

Met de medewerking van



Verslag over de bevoorradingszekerheid van aardgas

Jaar 2019

Inhoud

1.	Inleiding	4
1.1.	Het waarom van dit verslag	6
1.2.	Opmaak van het verslag	8
1.3.	Inhoud van het verslag	8
2.	Belgische transmissienet van aardgas	9
2.1.	L-gas en H-gas	10
2.2.	Indicatief investeringsprogramma op 10 jaar 2019-2028	11
3.	Belgische markt van aardgas (bijdrage van de CREG).....	13
3.1.	Aardgasleveranciers	13
3.2.	Aardgasbevoorrading	14
3.3.	Dekking van de piekafname	16
3.4.	Aardgashandel	17
3.5.	Aardgasstromen.....	18
3.6.	Samenvatting aardgasmarkt	20
4.	Evolutie op middellange en lange termijn van het jaarlijkse verbruik van aardgas in België (bijdrage van FBP)	22
4.1.	De scenario's	22
4.2.	Evolutie van het jaarlijks sectoraal aardgasverbruik	23
4.2.1.	Industrie	23
4.2.2.	Residentiële en tertiaire sectoren.....	24
4.2.3.	Transport	25
4.2.4.	Elektriciteitssector	26
4.3.	Evolutie van de totale aardgasbehoefte	27
5.	Wereldwijde evolutie van de aardgasvraag en -productie.....	30
6.	Europese wetgeving op het vlak van bevoorradingszekerheid van gas	31
6.1.	Verordening (EU) 2017/1938	31
6.2.	Evaluatie van de risico's.....	32
6.2.1.	N-1 methode	32
6.2.2.	Risico-analyse.....	34
6.2.3.	Regionale evaluaties van de risico's	35
6.3.	Preventief actieplan.....	36
6.4.	Noodplan	37
7.	Analyse van de bevoorradingszekerheid uitgevoerd door de Europese vereniging van gastransporteurs	39
8.	Overstap van L-gas naar H-gas	40
9.	Kernuitstap.....	43
10.	Besluiten en vooruitzichten op middellange en lange termijn.....	45
11.	Bijlage	47

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Afkortingen

IEA	:	Internationaal Energie Agentschap
Bar	:	drukeenheid die nog vaak wordt gebruikt op het vlak van gas, 1,013 bar overeenkomt met 1 atmosfeer (of met 101 325 Pa in het Internationale Stelsel)
CNG	:	<i>compressed natural gas</i>
CREG	:	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
ENTSOG	:	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
ETS	:	<i>Emission Trading System</i> (systeem van handel in uitstootrechten van de Europese Unie)
H-gas	:	hoogcalorisch aardgas (H staat voor <i>high</i> - gemiddelde COW : 11,6 kWh/m ³)
L-gas	:	laagcalorisch aardgas (L staat voor <i>low</i> - gemiddelde COW : 10,3 kWh/m ³)
BKG	:	broeikasgas
TNB	:	transmissienetbeheerder (<i>TSO</i> in het Engels)
DNB	:	distributienetbeheerder (<i>DSO</i> in het Engels)
GW	:	gigawatt. Het gaat om een eenheid van vermogen (i.e. energie per tijdseenheid). Komt overeen met 1 10 ⁹ watts, waarbij de watt (W) de eenheid van vermogen in het Internationale Stelsel is die met 1 J/s overeenkomt)
kWh	:	kilowattuur. Het gaat om een eenheid van energie die vaak wordt gebruikt op het vlak van elektriciteit en gas. Bij benadering vertegenwoordigt 1 m ³ aardgas onder atmosferische druk 10 kWh energie
GWh	:	gigawattuur, i.e. 1 10 ⁹ wattuur, d.w.z. 1 miljoen kWh
TWh	:	terawattuur, i.e. 1 10 ¹² wattuur, d.w.z. 1 miljard kWh
LNG	:	vloeibaar aardgas (<i>liquefied natural gas</i>)
Mtoe	:	megaton olie-equivalent
COW	:	calorische onderwaarde (exclusief de energie van condensatie van waterdamp die bij de verbranding wordt geproduceerd)
CBW	:	calorische bovenwaarde (inclusief de energie van condensatie van waterdamp die bij de verbranding wordt geproduceerd)
TYNDP	:	<i>Ten Year Network Development Plan</i> (opgesteld door ENTSOG)

1. Inleiding

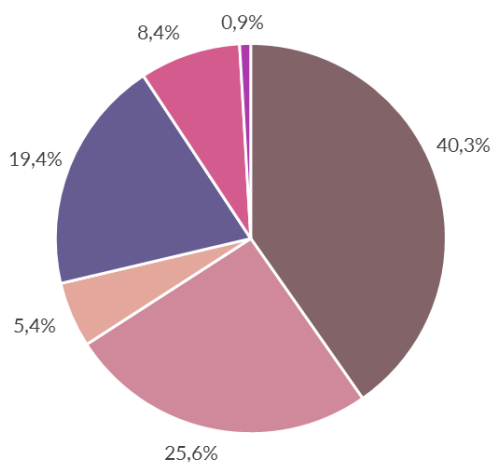
Aardgas ("gas" in het vervolg van dit document), dat hoofzakelijk uit methaan¹ samengesteld is, is een belangrijke energiebron voor België. Zoals getoond in figuur 1 hieronder, heeft gas in 2017 zo 25,6% van het totale verbruik van primaire energie in ons land geleverd, i.e. 168.5 TWh in calorische onderwaarde (COW)², wat overeenkomt met ongeveer 17 miljard m³ gas bij normale druk.

Figuur 1: verbruik van primaire energie in België in 2017

Energiebron		Mtoe	TWh
Aardolie en aardolieproducten		22,8	265,4
Aardgas		14,5	168,5
Vaste fossiele brandstoffen		3,1	35,8
Nucleaire energie		11,0	127,9
Hernieuwbare energie en afval		4,7	55,1
Andere		0,5	6,0
Totaal		56,6	658,8

Mtoe: megaton olie-equivalent

TWh: terawattuur



Bron: Energy Key Data – FOD Economie, AD Energie – Februari 2019³

De gegevens die reeds gekend waren wanneer dit document werd opgemaakt⁴ geven een gasverbruik van 173 TWh (COW) voor 2018, i.e. een lichte verhoging in vergelijking met 2017. De verdeling tussen de verschillende bronnen van primaire energie in 2018 zou zeer gelijklopen met die van 2017, met evenwel een vermindering van het aandeel van nucleaire energie wegens de onbeschikbaarheid van een groot deel van het nucleaire park tijdens het laatste trimester.

¹ Methaan, met de formule CH₄, is de eenvoudigste koolwaterstof.

² Bij de vergelijkingen tussen de verschillende energiebronnen wordt conventioneel rekening gehouden met de calorische onderwaarde van gas (COW). Daarentegen, als het gaat om gasverbruiken met elkaar te vergelijken, wordt de calorische bovenwaarde (CBW) van gas gewoonlijk gebruikt. De COW omvat niet de energie van condensatie van waterdamp die bij de verbranding wordt geproduceerd, terwijl de CBW die wel omvat. 168,5 TWh in COW komt met 187,6 TWh in CBW overeen (i.e. een verschil van ongeveer 10%).

³ Document beschikbaar op de website www.economie.fgov.be

⁴ De AD Energie beschikt immers over al de gegevens voor 2018, behoudens voor wat hernieuwbare energie betreft, wat een gewestelijke materie is.

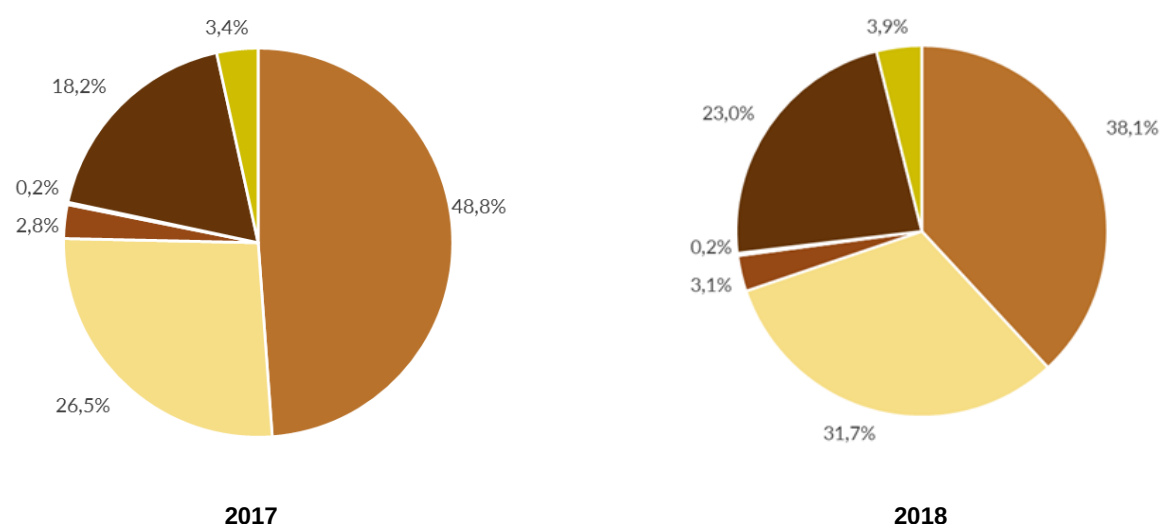
“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Een deel van het aardgas dat in België voor energiedoeleinden wordt verbruikt, wordt gebruikt om elektriciteit te produceren. In 2018 was 31,7 % van de elektriciteit die in België wordt opgewekt afkomstig uit aardgas (zie figuur 2 hieronder).

Figuur 2: productie van elektriciteit in België in 2017 en 2018 per gebruikte bron van primaire energie

Elektriciteit (TWh)		2017	2018
Nucleair		42,2 ⁵	28,6
Aardgas		22,9	23,8
Vaste fossiele brandstoffen en siderurgische gassen		2,4	2,3
Aardolieproducten		0,2	0,2
Hernieuwbare energie		15,8	17,2
Andere bronnen*		3,0	3,0
Totaal		86,4	75,1

*Andere bronnen omvatten gepompte hydro, recuperatiewarmte, niet-hernieuwbaar afval en andere.



Bron: Energy Key Data – FOD Economie – Februari 2019 en AD Energie

Aardgas is een belangrijke energiebron in ons land, maar heeft ook veel voordelen. De verbranding ervan is duidelijk minder vervuילend dan de verbranding van de andere koolwaterstoffen zoals aardolie en steenkool op het vlak van de uitstoot van fijnstof, NO_x en SO_x. Aardgas is ook efficiënter op het vlak van de uitstoot van CO₂.⁶

Aardgas is zeer gemakkelijk vervoerbaar in zeer grote hoeveelheden door middel van leidingen onder druk en is over langere afstanden gemakkelijk vervoerbaar per schip in vloeibare vorm .

⁵ Het verschil tussen de 42,2 TWh aan elektriciteit geproduceerd uit kernenergie in 2017 (figuur 2) en de 127,9 TWh aan primaire kernenergie die in hetzelfde jaar werd verbruikt (figuur 1) wordt verklaard door de boekhoudkundige conventie die aan de basis van de energiebalansen ligt. Kernenergie als primaire energie wordt geboekt als nucleaire warmte. Deze warmte wordt berekend op basis van de elektrische energie geproduceerd door kerncentrales (gegevens ontvangen van producenten) op basis van een omzetting-rendement van 33%. Dit "conventionele" rendement is het gemiddelde rendement van conventionele thermische centrales in de jaren zeventig en tachtig.

⁶ Voor dezelfde hoeveelheid vrijgekomen energie produceert de verbranding van aardgas 25 % CO minder dan die van diesel. Zie bijvoorbeeld <https://www.energieplus-lesite.be>

Het kan opgeslagen worden in drukvaten of, onder atmosferische druk, onder vloeibare vorm bij lage temperatuur. Het kan eveneens opgeslagen worden in zeer grote hoeveelheden in ondergrondse natuurlijke reservoirs, zoals in aquifers.⁷

Door deze verschillende kwaliteiten wordt gas steeds meer de perfecte aanvulling voor elektriciteit om op korte- en middellange termijn de overgang naar een duurzamer energiesysteem te verzekeren, in het bijzonder in domeinen waarin moeilijk naar elektriciteit kan worden omgeschakeld (hoge temperatuur verwarming, aandrijving van vrachtwagens en schepen, enz.).

Op langere termijn zou gas een belangrijke rol kunnen blijven spelen aangezien het ook uit hernieuwbare bronnen kan worden opgewekt, ofwel uit verschillende organische stoffen door methaangisting of anaërobie gisting (dit gas wordt biomethaan genoemd)⁸, ofwel door CO₂-reductie door "groene" waterstof (dit gas wordt synthesesemethaan genoemd).⁹ Biomethaan en synthesesemethaan kunnen een gelijksoortige samenstelling als aardgas hebben, en zouden dus in dezelfde distributienetten vervoerd kunnen worden en in dezelfde installaties gebruikt worden.

1.1. Het waarom van dit verslag

Dit verslag beoogt te beantwoorden aan de verplichting die aan de Algemene Directie Energie wordt opgelegd door de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen¹⁰ om jaarlijks een verslag te publiceren over de bevoorradingszekerheid van aardgas. Dit verslag dient aan de Europese Commissie overgemaakt te worden.

