met deze van de nationale markt. Dit is tot op heden echter niet het geval en dit hypothekeert dus de doeltreffendheid van de besliste investeringen. Vanwege het cruciaal belang wordt deze problematiek hier verder aangesneden.
- (B12) De CREG ijvert zoals andere regulatoren (Bundesnetzagentur in Duitsland, E-Control in Oostenrijk, ...) naar een bindende toepassing van de EASEE-gas norm inzake aardgaskwaliteit in de EU en dus ook in het VK. In het vervoersnetwerk (H-gas) van Fluxys is tot op heden de aardgaskwaliteit op de vTn-leiding (en dus ook de hub van Zeebrugge) afgestemd op de Britse kwaliteit die afwijkt van de EASEE-gas norm. Dit maakt dat de Belgische markt probleemloos kan gevoed worden via de hub van Zeebrugge en de vTn-leiding maar dat omgekeerd niet steeds aardgas van andere bronnen, met name LNG, geïnjecteerd kan worden in dit afzonderlijk systeem. Dit is een manifest struikelblok voor de netwerkontwikkeling en de liquiditeit van de markt. Indien vanuit dit gescheiden systeem geïnvesteerd blijft krijgen we een misvorming van het nationaal netwerk en gaat allerlei mogelijke synergie verloren.
- (B13) De marge waarbinnen de kwaliteit (CBW – calorische bovenwaarde) van H-gas mag fluctueren is voor het eerst geregeld in de belangrijkste voorwaarden overbrenging. Er wordt vastgelegd dat voor het vervoersnetwerk de kwaliteit van aardgas mag schommelen binnen volgende grenzen [34,582 MJ/m³(n); 46,055 MJ/m³(n)]. Het blijft echter mogelijk dat de kwaliteit van doorvoergas kan afwijken van deze bepalingen

maar iedere afwijking mag uiteraard de regelgeving voor het vervoersnetwerk niet in het gedrang brengen.

- (B14) Bij de lancering van het initiële vTn-project werd bij de eerste gebruiker (Wingas) contractueel overeengekomen (27/11/1996) dat de calroische bovenwaarde (CBW) op deze verbinding niet de grens van $41,8 \text{ MJ/m}^3(\text{n})$ mag overschrijden. Aangezien i) er geen regelgeving was terzake en ii) Wingas als eerste contractant optrad, kan deze contractuele afspraak voor de duur van het betreffende contract moeilijk in vraag worden gesteld. Niettemin dringt de CREG bij Wingas aan zich conform de EASEE-gas norm te stellen, een norm die zij trouwens binnen EASEE-gas mee heeft helpen opstellen.
- (B15) De grens van $41,8 \text{ MJ/m}^3(\text{n})$ niet is opgelegd door de Duitse regelgeving voor hun eigen markt. EGT die de TENP-aftakking te Eynatten exploiteert legt de grens van Wingas (WEDAL) bijvoorbeeld niet op. Dit in tegenstelling met bijvoorbeeld de Wobbe-problematiek voor de Britse markt. Het betreffen Wobbe-specificaties die niet afgeleid zijn van contractuele afspraken maar opgelegd zijn door de Britse regelgeving.
- (B16) Hieruit volgt echter niet automatisch dat de Hub Zeebrugge dezelfde bovengrens moet hanteren als op de vTn-leiding, hetgeen momenteel het geval is waardoor LNG bijvoorbeeld niet zomaar fysisch verhandeld kan worden op de hub en Noors gas niet steeds kan worden geïnjecteerd in de vTn-leiding (*in forward*). De hub kan op een ander punt worden gelocaliseerd waarbij niet het aardgas in de vTn-leiding de norm wordt maar Noors en/of LNG indien het probleem van uitwisselbaarheid van aardgaskwaliteiten zich blijft stellen.
- (B17) Dit is echter niet vanzelfsprekend want dan kan geen aardgas worden doorgevoerd naar Duitsland vanwege de specificatie overeengekomen met Wingas. Uiteraard wordt de hub minder interessant als doorvoer naar Duitsland niet mogelijk meer zou zijn (althans via de WEDAL). Prijsarbitrage met Duitsland zou bijvoorbeeld moeilijk zijn waardoor hogere aardgas prijzen in Duitsland niet kunnen worden afgevlakt.
- (B18) Zolang de aardgaskwaliteit van de vTn-leiding de norm blijft voor de Hub Zeebrugge, kan de Belgische markt wel steeds aardgas afnemen van de hub maar is er geen

garantie dat aardgas voor de Belgische markt kan worden verhandeld op de hub. Dit is een drempel voor nieuwkomers op de Belgische markt omdat zij niet de garantie hebben om hun overschotten te kunnen aanbieden op de hub (cf. ook drempel voor de creatie van een intra-day markt). Het is duidelijk dat de huidige situatie de Duitse markt afschermt voor nieuwkomers via Eynatten. Het is wellicht vanwege deze reden dat de bestaande situatie zolang mogelijk wordt bestendigd door de betrokken partij.

- (B19) De kwaliteitsspecificatie van Wingas, 41,8 MJ/m³(n), heeft enkel belang indien de vTn-leiding in de *forward* modus staat. In de *reverse* modus vormen de specificaties geldend voor het Belgisch vervoersnet geen probleem. Er moet ook worden gesteld dat naarmate er meer Russisch aardgas op de Europese markt⁶¹ komt er een tendens zal zijn naar een gemiddeld lagere energie-inhoud van het vervoerde aardgas. Dit omdat Russisch aardgas in verhouding met bijvoorbeeld Noors aardgas en LNG minder calorieën vertegenwoordigt per m³.
- (B20) De CREG verzoekt Fluxys om de nodige waarborgen te geven dat de besliste versterkingen van het vervoersnet geen problemen bieden inzake de uitwisselbaarheid van aardgas.

///

⁶¹ Er wordt geraamd dat momenteel 6,6% van de Belgische aardgasvoorziening gedekt is, via de verschillende leveringsondernemingen, met Russische bevoorradingscontracten. Naarmate de bevoorrading via Duitsland (zie interconnectie Eynatten) zal toenemen, maar ook via Nederland (zie Zelzate), zal het aandeel van Russisch aardgas op de Belgische markt groeien (zie 9.1).

Tijdens zijn vergadering van 13 juli 2009 keurde het Directiecomité van de CREG
de voorliggende studie goed.

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



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Voorzitter van het Directiecomité