Deze beschikking van de wet van 12 april 1965 werd door de wet van 8 januari 2012¹¹ ingevoerd om artikel 5 van de hierna overgenomen Europese richtlijn 2009/73¹² in Belgisch recht om te zetten:

Artikel 5

Monitoren van de leverings- en voorzieningszekerheid

De lidstaten zorgen ervoor dat aangelegenheden betreffende de leverings- en voorzieningszekerheid worden gemonitord. Wanneer de lidstaten het nodig achten, kunnen zij deze taak toevertrouwen aan de in artikel 39, lid 1, bedoelde regulerende instanties. Met name zal het evenwicht tussen vraag en aanbod op de nationale markt, het niveau van de verwachte

⁷ De enige Belgische ondergrondse opslag die tot nu toe bestaat bevindt zich in Loenhout. Die kan 8192,5 GWh gas bevatten. Dit vertegenwoordigt ongeveer 1250 maal de hoeveelheid energie die in de waterkrachtcentrales in Coe wordt opgeslagen als de bovenste waterreservoirs vol zijn.

⁸ Het methanisatieproces produceert een mix van gas die hoofdzakelijk samengesteld is uit methaan (CH₄) en koolstofdioxide (CO₂) en die biogas wordt genoemd. Na "verwijdering" van CO₂ wordt gas biomethaan genoemd, want het is dan bijna enkel uit methaan samengesteld (zoals het geval is voor aardgas).

⁹ De productietechnologie van biomethaan is reeds zeer rijp. Deze van synthesesemethaan is daarentegen nog in studiefase. "Groene" waterstof, i.e. uit hernieuwbare bron, dat om CO₂ te verminderen wordt gebruikt, kan door waterelektrolyse geproduceerd worden met elektriciteit uit hernieuwbare bron. Een andere technologie, die recent ontstaan is en die nog in een vroeger ontwikkelingsstadium is, bestaat erin waterstof op te wekken rechtstreeks binnen zonnepanelen door katalytische dissociatie van water of waterdamp onder de inwerking van lichtstralen. Zie bijvoorbeeld <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes>

¹⁰ Artikel 15/13, § 1, lid 5.

¹¹ Wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen.

¹² Richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

toekomstige vraag en beschikbare voorraden, geplande of in aanbouw zijnde extra capaciteit die wordt overwogen, en de kwaliteit en de staat van onderhoud van de netten, alsmede maatregelen ter dekking van de piekvraag en bij het in gebreke blijven van één of meer leveranciers gemonitord worden. De bevoegde instanties publiceren jaarlijks uiterlijk op 31 juli een verslag over de bevindingen die het monitoren van deze aangelegenheden heeft opgeleverd, alsmede de getroffen of overwogen maatregelen met betrekking tot deze aangelegenheden en zenden dit verslag onverwijld naar de Commissie.

Dit artikel van de richtlijn werd eind 2018 door artikel 51 van de Verordening 2018/1999¹³ geschrapt. Deze schrapping werd nog niet in Belgisch recht omgezet.

Zoals nader in het vervolg van dit verslag wordt uiteengezet, werd deze rapporteringsverplichting aan de Commissie in de praktijk vervangen door de verplichting voor de lidstaten om elke 4 jaar een evaluatie van de risico's met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van gas op nationaal niveau, een preventief actieplan en een noodplan op te maken en aan de Commissie mee te delen. Deze verplichting werd ingevoerd door de Europese Verordening (EU) n° 994/2010, vervangen door de Verordening (EU) 2017/1938.¹⁴ Het preventief actieplan en het noodplan moeten eveneens openbaar gemaakt worden.¹⁵

De inhoud van deze drie documenten zal in het vervolg van dit verslag voorgesteld worden omdat ze nu de essentiële tools uitmaken om de bevoorradingszekerheid van gas te garanderen.

Dit verslag werd dus opgemaakt om te beantwoorden aan de verplichting die in Belgisch recht nog bestaat om jaarlijks te publiceren over de bevoorradingszekerheid van gas. Het is gericht op een groot publiek. De lezer die in meer details geïnteresseerd is, kan de documenten raadplegen waarnaar in het verslag wordt verwezen en die als basis voor de opmaak ervan hebben gediend.

Er dient opgemerkt te worden dat op het moment van de opmaak van dit verslag, een wetsontwerp in voorbereiding is binnen de administratie om de Belgische wetgeving aan te passen voor wat betreft de verslagen en andere prospectieve studies op het vlak van de bevoorradingszekerheid van gas (en elektriciteit) na de publicatie van de Verordeningen 2017/1938 en 2018/1999.

Dit ontwerp beoogt ook onze wetgeving aan te passen aan de realiteit van een vrijgemaakte gasmarkt zoals deze nu in België bestaat. Dit ontwerp voorziet in de publicatie, ten minste om de twee jaar, van een verslag over de bevoorradingszekerheid van gas. Dit tweejaarlijks verslag vult indien nodig de gemaakte evaluatie van risico's en de preventieve actieplannen en noodplannen aan die om de 4 jaar volgens de Europese wetgeving gemaakt en gepubliceerd worden door deze samen te vatten en te actualiseren.

¹³ Verordening (EU) 2018/1999 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 inzake de governance van de energie-unie en van de klimaatactie.

¹⁴ Europese Verordening (EU) n° 994/2010, dan Verordening (EU) 2017/1938 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2017 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid en houdende intrekking van Verordening (EU) nr. 994/2010 .

¹⁵ De evaluatie van de risico's hoeft niet gepubliceerd te worden, wat begrijpelijk is om redenen van openbare veiligheid.

1.2. Opmaak van het verslag

Overeenkomstig de wet van 12 april 1965 werd dit verslag “*in samenwerking met het Planbureau en in overleg met de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas*” opgesteld, in het bijzonder Mevrouw Dominique Gusbin (FBP) en de Heer Chris Cuijpers (CREG).

1.3. Inhoud van het verslag

In een vrijgemaakte markt rust de bevoorradingszekerheid van gas op 2 voornaamste elementen: een voldoende ontwikkeld en betrouwbaar transmissienet en een goed werkende markt.

Afdeling 2 van dit verslag beschrijft het Belgische aardgasvervoersnet.

Afdeling 3 beschrijft de Belgische gasmarkt. Deze afdeling werd opgesteld door de CREG, het Belgische onafhankelijke orgaan voor de regulering belast met het toezicht op de gas- en elektriciteitsmarkten.

Afdeling 4 stelt de evolutie voor op middellange en lange termijn van het jaarlijkse verbruik van aardgas in België. Deze afdeling werd door het Federaal Planbureau opgesteld.

Afdeling 5 maakt een stand van zaken van de perspectieven op wereldschaal op het vlak van verbruik en productie.

Afdeling 6 stelt de Europese wetgeving op het vlak van bevoorradingszekerheid voor. De onderafdelingen 6.2, 6.3 en 6.4 beschrijven de inhoud van de documenten opgesteld overeenkomstig de vermelde regelgeving voor België en voor de gasregio's waarvan België deel uitmaakt.

Afdeling 7 beschrijft wat er op Europese niveau wordt gedaan op het vlak van de bevoorradingszekerheid door de transmissienetbeheerders.

Afdelingen 8 en 9 worden besteed aan vragen die momenteel in de gassector leven: de lopende conversie van transmissie- en distributie-installaties van L-gas (infra) naar H-gas (afdeling 8) en de mogelijkheid om door de actuele gasmarkt en -net nieuwe elektrische centrales te voeden in het vooruitzicht van een kernuitstap in 2025 (afdeling 9).

Ten slotte geeft afdeling 10 de conclusies van dit verslag en enkele aanbevelingen op middellange en lange termijn.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

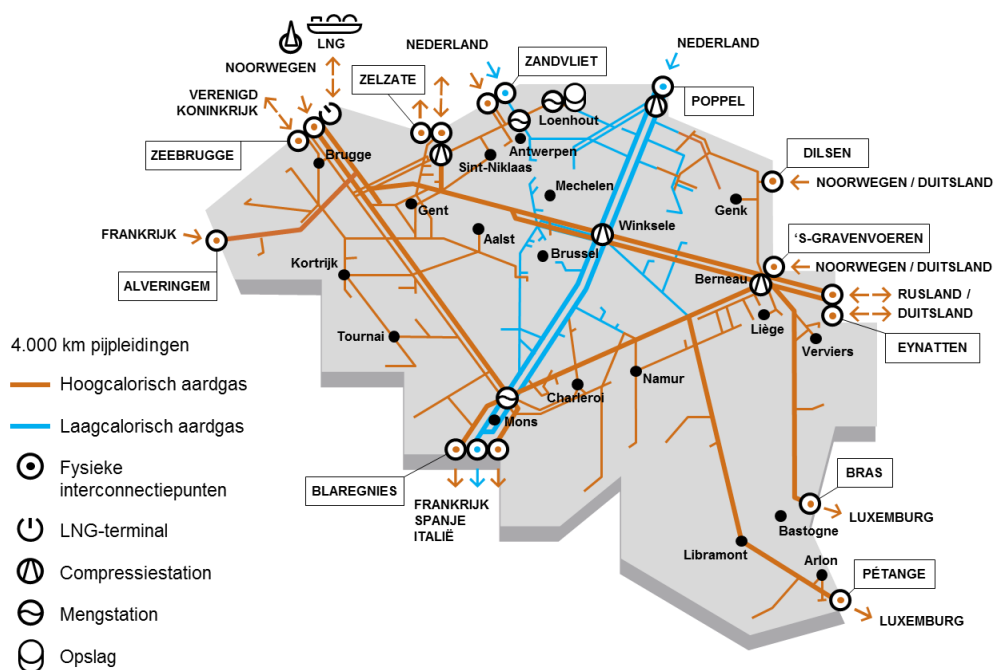
2. Belgische transmissienet van aardgas

België beschikt niet over een ondergrondse aardgasbel.¹⁶ Gas wordt ingevoerd via een zogenaamd vervoernet van leidingen dat aangesloten wordt op het vervoernet van de buurlanden, op de onderzeese pijpleidingen die aan de Belgische kust toekomen en op de LNG-terminal van Zeebrugge.

Dit vervoernet, hierna op figuur 3 weergegeven, bestaat uit bijna 4000 km stalen leidingen met een doorsnede tot 1200 mm die met gemiddelde en hoge druk werken (tot 84 bar).

Zoals getoond op figuur 3 speelt het Belgisch netwerk een rol als draaischijf in het noordwesten van Europa met zijn dichtheid en zijn verschillende interconnecties met de vervoernetten van de buurlanden. In 2017 is 275 TWh (COW) gas door België gepasseerd, terwijl het nationale verbruik maar 168,5 TWh (COW) bedroeg.

Figuur 3: Belgische transmissienet van aardgas



Bron: Indicatief investeringsprogramma op 10 jaar Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2019-2028 – februari 2019

Het gasvervoernet laat niet enkel de doorvoer tussen de buurlanden toe, het voedt ook op het Belgische grondgebied elektrische centrales die op gas werken, ongeveer 200 grote industriële ondernemingen en de distributienetten.

De distributienetten, ook openbare distributie genoemd en niet op figuur 3 weergegeven, bestaan uit leidingen met een kleinere doorsnede uit verschillende materialen (staal, gietijzer, asbestcementen, PVC en steeds vaker polyethyleen) die met lage druk werken (tot 0,5 bar) of met gemiddelde druk (tot 15 bar) voor stalen leidingen.

¹⁶ Tot recent produceerde België dus geen gas van het type aardgas. Nu is er een productie van biogas op ons grondgebied. De geproduceerde volumes zijn nog bescheiden en de injecties van biomethaan in het vervoernet zijn redelijk zeldzaam. Het geproduceerde biogas (hoofdzakelijk een mix uit methaan en CO₂) wordt immers tot nu toe meestal niet in biomethaan omgevormd door “verwijdering” van CO₂, maar eerder rechtstreeks verbruikt op zijn productieplaats.

Deze distributienetten zijn telkens uniek in de zone die ze bedienen, en dekken het grondgebied van meerdere gemeenten, of zelfs van een of meerdere provincies. Ze voeden de particulieren, de KMO's, de tertiaire sector, de ziekenhuizen, de scholen, de administratieve gebouwen, enz.

Op grond van de staatshervorming van 1980 zijn het gasvervoer en de bevoorradingszekerheid federale bevoegdheden, terwijl de gasdistributie een gewestelijke bevoegdheid is.

De firma Fluxys Belgium is de transmissienetbeheerder (TNB, of TSO in het Engels).¹⁷ Intercommunales beheren de distributienetten (DNB, of DSO in het Engels).

In het Europese kader van de vrijmaking van de energiemarkten voorziet het principe van "unbundling" in de scheiding tussen de beheersactiviteiten van transmissie en distributie, en de gashandelsactiviteiten. Overeenkomstig dit principe heeft de firma Fluxys Belgium dus geen enkele gashandelsactiviteit.¹⁸ Hetzelfde geldt voor de intercommunales die de distributienetten beheren.

2.1. L-gas en H-gas

Het Belgische transmissienet vervoert eigenlijk 2 verschillende types aardgas: L-gas (voor *Low*) en H-gas (voor *High*). Deze twee types gas onderscheiden zich door hun verschillende calorische waarde. Het L-gas, minder rijk aan methaan dan H-gas, heeft een calorische waarde lager dan H-gas, gemiddeld ongeveer met 10% (15 % in het verleden).

L-gas, ook Slochteren-gas genoemd, wordt hoofdzakelijk in het noorden van Nederland geproduceerd, in de regio van Groningen, en in een mindere mate in Duitsland, dat dit gas niet uitvoert. Zoals verder uitgelegd in afdeling 8, vermindert Nederland de productie van L-gas en zou deze in 2030 moeten stoppen, wat verklaart dat er momenteel een conversieproces naar H-gas in ons land aan de gang is, alsook in de andere landen die L-gas verbruiken (Nederland, Frankrijk en Duitsland).

H-gas is afkomstig uit verschillende bronnen (Noorwegen, Rusland, Qatar, enz.) en de wereldwijde productie ervan zou in de komende jaren niet moeten dalen (zie afdeling 5).

Een deel van het Belgische transmissienet (in oranje op figuur 3) vervoert exclusief H-gas, terwijl het andere deel (in het blauw) exclusief aan L-gas gewijd is.

Momenteel worden nog een paar industrieën en geheel of gedeeltelijk de distributienetten van de provincie Antwerpen, Kempen, Vlaams-Brabant, Brussels-Hoofdstedelijk Gewest en Waals Brabant met L-gas gevoed.

In 2017 vertegenwoordigde L-gas 25,4 % van het Belgische gasverbruik, en H-gas 74,6 %. In 2018 was de verhouding 24,4 / 75,6.

Het is mogelijk H-gas in L-gas om te zetten door het te verarmen door stikstof toe te voegen, maar dit vereist een productie van grote hoeveelheden van dit inert gas. Fluxys Belgium beschikt over twee conversie-installaties, de ene in Lillo (Antwerpen) en de andere in Loenhout. Bij een gebrek aan vraag vanuit de markt, is de installatie van Loenhout stilgelegd (*mothballed*) en heractiveerbaar binnen de 15 dagen. De installatie te Lillo is gewoon stilgelegd maar commercieel verkrijgbaar.

¹⁷ Er dient opgemerkt te worden dat een tweede aardgasvervoerder actief in België is; er is een onderneming in de havenzone van Antwerpen die immers vanuit Nederland wordt gevoed door een vervoerleiding van een paar kilometer die door de Hollandse DNB, de firma GTS, wordt beheerd. In dit geval gaat het echter niet om een "net".

¹⁸ Om de balancering van het net te verzekeren koopt Fluxys weliswaar gas ingeval van een tekort en verkoopt Fluxys gas ingeval van overschot, maar dit zijn maar beperkte hoeveelheden gas.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.2. Indicatief investeringsprogramma op 10 jaar 2019-2028

Overeenkomstig artikel 15/1 § 5 van de wet van 12 april 1965, publiceert de firma Fluxys Belgium jaarlijks een indicatief investeringsprogramma voor de volgende tien jaren. De laatste versie van dit programma werd in februari 2019 gepubliceerd.¹⁹

De investeringen van Fluxys Belgium in 2018 beoogden hoofdzakelijk:

- de LNG-capaciteit in Zeebrugge te versterken (bouw van een vijfde tank en de bijkomende procesinstallaties);
- het net punctueel te versterken voor de distributienetbeheerders die jaarlijks 50 à 60.000 nieuwe klanten blijven optekenen;
- nieuwe industriële klanten aan te sluiten;
- het netwerk in goede staat te houden en te moderniseren.

Tegen 2030 beogen de voornaamste investeringsprojecten die door Fluxys Belgium gepland zijn:

- de versterking van de LNG-capaciteiten in Zeebrugge af te ronden;
- het L-gasnet in H-gasnet om te zetten; dit vraagstuk wordt uitvoerig in afdeling 7.1 aangekaart;
- het net te versterken om een grotere transit naar Duitsland te garanderen die ook het hoofd zal moeten bieden aan de verdwijning van L-gas– Zeelink-project in het bijzonder;
- eventueel nieuwe gascentrales aan te sluiten ter compensatie van de kernuitstap (zie afdeling 7.2. gewijd aan dit onderwerp);
- het netwerk in goede staat te houden en te moderniseren .

Gezien de ouderdom van het net zal een toenemend deel van de investeringen van aan dit laatste punt gewijd zijn.

Dit document vermeldt eveneens jaarlijkse simulaties uitgevoerd door Fluxys Belgium om zich ervan te vergewissen dat de capaciteit van zijn transmissienet voldoende is om de vraag naar aardgas te beantwoorden.

Daarvoor en op basis van het principe “wie meer kan, kan ook minder” wordt de piekvraag gebruikt als referentie, en niet de gemiddelde vraag. De vraag naar gas op het Belgische niveau verschilt immers volgens de weeromstandigheden, de seizoenen, maar ook (in mindere mate) van dag tot dag. Dit fenomeen is hoofdzakelijk te wijten aan de openbare distributienetten die voornamelijk “huishoudelijke” verwarmingsinstallaties voeden en aan de vraag van de elektrische centrales. De vraag van de industrieën is daarentegen wel meer constant tijdens het jaar.²⁰

De mogelijke maximale piekvraag vanuit het distributienet wordt geschat op basis van het winterverbruik van het vorige jaar door via lineaire regressie het verbruik te extrapoleren dat er ditzelfde vorige jaar op een zeer koude dag zou zijn geweest, zoals het gemiddeld één keer om de 20 jaar gebeurt.

¹⁹ Indicatief investeringsprogramma op 10 jaar Fluxys Belgium & Fluxys LNG | 2019-2028 beschikbaar onderaan de internetpagina: <https://www.fluxys.com/fr/company/fluxys-belgium/infrastructure>.

Fluxys Belgium beheert het transmissienet en de opslagsite van Loenhout. Fluxys LNG, 100%-dochteronderneming van Fluxys Belgium, beheert de LNG-terminal van Zeebrugge.

²⁰ Volgens de waarnemingen over de laatste jaren kan de dagelijkse piekvraag tot 276 % van de gemiddelde dagelijkse vraag bedragen.

De piekvraag vanuit elektrische centrales en de industrie wordt geschat door “*statistische analyse van de historische afnames, samen met een analyse van de ontwikkelingsperspectieven van de marktsegmenten*”. Voor de elektrische centrales wordt rekening gehouden met de mogelijkheid dat het gehele productiepark tegelijk wordt gebruikt.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

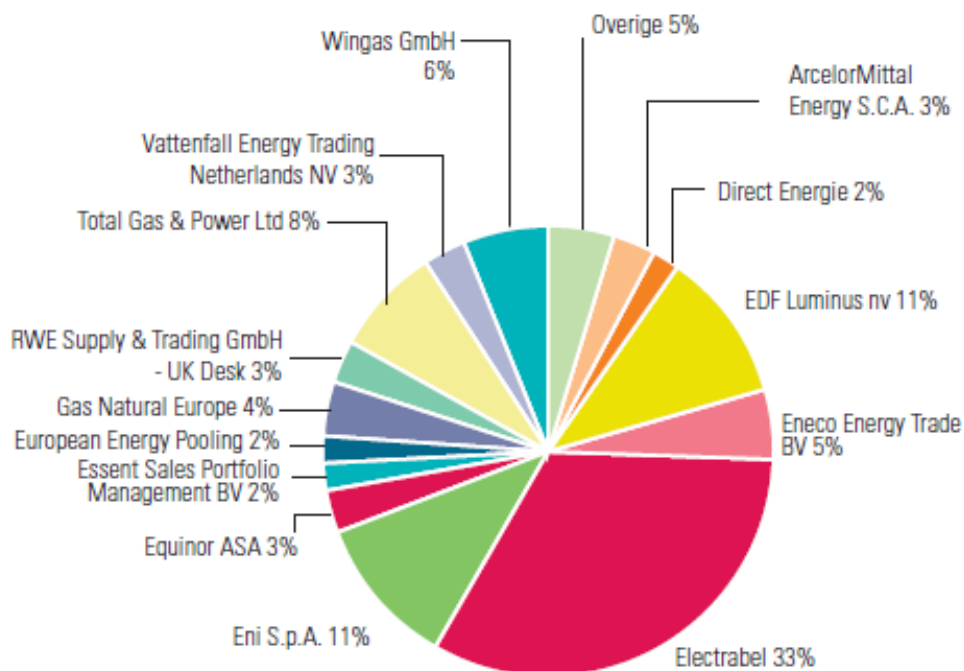
3. Belgische markt van aardgas (bijdrage van de CREG)

3.1. Aardgasleveranciers

België kent een concurrentiële markt voor het verhandelen en leveren van aardgas. Figuur 4 biedt een beeld van de marktaandeelen van de leveringsondernemingen actief op de Belgische aardgasmarkt in 2018. De top 3 van ondernemingen actief op het vervoersnet – die samen een marktaandeel van 55% hebben, een daling met 5% tegenover 2017 – blijft ongewijzigd.

Engie Electrabel behoudt de eerste plaats en ziet zijn marktaandeel licht toenemen van 32,0% tot 32,7%. Eni S.p.A. behoudt de tweede plaats maar ziet zijn marktaandeel opnieuw gevoelig dalen met 6,2%, tot 11,3%. Het aandeel van EDF Luminus stijgt met 0,2% en bereikt zo 10,8%. Total gas & power Ltd, wiens marktaandeel met 4,9% stijgt (tot 7,8%) neemt de vierde plaats over van Wingas GmbH, dat de vijfde plaats bezet met 6,2%. Eneco Energy Trade BV heeft van zijn kant 5,2% marktaandeel. Er zijn slechts zes marktpartijen met een marktaandeel hoger dan 5 %. Het marktaandeel van Gas Natural Fenosa SAS neemt licht af (- 0,3%) tot 3,6 %. Vattenfall Energy Trading Netherlands is stabiel op 3,4%. RWE Supply & Trading GmbH kent een val (- 1,6%) en gaat naar 3,4%. Equinor ASA (Statoil) behoudt zijn marktaandeel op 3,1%. Het marktaandeel van ArcelorMittal Energy SCA stabiliseert op 2,6%. Essent Sales Portfolio Management BV vertegenwoordigt een marktaandeel van 2,2%. De overige actieve netgebruikers hebben elk een marktaandeel onder de 2%. De marktconcentratie daalde in 2018 tegenover 2017.

Figuur 4 : marktaandeelen van de leveringsondernemingen op het vervoersnet in 2018



*Leveringsondernemingen met elk een marktaandeel van minder dan 1%:
Antargaz Finagaz, Axpo Solutions AG, Belgian Eco Energy SA, Energy Global Handel BV, Enovos Luxembourg SA, GETEC Energie AG, Lampiris SA, nat-GAS Aktiengesellschaft, Progress Energy Services, Soc. Europ. de Gestion de l'Energie SA, Uniper Global Commodities SE.

Bron: CREG

3.2. Aardgasbevoorrading

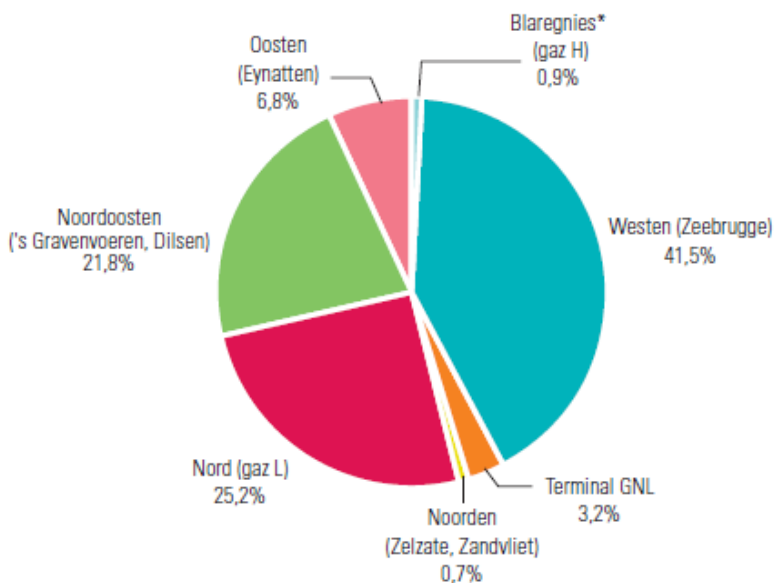
De aardgasleveranciers hebben de keuze uit een waaier van ingangspunten voor toegang tot het aardgasvervoersnet om zowel nationale als internationale aardgastransacties uit te voeren en hun Belgische klanten met H-gas te bevoorraden (Figuur 5).

De aardgasklanten die L-gas verbruiken worden rechtstreeks bevoorradad vanuit Nederland of onrechtstreeks, in tegenstroom, via het interconnectiepunt Blaregnies met Frankrijk.

De invoer van LNG, hoofdzakelijk uit Qatar, via de terminal van Zeebrugge vertegenwoordigt in 2018 een aandeel van 3,2% van de gemiddelde invoerportefeuille voor de Belgische markt.

Zeebrugge is het belangrijkste bevoorradingspunt voor de Belgische aardgasconsumenten en vertegenwoordigde in 2018 een aandeel van 44,7%. Virtueel is er invoer via het interconnectiepunt met Frankrijk te Blaregnies, zowel voor H-gas als voor L-gas, door nominaties in tegenstroom van grens-tot-grens aardgasstromen die initieel bedoeld zijn voor de Franse markt.

Figuur 5 : verdeling van de instroom van aardgas per ingangszone in 2018



*De ingangspunten van Blaregnies worden 'in tegenrichting' gebruikt van de fysieke stromen (reverse flow) door gebruik te maken van de op die punten overheersende doorvoerstromen.

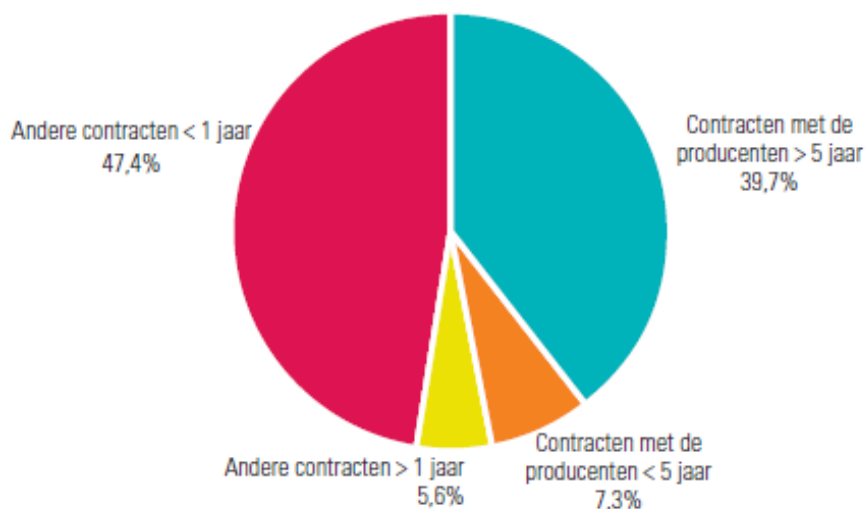
Bron: CREG

Globaal leiden de bevoorradingsportefeuilles van de individuele aardgasleveranciers tot een gespreide bevoorrading volgens contracttype (Figuur 6 en 7). Het aandeel van de rechtstreeks met de aardgasproducenten afgesloten langetermijncontracten met een resterende looptijd van meer dan vijf jaar bedroeg 39,7% (43,8% in 2017) en bleef de belangrijkste component van deze portefeuilles.

De totale bevoorrading via bevoorradingscontracten rechtstreeks afgesloten met aardgasproducenten bedroeg 47,0% (52,9% in 2017). De nettobevoorrading op de groothandelsmarkt steeg in 2018 in belangrijke mate tot 53,0% (47,1% in 2017). Langetermijncontracten met aardgasproducenten blijven de ruggengraat in de portefeuille van de belangrijkste leveranciers op de Belgische markt maar leveranciers bevoorraden zich steeds meer op de groothandelsmarkt (hubs).

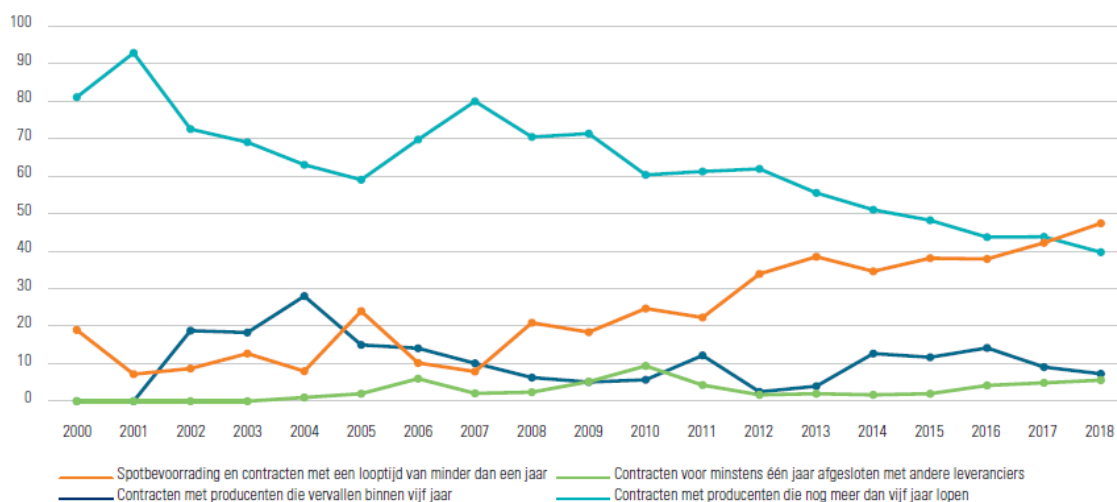
“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 6 : samenstelling van de gemiddelde bevoorradingsportefeuille van de leveranciers die in 2018 in België actief waren



Bron: CREG

Figuur 7 : samenstelling van de gemiddelde bevoorradingsportefeuille voor de Belgische aardgasmarkt tussen 2000 en 2018 (aandelen in %)

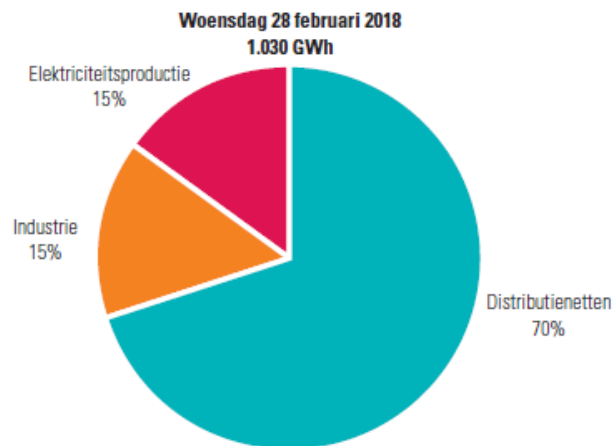


Bron: CREG

3.3. Dekking van de piekafname

De piekafname van aardgas werd in 2018 genoteerd op woensdag 28 februari (Figuur 8). Het Belgisch aardgasverbruik bedroeg toen 1030 GWh (988 GWh in 2017) ofwel tweemaal het gemiddeld dagverbruik. De distributienetten vertegenwoordigden 70% van de piekafname, 15% was bestemd voor elektriciteitsproductie en de resterende 15% werd afgenomen door de industrie.

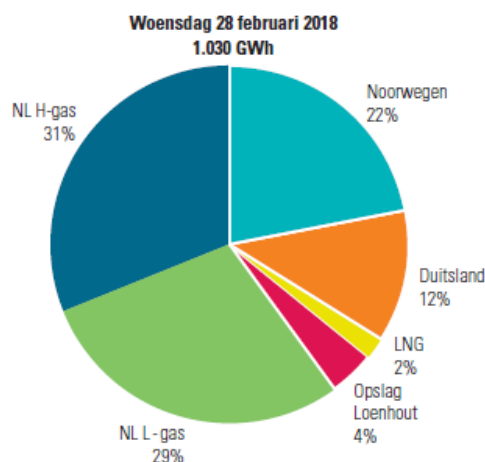
Figuur 8 : verdeling van de piekafname per gebruikerssegment in 2018



(Bron: CREG)

Het piekdagverbruik van 1030 GWh op woensdag 28 februari 2018 werd gedekt door een waaier van aardgasbronnen/invoerroutes (Figuur 9). Via Nederland was er een netto-aardgastoevoer die 60% van de piekvraag dekte (31% H-gas en 29% L-gas). Ongeveer 22% was rechtstreeks afkomstig van de Noorse aardgasvelden in de Noordzee via de Zeepipe die aan land komt in Zeebrugge. De aardgasstromen die via Duitsland op de Belgische markt komen, dekten 12% van de piekvraag. Voorts was 4% van deze piekvraag afkomstig van de ondergrondse opslag van Loenhout en 2% van de LNG-terminal van Zeebrugge. Naarmate het aardgas verhandeld wordt tussen winning en verbruik verdwijnt de oorsprong van aardgas in de anonimiteit.

Figuur 9 : verdeling van de aardgasbronnen/invoerroutes voor de dekking van de piekafname in 2018



Bron: CREG

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3.4. Aardgashandel

Een goed functionerende aardgashandel is een essentieel onderdeel voor het waarborgen van de bevoorradingszekerheid tegen efficiënte prijzen.

België en de omringende landen vertegenwoordigen 57% van de Europese aardgasmarkt. België is gelegen in het centrum van belangrijke aardgascorridors in Noordwest-Europa en kent een intensieve grensoverschrijdende aardgashandel (Figuur 10). Dit gegeven op zich biedt België reeds een waarborg van bevoorradingszekerheid.

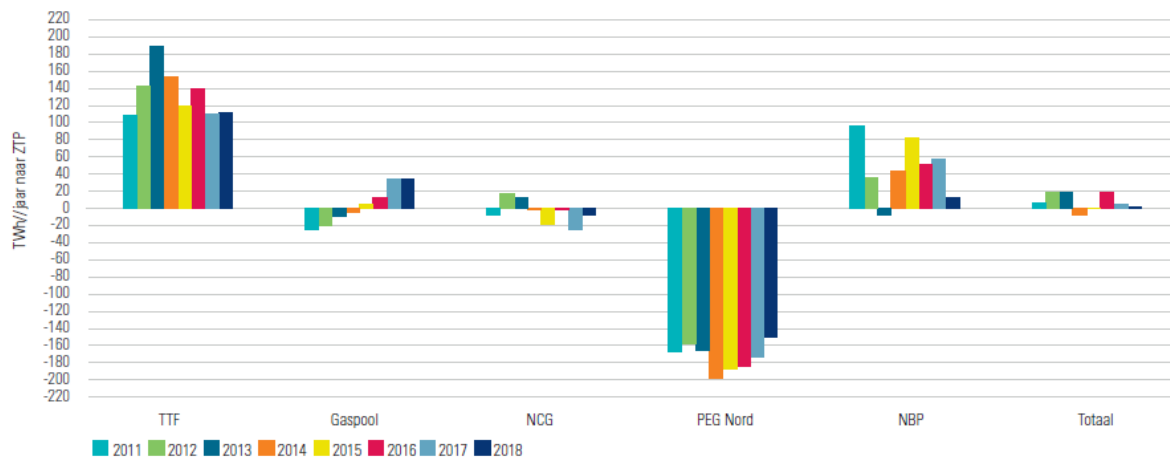
Het Nederlandse aardgashandelsplatform (TTF, *Title Transfer Facility*) is de belangrijkste aanliggende handelsmarkt voor de verhandeling van aardgas (H-gas en L-gas) voor de Belgische markt. In 2018 bedroegen de netto aardgastransacties van TTF naar het Belgische aardgashandelsplatform (ZTP, *Zeebrugge Trading Platform*) 111,5 TWh.

Het Britse aardgashandelsplatform (NBP, *National Balancing Point*) blijft een netto positief saldo vertonen van aardgastransacties naar ZTP (13,0 TWh in 2018).

De aardgastransacties met beide Duitse aardgasmarkten kennen een snelle verandering van richting van stromen tussen exit naar Duitsland en entry naar België. Met het Noord-Duitse aardgashandelsplatform (GASPOOL) bedroegen de netto aardgastransacties naar ZTP 34,30 TWh in 2018 terwijl er netto aardgastransacties van ZTP naar het Zuid-Duitse aardgashandelsplatform (NCG, *NetConnect Germany*) werden genoteerd van 7,8 TWh.

Frankrijk is sterk afhankelijk van aardgastransacties tussen ZTP en het Noord-Franse handelsplatform (PEG Nord, *Point d'Échange de Gaz*, nu PEG) (149,7 TWh in 2018).

Figuur 10 : netto aardgastransacties tussen de Belgische aardgasmarkt ZTP* en de markten in de buurlanden van 2011 tot 2018 (in TWh/jaar, H-gas en L-gas)

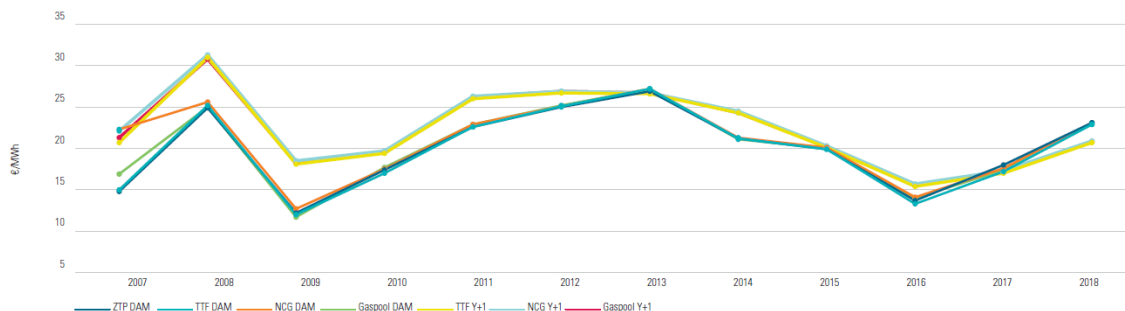


* Sinds 1 oktober 2015 bestrijkt ZTP tevens de Luxemburgse aardgasmarkt

Bronnen: CREG, gegevens gasdata.fluxys.com

De prijscurven in figuur 11 geven de jaarlijkse gemiddelde day-ahead aardgasprijs (DAM) weer voor de Belgische aardgasmarkt ZTP (sinds 1 oktober 2015 bestrijkt ZTP tevens de Luxemburgse aardgasmarkt), het Nederlandse TTF en beide Duitse markten GASPOOL en NCG. Deze prijscurven lopen samen, wat erop wijst dat er vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen deze markten. Deze vlotte uitwisseling van aardgas met prijsconvergentie creëert een robuustheid ter bevordering van de bevoorradingszekerheid. De jaarlijkse gemiddelde year-aheadaardgasprijs (Y+1) wordt tevens in beeld gebracht. Gezien de prijsconvergentie en -correlatie op de kortetermijnmarkt kan de langetermijnprijs in Nederland en Duitsland ook worden gebruikt als referentieprijs voor de Belgisch-Luxemburgse markt.

Figuur 11 : gemiddelde jaarlijkse aardgasprijs op de *day-ahead*- en *year-ahead*markt)



Bronnen: CREG, bewerkte gegevens afkomstig van icis.com, ice.com, eex.com en powernext.com

De gemiddelde aardgasprijs op de kortetermijnmarkt steeg in 2018 tot ongeveer 23,0 €/MWh en die op de langetermijnmarkt tot ongeveer 20,8 €/MWh. Dat is voor de beide producten een stijging, zij het nog niet tot het niveau van 2013, toen ze gemiddeld boven 26 €/MWh noteerden.

De gemiddelde aardgas prijzen op de kortetermijnmarkt in België en in het buitenland lagen op een gelijkaardig niveau met een verschil van 0,8% tussen NCG en ZTP. Deze marktintegratie is van belang opdat prijssignalen zouden functioneren. Een relatieve schaarste wordt zodoende weerspiegeld in stijgende prijzen die vervolgens nieuwe aardgasstromen aantrekken. Een basis marktmechanisme te bevordering van de bevoorradingszekerheid.

3.5. Aardgasstromen

België is door zijn geografische ligging en sterk uitgebouwde aardgasinfrastructuur een belangrijk doorvoerland voor aardgas in Noordwest-Europa. Het volume van doorvoerstromen ligt systematisch hoger dan het binnenlands verbruik en draagt in belangrijke mate bij tot de marktliquideit in België.

Figuur 12 geeft voor de periode 2011-2018 de netto aardgasstromen per betrokken land of via LNG, zowel voor *entry* (positief) als *exit* (negatief). De rode lijn geeft het verschil tussen grensoverschrijdende *entry* en *exit* en komt overeen met de aardgasconsumptie in België.²¹ In 2018 was de aardgasconsumptie 187 TWh, een stijging met 3% ten opzichte van 2017.

De patronen in de grensoverschrijdende aardgasstromen worden hierna in meer detail besproken.

²¹ Dit is niet exact het nettoverbruik aangezien er ook netto stockwijzigingen zijn in de opslag van Loenhout (2011: -0,36 TWh; 2012: +1,45 TWh; 2013: -0,72 TWh; 2014: -1,18 TWh; 2015: +1,82 TWh; 2016: -2,11 TWh; 2017: +3,34 TWh; 2018: -0,83 TWh))

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 12 : grensoverschrijdende aardgasstromen in België (in TWh) (Bron: CREG)



Bron: CREG

Verenigd Koninkrijk (UK): de aardgasstroom vanuit het VK bedroeg in 2011 netto 97 TWh, terwijl er in 2013 een omgekeerde aardgasstroom was van netto 8 TWh, een verandering van 105 TWh op twee jaar tijd. In 2014 zien we dan weer een netto aardgasstroom vanuit het VK van 44 TWh die verder toeneemt met 86% in 2015 om 82 TWh te bereiken om vervolgens terug te vallen tot 52 TWh in 2016. In 2017 wordt er een stijging genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit het VK met 12,7% en bereikt zo een netto volume van 58 TWh die op de Belgische handelsmarkt terecht komt. In 2018 daalt de toevoer van aardgas vanuit het VK tot 13 TWh. Deze fluctuaties tonen vooral de flexibiliteit aan van het aardgassysteem die een efficiënte aardgasbevoorrading ondersteunen.

Nederland (NL): de aardgasstroom vanuit Nederland bedroeg in 2011 netto 109 TWh om vervolgens drastisch te stijgen tot netto 189 TWh in 2013, een stijging van 80 TWh op twee jaar tijd of 74%. In 2014 was er dan weer een daling tot 154 TWh van de netto aardgasstroom vanuit Nederland die verder afneemt tot 119 TWh in 2015 om vervolgens weer te stijgen tot 140 TWh in 2016. In 2017 wordt er een sterke daling genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit Nederland met 21,7% en bereikt zo een netto aardgasstroom van 110 TWh. Dit niveau wordt nagenoeg behouden in 2018 (111,5 TWh). Aardgas vanuit Nederland betreft niet enkel aardgas gewonnen in Nederland (zie bijvoorbeeld L-gas) maar tevens aardgas afkomstig van bronnen elders (bijvoorbeeld vanuit Noorwegen of Rusland) – die al dan niet via verhandeling in Nederland – terecht komt op de Belgische markt.

Noorwegen (NO): de aardgasstromen rechtstreeks uit de Noorse aardgasvelden stegen van 126 TWh in 2011 naar 155 TWh in 2013, of een stijging met 23% op twee jaar. Deze stijgende trend zet zich verder in 2014 om het niveau van 160,5 TWh te bereiken maar kent in 2015 een ommekeer met een daling met 4,5% tot 153 TWh. In 2016 wordt er een lichte stijging genoteerd van 2,7% tot een niveau van 157 TWh. In 2017 wordt er een sterke stijging genoteerd van de aardgasstromen uit de Noorse aardgasvelden met 7,7% om 169,4 TWh te bereiken. In 2018 ligt het niveau op 165,4 TWh ofwel een volume dat overeenkomt met 88,4% van het Belgische aardgasverbruik.

LNG: na een continue daling tussen 2011 en 2014, kende de instroom van LNG een belangrijke herneming in 2015 met een verdubbeling tot 26 TWh, een niveau dat echter nog lager lag dan de helft van de LNG-instroom in 2011. In 2016 keldert de instroom van LNG in België tot op het niveau van 12 TWh ofwel 21% van het instroomvolume van 2011. In 2017 blijft de instroom van LNG in België stabiel op het niveau van 11,9 TWh.

De exitstromen gaan vooral richting Frankrijk en zijn bestemd voor de Franse consumptie. De aardgasstromen naar Frankrijk lagen in 2013 met 165 TWh ongeveer op hetzelfde niveau als in 2011, na een daling in 2012. In 2014 wordt een stijging genoteerd tot 198 TWh, die in 2015 dan weer terugvalt op het niveau van 187 TWh en 183 TWh in 2016. In 2017 kennen de aardgasstromen naar Frankrijk een daling met 5,6% om 173 TWh te bereiken. De daling wordt nog sterker in 2018 en bereikt een volume van 150 TWh. Dit volume is equivalent aan 80% van het Belgische aardgasverbruik. Hierbij moet worden vermeld dat het sinds 1 oktober 2015 voor het eerst mogelijk is om fysisch aardgas over te brengen van Frankrijk naar België dankzij het nieuw interconnectiepunt in het West-Vlaamse Alveringem.

De netto aardgasstroom van 32 TWh naar Duitsland in 2011 veranderde wel in een netto aardgasstroom naar België in 2013 van 4 TWh. In 2014 sloeg de stroomrichting weer om in een netto aardgasstroom van 7 TWh vanuit België naar Duitsland. In 2015 wordt zelfs een verdubbeling genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit België naar Duitsland. In 2016 levert de aardgashandel een netto *entry*stroom van 10 TWh vanuit Duitsland. Ook in 2017 wordt er een netto *entry*stroom genoteerd vanuit Duitsland (9,6 TWh). De netto aardgasstroom vanuit Duitsland kent in 2018 een expansie met een factor van bijna 2,8 om een niveau van 26,5 TWh te bereken.

De Luxemburgse aardgasverbruikers zijn sterk afhankelijk van de aardgasstromen via België. Ter bevordering van de aardgashandel en de leveringszekerheid in Luxemburg zijn sinds 1 oktober 2015 de Belgische en Luxemburgse aardgasmarkt (H-gas) geïntegreerd in één *entry/exit*-zone, één balanceringszone en één gemeenschappelijk handelsplatform (bestaande ZTP: Zeebrugge Trading Platform). Deze markthervorming wordt gunstig geacht voor de fysieke aardgasstromen tussen België en Luxemburg. In 2015 wordt een stijging van 19% genoteerd van de aardgasstromen richting Luxemburg (van 5,3 TWh naar 6,2 TWh) die verder groeit met 4% om een exitstroom van 6,5 TWh te bereiken in 2016. Deze groei wordt verdergezet in 2017 met 11,8% om een volume van 7,3 TWh te vertegenwoordigen. In 2018 bedraagt de aardgasstroom vanuit België naar Luxemburg 6 TWh (een daling van 17,5% ten opzichte van 2017).

3.6. Samenvatting aardgasmarkt

Het aantal leveringsondernemingen op de Belgische aardgasmarkt bedraagt momenteel 25. De Belgische aardgasmarkt kent een sterke graad van diversificatie, zowel in termen van bevoorradingsbronnen als -routes. Onder impuls van de Europese marktorganisatie kent de aardgasmarkt steeds meer transacties op korte termijn, een hogere intensiteit van de handel, een sterkere volatiliteit en een grotere internationale arbitrage en prijskoppeling van de Europese marktplaatsen.

In België zijn de omstandigheden voor het aantrekken en verdelen van aardgasstromen gunstig en dit kan versterkt worden door de geleidelijke overgang naar een geïntegreerde H-gasmarkt in 2029 (uitstap uit L-gas). Het op peil houden van de marktliquiditeit in België is essentieel voor zowel de Belgische bevoorradingszekerheid als voor de bevoorradingszekerheid van andere markten in Noordwest-Europa. Voor de bevoorrading in L-gas zijn er momenteel 18 leveranciers (die tevens actief zijn op de Belgische H-gasmarkt) die quasi uitsluitend aangewezen zijn op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel voor de bevoorrading vanuit Nederland. Evoluties op de

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Belgische L-gasmarkt worden sterk bepaald door de geleidelijke omschakeling van L-gasklanten op H-gas.

De Belgische markt heeft een zeer flexibel bevoorradingspatroon van aardgas en dit heeft alles te maken met de intense grensoverschrijdende aardgashandel in België en de keuze uit diverse routes en bronnen naargelang de marktomstandigheden. Het is net deze grensoverschrijdende handel en het internationaal portefeuillebeheer van de diverse leveranciers die zorgen voor liquiditeit in België zelf en die bijdragen tot het waarborgen van efficiënte groothandelsprijzen en bevoorradingszekerheid.

4. Evolutie op middellange en lange termijn van het jaarlijkse verbruik van aardgas in België (bijdrage van FPB)

Zoals uitgelegd in afdeling 2.2, gebeuren het dimensioneren van een gastransmissienet en het inschatten van de capaciteit om aan de vraag te beantwoorden op basis van het piekverbruik per dag en zelfs per uur volgens het principe “wie meer kan, kan ook minder”.

Toch is het interessant en nuttig de toekomstige evolutie van het jaarlijkse verbruik van aardgas in België en de verdeling ervan in de verschillende sectoren te bekijken volgens de verschillende scenario's. Een toenemend jaarlijks verbruik kan immers een verhoging van het piekverbruik voorspellen.

4.1. De scenario's

De analyse van de evolutie op (middel)lange termijn van de vraag naar aardgas werd uitgevoerd op basis van de studie van het Federaal Planbureau "*Insights in a clean energy future for Belgium – Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework*", die in 2018 werd gepubliceerd. Deze publicatie beschrijft vier scenario's: een referentiescenario en drie alternatieve scenario's.

Het referentiescenario (REF) is een projectie bij ongewijzigd beleid. De drie alternatieve scenario's zijn verenigbaar zowel met het Europese klimaat- en energiekader 2030 als met de broeikasgasemissiereductiedoelstellingen (BKG) voor 2050 op EU-niveau (met name -80 % ten opzichte van 1990). Ze verschillen in de hypothese rond de BKG-reducties in de Belgische niet-ETS-sector²², rekening houdend met de flexibiliteit aangeboden door de Europese Verordening op de Burden Sharing. De overwogen reducties bedragen respectievelijk 27% (Alt1), 32% (Alt2) en 35% (Alt3) in 2030 ten opzichte van 2005.

De hypothesen waarop deze scenario's gebaseerd zijn worden in bovenvermelde studie beschreven. Toch lijkt het ons gepast om twee belangrijke hypothesen te herhalen gezien de aanzienlijke impact ervan op het toekomstige verbruik van aardgas.

De eerste hypothese betreft de nucleaire energie voor de elektriciteitsproductie: zo werd er beslist het wettelijke kader van 2015, dat nog geldig is, te weerhouden.²³ Volgens dit wettelijke kader zullen alle Belgische kernreactoren (ongeveer 6000 MW geïnstalleerde capaciteit) tussen 2022 en 2025 gesloten worden.

De tweede hypothese betreft de voornaamste strategie om de BKG-emissiereducties te verhogen in niet-ETS-sectoren van het ene alternatieve scenario naar het andere. Op basis van de energiemix in het scenario Alt1, worden bijkomende emissiereducties in Alt2 en Alt3 uitgevoerd door de elektrificatiegraad van het verbruik in niet-ETS-sectoren te verhogen. Het gaat hoofdzakelijk om elektrische warmtepompen voor de verwarming van gebouwen en elektrische voertuigen voor personentransport.

Afdeling 4.2 hieronder stelt een analyse voor van de evolutie van het jaarlijks sectoraal aardgasverbruik in de vier scenario's van de studie van het Federaal Planbureau. Afdeling 4.3 beschrijft nadien de totale aardgasbehoefte volgens de vier zelfde scenario's. Bovendien wordt een beknopte vergelijking van de resultaten van de studie van het FPB met deze van het TYNDP van ENTSOE, eveneens in 2018 gepubliceerd, in bijlage voorgesteld.

²² d.w.z. de sectoren die niet onderworpen zijn aan het emissiehandelssysteem van de Europese Unie.

²³ Wet van 6 juli 2015 tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie teneinde de bevoorradingszekerheid op energiegebied te garanderen.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

4.2. Evolutie van het jaarlijks sectoraal aardgasverbruik

De volgende indicatoren worden achtereenvolgens bestudeerd (over de periode 2030-2040): het aardgasverbruik van de industrie (afdeling 4.2.1), de residentiële en tertiaire sectoren (afdeling 4.2.2), het transport (afdeling 4.2.3) en de elektriciteitssector (afdeling 4.2.4). Het verbruik wordt in TWh-CBW (calorische bovenwaarde) uitgedrukt.

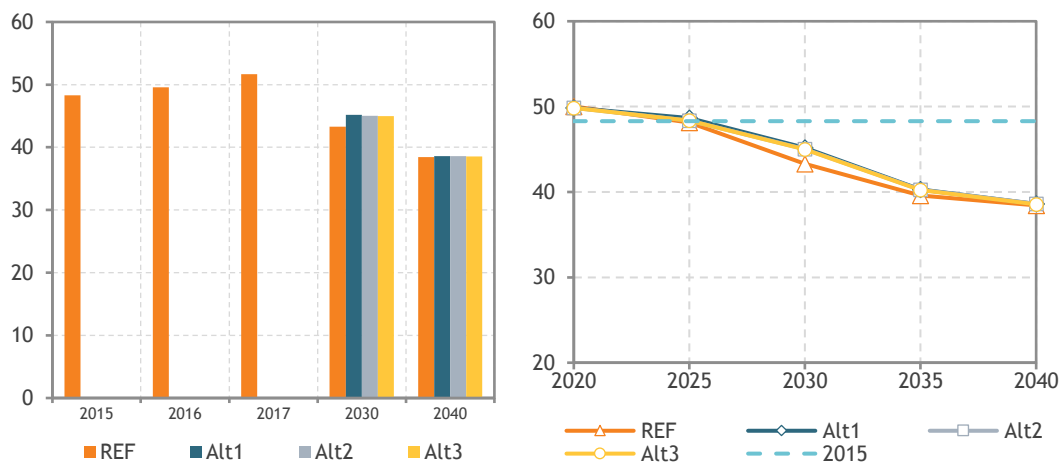
4.2.1. Industrie

Volgens Eurostat was in 2017 bijna een derde (35 %) van de totale aardgasbehoefte van het land bestemd voor de industrie. Het aardgasverbruik van de industrie is verdeeld over *energetisch verbruik* (aardgas gebruikt als brandstof) en *niet-energetisch verbruik* (aardgas gebruikt als grondstof). In 2017 bedroeg het aardgasverbruik in de industrie 65,4 TWh en was als volgt verdeeld: 79 % voor energetische (of 51,7 TWh) en 21 % voor niet-energetische doeleinden (of 13,7 TWh).

Het *niet-energetisch verbruik* van aardgas neemt in alle scenario's af. In het referentiescenario bedraagt het 12,3 TWh in 2030 en 11,9 TWh in 2040. In de alternatieve scenario's wordt het verbruik respectievelijk op 12,1 TWh en 11 TWh in 2030 en 2040 geschat.

Figuur 13 hieronder toont de evolutie van het *energetisch verbruik* van aardgas door de industrie naargelang het scenario.

Figuur 13: evolutie van het energetisch verbruik van aardgas door de industrie naargelang het scenario (TWh)



Bron: Eurostat (statistieken 2015, 2016 en 2017) en FBP (2018).

Het *energetisch verbruik* van aardgas door de industrie daalt gestaag tegen 2040; bovendien is het evolutieprofiel van het verbruik bijna identiek in de vier scenario's.

De drie belangrijkste factoren die de evolutie van het aardgasverbruik in de industrie bepalen, zijn: (1) de economische groei die de industriële activiteit beïnvloedt, (2) de daling van de energie-intensiteit van de industrie²⁴ en (3) de substituties tussen energievormen. De twee laatste factoren overheersen de eerste en vinden hun oorsprong vooral in de toepassing van de

²⁴ De energie-intensiteit van de industrie is gelijk aan de verhouding tussen het energie-eindverbruik en de toegevoegde waarde van de industrie.

Europese doelstellingen Klimaat-Energie op middellange en lange termijn, en in het duurder worden van de energieprijzen in het algemeen en van aardgas in het bijzonder. Er dient opgemerkt te worden dat de evolutie van de economische groei en van de prijzen voor fossiele brandstoffen in alle scenario's identiek is.

Het verbruik van aardgas daalt met 6 à 10% in 2030, naargelang het scenario, en met 20% in 2040 t.o.v. het niveau van 2017. Het bedraagt tussen 43,3 en 45,2 TWh in 2030 en 38,5 TWh in 2040 tegenover 48,3 TWh in 2015 en 51,7 TWh in 2017.

4.2.2. Residentiële en tertiaire sectoren

In de residentiële en tertiaire sectoren wordt aardgas vooral gebruikt voor de verwarming van gebouwen. De andere toepassingen zijn de productie van warm water en koken.

Volgens Eurostat was in 2017 meer dan een derde (37 %) van de aardgasbehoefte van het land bestemd voor de residentiële en tertiaire sectoren. Dat kwam overeen met een verbruik van 69,7 TWh.

De evolutie van het aardgasverbruik van de residentiële en tertiaire sectoren tegen 2040 naargelang het scenario wordt voorgesteld in figuur 14.

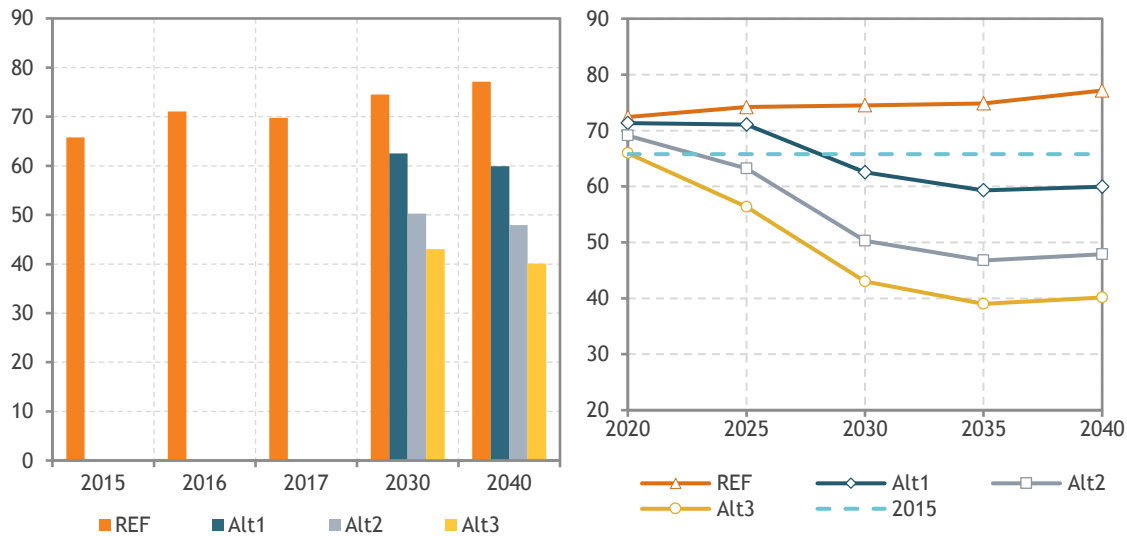
De economische groei beïnvloedt het beschikbaar gezinsinkomen, het activiteitsniveau van de tertiaire sector en dus ook het energieverbruik in het algemeen en van aardgas in het bijzonder. De aardgasprijs, of meer exact de evolutie van de relatieve aardgasprijzen ten opzichte van de andere energievormen, beïnvloedt ook het aardgasverbruik voor toepassingen die gesubstitueerd kunnen worden, zoals de verwarming. Tot slot, de doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen, energie-efficiëntie en broeikasgasemissiereductie in de non-ETS hebben eveneens een impact op het aardgasverbruik van de residentiële en tertiaire sectoren.

Het referentiescenario is het enige scenario dat een verhoging van het aardgasverbruik kent. In al de andere scenario's daalt het aardgasverbruik tegen 2040.

In het referentiescenario neemt het aardgasverbruik toe met 13 % in 2030 en met 17 % in 2040 t.o.v. het niveau van 2017. Het bedraagt zo 74,5 TWh in 2030 en 77,1 TWh in 2040 tegenover 69,7 TWh in 2017. Hiermee volgt het aardgasverbruik de positieve evolutie van het aantal huishoudens (en bijgevolg van het aantal huisvestingen) en de toegevoegde waarde van de tertiaire sector, niettegenstaande de verbetering van de energie-efficiëntie van de verwarmingsketels en van de energieprestaties van de gebouwen.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 14: evolutie van het aardgasverbruik in de residentiële en tertiaire sectoren naargelang het scenario (TWh)



Bron: Eurostat (statistieken 2015, 2016 en 2017) en FBP (2018).

In de alternatieve scenario's daalt het aardgasverbruik onder impuls van strengere normen voor de energieprestatie van gebouwen dan in het referentiescenario²⁵ en van de ontwikkeling van elektrische warmtepompen die de klassieke mazout- of aardgasketels langzaam vervangen.

De daling van het aardgasverbruik is des te uitgesprokener naarmate de BKG-emissiereductie in de niet-ETS-sector significant is. Dit resultaat volgt de gedifferentieerde ontwikkeling van warmtepompen in de alternatieve scenario's en bijgevolg de contrasterende elektrificatiegraad van de verwarmingsgebruiken. In het scenario *Alt1* daalt het aardgasverbruik met 5% tussen 2017 en 2030 waar het 62,5 TWh bedraagt, dan blijft dalen tot 9% onder het niveau van 2017 (59,9 TWh) in 2040. In het scenario *Alt3* bedragen de dalingsgraden respectievelijk 35 en 39%, en het aardgasverbruik bedraagt 43 TWh in 2030 en 40,1 TWh in 2040.

Het verschil tussen de laagste waarde en de hoogste waarde van het aardgasverbruik bedraagt 31,5 TWh in 2030 en 37 TWh in 2040. Dit verschil is aanzienlijk, het stemt overeen met ongeveer de helft van het aardgasverbruik in 2017.

4.2.3. Transport

Het aardgasverbruik voor transport is momenteel marginaal. Volgens Eurostat vertegenwoordigde transport in 2017 minder dan 0,5% van de aardgasbehoefte van het land (0,5 TWh). Er wordt toch verwacht dat het zich in de komende jaren ontwikkelt onder impuls van de verplichtingen betreffende de BKG-emissies, in de vorm van compressed natural gas (CNG) voor voertuigen of van liquefied natural gas (LNG) voor vrachtwagens of schepen.

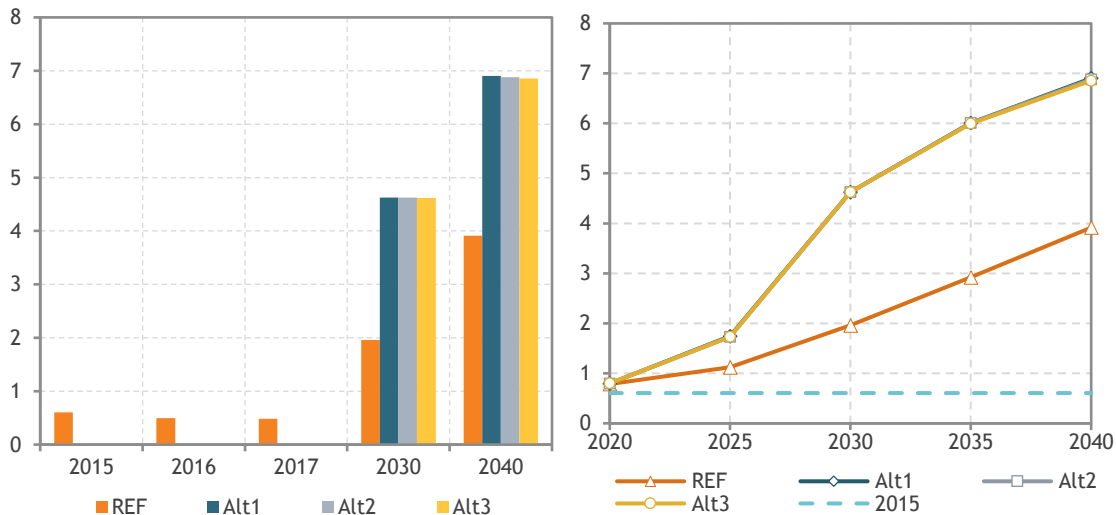
De evolutie van het aardgasverbruik in transport volgens de verschillende scenario's wordt in figuur 15 voorgesteld.

In het referentiescenario wordt het aardgasverbruik tussen 2017 en 2040 met acht vermenigvuldigd. Het bedraagt respectievelijk 2 TWh en 3,9 TWh in 2030 en 2040.

²⁵ Ter illustratie leiden deze strengere normen tot een gemiddelde energieprestatie van het park van residentiële huisvestingen tussen 134 kWh/m² en 116 kWh/m² in 2030, terwijl die 165 kWh/m² in het referentiescenario bedraagt.

De toename van het aardgasverbruik is nog spectaculairder in de alternatieve scenario's: het is 14 maal hoger in 2040 dan in 2017. Het bedraagt zo 4,6 TWh in 2030 en 6,9 TWh in 2040. Het verschil in verbruik tussen het referentiescenario en de alternatieve scenario's is ongeveer 3 TWh in 2030 en 2040.

Figuur 15: evolutie van het aardgasverbruik in transport naargelang het scenario (TWh)



Bron: Eurostat (statistieken 2015, 2016 en 2017) en FBP (2018).

4.2.4. Elektriciteitssector

In de elektriciteitsproductie in België vervult aardgas een belangrijke rol. In de toekomst zou de rol van aardgas zich nog versterken. Hiervoor bestaan verschillende redenen waaronder de sluiting van de kernreactoren tussen 2022 en 2025, alsook de flexibiliteit die de gascentrales bieden in een elektriciteitsproductiemix waarin variabele hernieuwbare energiebronnen (wind, zon) zich ontwikkelen.

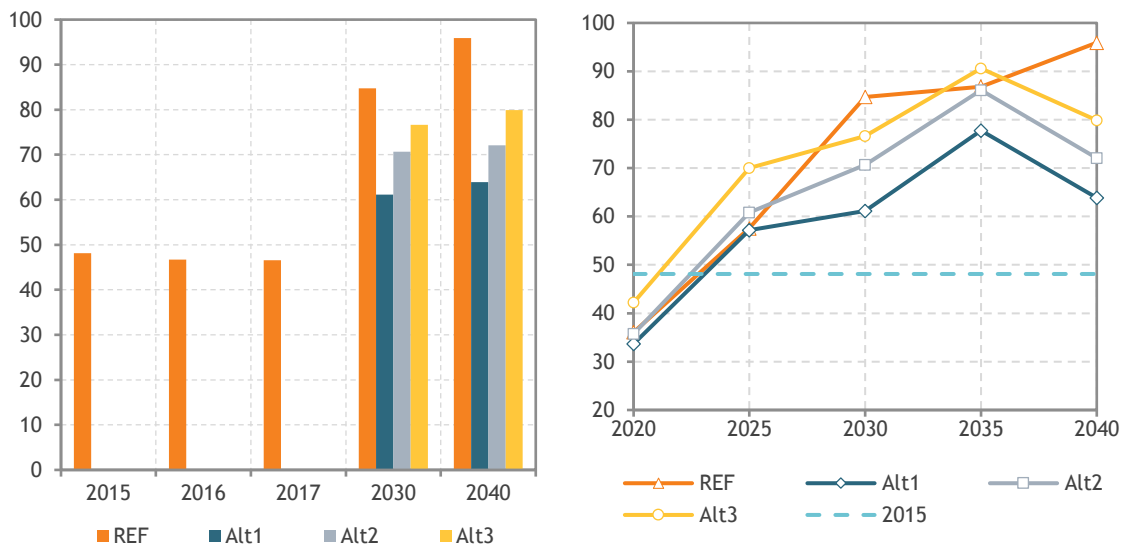
In het referentiescenario loopt het aandeel van aardgas op tot bijna 63 % van de netto elektriciteitsproductie in 2030 en 2040. In de alternatieve scenario's schommelt het percentage tussen 46 en 50 % in 2030 en tussen 42 en 45 % in 2040. De minder hoge percentages dan in het referentiescenario worden verklaard door een meer significante ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen.

In een context van groei van de finale elektriciteitsvraag²⁶ resulteert het grotere aandeel van elektriciteit opgewekt vanuit aardgas in een verhoging van het aardgasverbruik door de elektriciteitssector. Dit blijkt uit figuur 16.

Figuur 16: evolutie van het aardgasverbruik in de elektriciteitssector naargelang het scenario (TWh)

²⁶ Gemiddeld 0,7% per jaar over de periode 2015-2040 in het referentiescenario; tussen 1,0 en 1,5% in de alternatieve scenario's.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”



Bron: Eurostat (statistieken 2015, 2016 en 2017) en FBP (2018)

In het referentiescenario bedraagt het aardgasverbruik 84,7 TWh in 2030 en 95,9 TWh in 2040. Vertrekkend van het niveau van 46,6 TWh in 2017²⁷ betekent deze evolutie een verhoging van de aardgasbehoefte voor de productie van elektriciteit met 76 % tussen 2017 en 2030 en met 99 % tussen 2017 en 2040.

Onder de alternatieve scenario's worden de laagste aardgasbehoeften waargenomen in het scenario waar de vraag naar elektriciteit (of de elektrificatiegraad van de eindvraag) lager is (*Alt1*). Daarentegen zijn de hoogste behoeften terug te vinden in het scenario waar de vraag naar elektriciteit het hoogst is (*Alt3*)²⁸. In 2030 schommelt het aardgasverbruik tussen 61,1 en 76,6 TWh, dit is een stijging van 27 tot 59 % ten opzichte van 2017. In 2040 schommelt de marge tussen 63,9 en 79,9 TWh, dit is een stijging van 33 tot 66% ten opzichte van 2017.

Er bestaat dus een grote variabiliteit in het verbruik naarmate het scenario. In 2030 bedraagt het verschil tussen de twee grenswaarden 24 TWh; dit is de helft van het verbruik van 2017. In 2040 neemt het verschil toe en bedraagt 32 TWh, dit is ongeveer 70 % van het verbruik van 2017.

4.3. Evolutie van de totale aardgasbehoefte

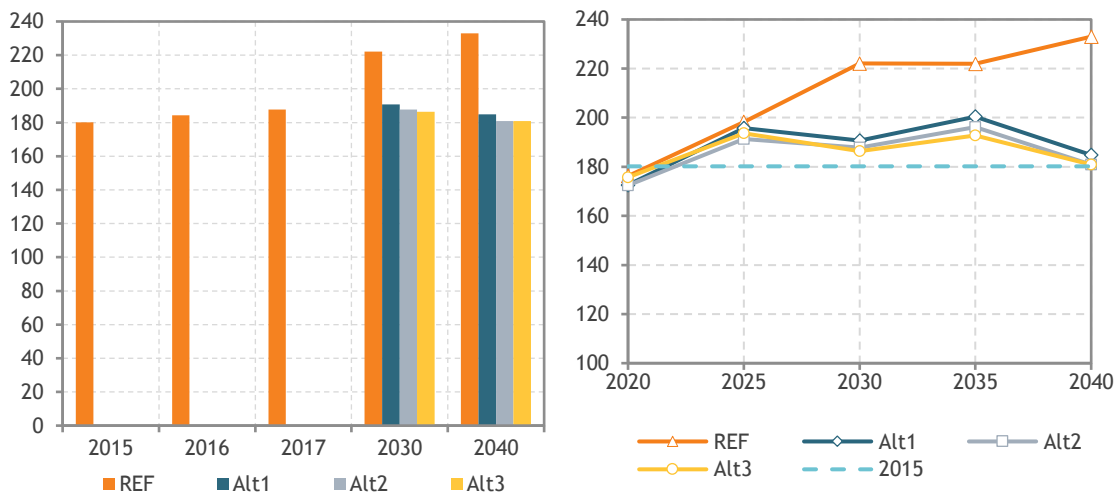
De twee volgende figuren (17 en 18) groeperen de eerder beschreven sectorale resultaten waardoor we een globaal beeld krijgen van de evolutie van de jaarlijkse totale aardgasbehoefte van het land tegen 2040 volgens de scenario's die aan bod kwamen in de FBP-studie.

Naast het aardgasverbruik van de sectoren van de eindvraag (industrie - energetisch en niet-energetisch verbruik -, residentiële en tertiaire sector, transport) en van de elektriciteitssector, omvatten de in figuur 17 voorgestelde projecties ook het verbruik van de energietak (raffinaderijen, enz.). Het aardgasverbruik van de energietak vertegenwoordigt in de periode 2015-2040 2 à 3 % van de totale aardgasbehoefte, en dit ongeacht het scenario.

Figuur 17: evolutie van de totale aardgasbehoefte van België naargelang het scenario (TWh)

²⁷ Hier is sprake van de hoeveelheid gas gebruikt om elektriciteit te produceren, terwijl in figuur 2 van dit document sprake is van de hoeveelheid elektriciteit geproduceerd vanuit aardgas. In 2017 werden er dus 22,9 TWh elektriciteit (fig. 2) geproduceerd vanuit 46,6 TWh aardgas (fig. 16).

²⁸ De netto-invoer van elektriciteit is identiek in de drie alternatieve scenario's.



Bron: Eurostat (statistieken 2015, 2016 en 2017) en FBP (2018).

De toekomstige aardgasbehoefte neemt regelmatig toe in het referentiescenario, terwijl deze bijna op hetzelfde niveau als in 2017 blijft in de alternatieve scenario's. Bovendien balanceren de sectorale variaties tussen de alternatieve scenarios elkaar grotendeels uit, wat de verschillen op het niveau van de jaarlijkse totale vraag vermindert.

In het referentiescenario bedraagt de aardgasbehoefte 222 TWh in 2030 en 233 TWh in 2040. Ten opzichte van 2017 vertegenwoordigen deze hoeveelheden een verhoging van onze behoefte met respectievelijk 23 en 29 %.

In de alternatieve scenario's schommelt onze aardgasbehoefte tussen 180 TWh en 200 TWh in de periode 2030-2040, in vergelijking met 188 TWh in 2017. De significante verschillen in verbruik bevinden zich dus tussen het referentiescenario en de alternatieve scenario's. In 2030 schommelt het verschil in verbruik tussen 31 en 36 TWh. In 2040 schommelt de marge van 48 tot 52 TWh.

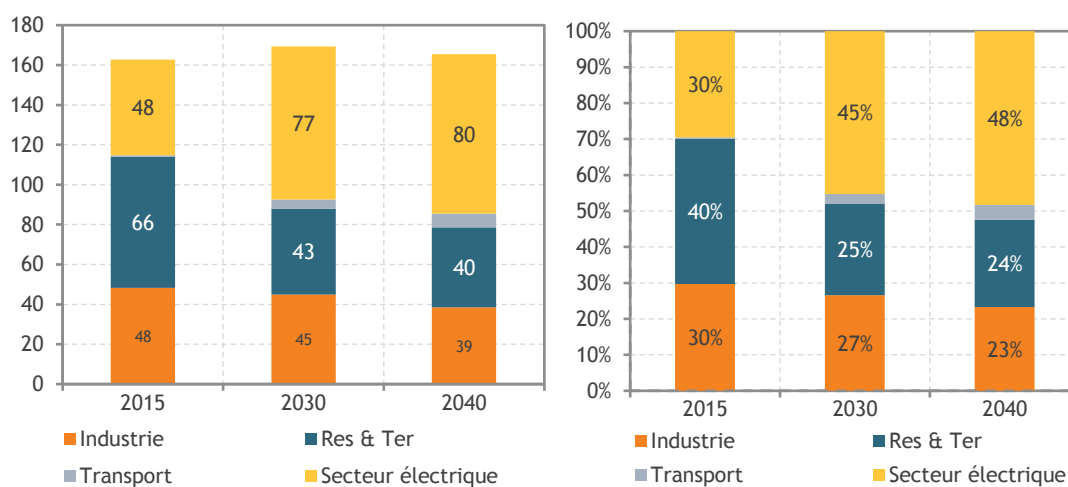
In de alternatieve scenario's wordt de sterke groei van de vraag naar aardgas in de elektriciteitssector goedgehaakt door de verbruiksreducties in de industrie, maar vooral in de residentiële en tertiaire sectoren.

Dit systeem van communicerende vaten wordt op figuur 18 in absolute bedragen (TWh) en in percentages weergegeven. Er dient op te worden gewezen dat deze figuur noch het niet-energetisch verbruik van aardgas noch dit van de energietak overneemt, en dat dit met scenario *Alt3* overeenstemt. *Alt3* is het alternatieve scenario waarin een vermindering van 35% ten opzichte van 2005 van de broeikasgasemissies in de non-ETS wordt verwezenlijkt.

In 2030 en 2040 wordt meer dan 45% van onze aardgasbehoefte bestemd voor de elektriciteitssector, in vergelijking met 30% in 2015. Daarentegen krimpt het aandeel van de residentiële en tertiaire sectoren sterk in. In 2030 en 2040 vertegenwoordigen deze sectoren maar een vierde van onze totale aardgasbehoefte, tegenover 40% in 2015.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 18: evolutie van de sectorale verdeling van de aardgasbehoefte, scenario Alt₃
TWh (links) en in % (rechts)



Bron: Eurostat (statistieken 2015, 2016 en 2017) en FPB (2018)

De hiervoor voorgestelde resultaten tonen dat de implementatie van de energie- en klimaatdoelstellingen in 2030 en op langere termijn onze aardgasbehoefte inperkt ten opzichte van de perspectieven bij ongewijzigd beleid, maar dat ze deze niet vermindert vergeleken met de huidige situatie.

5. Wereldwijde evolutie van de aardgasvraag en -productie

In 2017 schatte het Internationaal Energie Agentschap (IEA) de wereldreserves in aardgas op 215 000 miljard m³, d.w.z. de volumes die onder de technische en economische voorwaarden van het moment in (binnenkort) ontgonnen lagen kunnen worden ontgonnen.²⁹ Dit vertegenwoordigt ongeveer 60 jaar verbruik in het tempo van 2017.³⁰

De bronnen, d.w.z. het geheel van de volumes bevat in de aardse ondergrond, werden dan op 800 000 miljard m³ ingeschat, waarvan 45 % uit niet-conventionele bronnen kwam (schaliegas, uit laagpermeabel gesteente gewonnen gas, lichtgas).

Nog steeds volgens het IEA bedroeg de vraag naar aardgas 2516 miljard m³ in 2000. In 2017 bedroeg ze 3752 miljard m³.³¹

Voor de toekomst vermelden de drie overwogen scenario's van het IEA in zijn "*World Energy Outlook 2018*" (WEO 2018) allemaal een groeiende wereldwijde vraag naar aardgas tegen 2025 en 2040 ten opzichte van het verbruik van 2017. Volgens deze scenario's zou de wereldwijde vraag naar aardgas in 2040 toenemen met 11 % (scenario "*Sustainable development*") tot 55 % (scenario "*Current policies*") ten opzichte van 2017, hoofdzakelijk onder impuls van de grote Aziatische landen.

In het scenario met titel "*Sustainable Development*" zou gas de meest gebruikte fossiele brandstof tegen 2040 worden en bijna 40 % van de jaarlijks wereldwijd verbruikte primaire energie vertegenwoordigen.

Voor Europa voorziet het IEA in een vermindering van het verbruik met ongeveer 20 % tegen 2040 volgens het tussenscenario "*New policies*". Het IEA voorziet eveneens in een daling met 87 % van de Europese productie die zich momenteel grotendeels in de Noordzee en in de noordwestelijke regio (hoofdzakelijk Nederland en het Verenigd Koninkrijk) bevindt en in een daling van ongeveer 23 % van de Noorse productie.

Deze daling van de binnenlandse productie zou goedge maakt worden door een verhoging van de invoer, hoofdzakelijk onder de vorm van LNG uit verschillende landen (Midden-Oosten, Sub-Sahara Afrika, VS), en door de invoer via pijpleidingen vanuit Rusland op een hoog niveau te handhaven; deze twee bevoorradingsbronnen concurreren met elkaar en laten op die manier een zekere bevoorradingsdiversiteit toe.

²⁹ Definities van "reserves" en "bronnen" op <https://www.connaissancedesenergies.org>

³⁰ "Outlook for Natural Gas – Excerpt from Energy Outlook 2017" gratis beschikbaar op de website van het IEA www.iea.org > World Energy Outlook

³¹ Beschikbaar op de website www.iea.org > World Energy Outlook. Ter herinnering: het Belgische gasverbruik bedroeg ongeveer 17 miljard m³ in 2017.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

6. Europese wetgeving op het vlak van bevoorradingszekerheid van gas

De gastransmissienetten van de verschillende lidstaten worden met elkaar verbonden op het niveau van te land interconnectiepunten of via onderzeese pijpleidingen om een echt Europees netwerk te vormen. Dit netwerk garandeert de transmissie van gas tussen de bronnen en de gebruikers die soms honderden of duizenden kilometers van elkaar gescheiden zijn.

Voor België is bijna 97,5 % van het in 2017 op het grondgebied verbruikte gas via deze interconnectiepunten of onderzeese pijpleidingen gepasseerd. Slechts 2,5 % werd in België met schepen ingevoerd onder de vorm van LNG.³²

Aangezien het gemakkelijk is gas via leidingen te vervoeren, gezien de omvang ervan en de talrijke ingangspunten, laat het Europese aardgastransmissienet aan de verschillende lidstaten toe om hun bevoorradingsbronnen te verveelvoudigen en is het dus een belangrijke factor voor de bevoorradingszekerheid.

De gasmarkt is nog sterk geïnternationaliseerd sinds de vrijmaking ervan onder Europese impuls in het begin van de jaren 2000. Er zijn veel verkopers actief in België die ook in de buurlanden actief zijn. Hun portefeuille van bevoorradingscontracten wordt steeds meer (,) verhandeld in een wereldwijd perspectief, en niet meer land per land.

Daarom is het essentieel om de bevoorradingszekerheid op een supranationaal (in dit geval Europees) niveau te behandelen.

6.1. Verordening (EU) 2017/1938

De huidige Europese wetgeving met betrekking tot de bevoorradingszekerheid van gas bestaat hoofdzakelijk in de Verordening (EU) 2017/1938 (“de Verordening” verder in dit document).³³

De Verordening legt aan elk land op om een bevoegde autoriteit aan te duiden voor de bevoorradingszekerheid van gas en de implementatie van deze verordening. Voor België is dit de Algemene Directie Energie van de FOD Economie.³⁴

Iedere bevoegde autoriteit bepaalt de “beschermde klanten” in de zin van de Verordening, i.e. klanten die bij crisis prioritair moeten worden bevoorraad. Voor België gaat het om al de klanten die op de openbare distributienetten worden aangesloten, zijnde hoofdzakelijk huishoudens, stadsverwarmingsinstallaties, K.M.O.’s, ziekenhuizen, scholen en administraties.

Om de soepelheid van het Europese gastransmissienet te versterken legt de Verordening ook aan de lidstaten op om de bidirectionaliteit op de verschillende punten van grensoverschrijdende intra-Europese interconnectie te garanderen, behalve in geval van een behoorlijk te rechtvaardigen uitzondering.

De Verordening voorziet ook dat de lidstaten drie documenten volgens een zeer gedetailleerd schema opstellen, deze om de vier jaar bijwerken en deze aan de Commissie meedelen: een evaluatie van de risico’s, een preventief actieplan en een noodplan. In tegenstelling tot de evaluatie van de risico’s moeten het preventief actieplan en het noodplan eveneens openbaar gemaakt worden.

³² Bron: AD Energie, Dienst Energiemonitoring & Elektriciteitssysteem.

³³ Verordening (EU) 2017/1938 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2017 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid en houdende intrekking van Verordening (EU) nr. 994/2010.

³⁴ Overeenkomstig artikel 15/13, § 6 van de wet van 12 april 1965 zoals gewijzigd door de wet van 8 januari 2012.

Deze Verordening neemt eigenlijk de bepalingen van Verordening 994/2010 over, die ze schrapt, en voegt twee nieuwe belangrijke elementen toe: de verplichting om een solidariteitsmechanisme tussen buurlanden bij crisis te voorzien en de uitvoering van gemeenschappelijke risico-evaluaties.

Het solidariteitsmechanisme is een laatste redmiddel waardoor een lidstaat die niet meer in staat is zijn huishoudens en essentiële sociale diensten (ziekenhuizen, rusthuizen, enz.) te bevoorraden, aan zijn buurlidstaten mag vragen maatregelen te nemen om gas beschikbaar te maken dat zal dienen om de ontbrekende volumes van de verzoekende lidstaat te dekken.

Dit solidariteitsmechanisme wordt niet uitvoeriger in dit verslag besproken. Het moet immers nog door overeenkomsten tussen buurlanden geïmplementeerd worden. Er zijn momenteel besprekingen lopend daarvoor.

De Verordening legt ook op aan de lidstaten die eenzelfde grote bevoorradingsweg gebruiken om zich te hergroeperen teneinde tot een gemeenschappelijke, regionale risico-evaluatie voor deze bevoorradingsweg over te gaan, en deze aan de Europese Commissie mee te delen. De lidstaten moeten daarna ook in hun preventieve actieplannen en noodplannen de resultaten van elke risico-evaluatie waaraan ze deelgenomen hebben en de hieraan geassocieerde maatregelen opnemen.

6.2. Evaluatie van de risico's

De eerste evaluatie van de risico's op het vlak van de bevoorradingszekerheid van aardgas volgens de Verordening 994/2010 werd voor België in 2011 uitgevoerd en aan de Europese Commissie gecommuniceerd. Er werden daarna twee tweejarige updates volgens dezelfde Verordening uitgevoerd.

In februari 2019 werd er een vierjaarlijkse update van de evaluatie van de risico's volgens de nieuwe Verordening 2017/1938 uitgevoerd en aan de Commissie meegedeeld.³⁵ Ter herinnering: dit document is niet publiek.

De evaluatie van de risico's en de updates ervan worden samen met de CREG uitgevoerd.

Zoals reeds meegedeeld rust de bevoorradingszekerheid van gas in een vrijgemaakte markt op 2 voornaamste elementen: een voldoende afgemeten en betrouwbaar transmissienet en een goed werkende markt.

Voor de marktcomponent neemt de evaluatie van de risico's van 2019 dezelfde argumenten over als deze voorgesteld in afdeling 3 van dit verslag om de goede werking van de markt te garanderen.

6.2.1. N-1 methode

Voor wat het transmissienet betreft, schrijft de Europese Unie voor om de N-1 ("N min 1") methode te gebruiken om zijn correcte dimensionering te beoordelen. Om deze methode toe te passen worden het H-gasnet en het L-gasnet onderscheiden.

Deze methode bestaat erin de technische capaciteit van het net te beoordelen om de vraag te beantwoorden op een dag van uitzonderlijke vraag zoals het om de 20 jaar gebeurt (verder "een

³⁵ Risk assessment Belgium after Regulation (EU)2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard security of gas supply – February 2019.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

dag van uitzonderlijke vraag”) door de grootste transmissie-infrastructuur als ‘buiten dienst’ te beschouwen.

Tot nu toe vindt de dagelijkse piekvraag ieder jaar op een zeer koude dag plaats. Gezien de temperatuurmetingen van de laatste 100 jaar en rekening houdend met klimaatverandering, wordt de gemiddelde temperatuur op een koude dag zoals het gemiddeld om de 20 jaar gebeurt nu op -11°C ingeschat. Deze temperatuur wordt dus gebruikt om een dag van uitzonderlijke vraag te kenmerken.

Aangezien er geen congestiepunten op het Belgische transmissienet van aardgas bestaan en het net volgens een *entry/exit* model wordt beheerd,³⁶ zijn de in beschouwing genomen installaties de verschillende ingangspunten op het net, met name de grensoverschrijdende interconnectiepunten, de connectiepunten met de onderzeese pijpleidingen, de LNG-terminal, de ondergrondse opslag van Loenhout (en de conversiestations $\text{H} \rightarrow \text{L}$ voor L-gas).

De technische capaciteit wordt in maximale hoeveelheid energie (GWh) uitgedrukt die per dag kan worden geïnjecteerd (d staat voor “day”), ofwel in GWh/d, op het niveau van de verschillende ingangspunten van gas op het net.

De piekvraag op een dag van uitzonderlijke vraag wordt in dezelfde eenheden uitgedrukt (GWh/d). Ze wordt berekend door de inschattingen op te tellen voor de distributie, de industrie en de elektrische centrales.

Voor de distributie gebeurt de inschatting van de piekvraag op een dag van uitzonderlijke vraag door lineaire regressie vanuit de dagelijkse piekverbruiken van de vorige winter uitgedrukt in functie van de gemiddelde temperatuur waarbij deze verbruiken plaatsvinden. De extrapolatie naar een gemiddelde temperatuur van -11°C leidt tot wat het piekverbruik op een dag van uitzonderlijke vraag zou zijn.

Voor de elektrische centrales wordt het totale verbruik weerhouden van alle gascentrales die op vol vermogen werken. Voor de industrie wordt een statistische analyse van de piekverbruiken van alle klanten gebruikt om rekening te houden met het feit dat alle klanten niet noodzakelijk hun maximale verbruik op hetzelfde moment hebben.

Opdat het net als veilig wordt beschouwd, moet de ratio, uitgedrukt in procent, tussen enerzijds de totale injectiecapaciteit op het net min de capaciteit van de grootste infrastructuur, en anderzijds het piekverbruik op een dag van uitzonderlijke vraag, gelijk of groter dan 100 (%) zijn.

Voor het H-gasnet

Voor het H-gasnet werd het maximale verbruik op een dag van uitzonderlijke vraag ingeschat op 990 GWh/d voor 2018 en 1144 GWh/d voor 2022. De totale injectiecapaciteit bedraagt 3434,34 GWh/d. Deze inschatting houdt rekening met de noodzakelijke behoefte voor de $\text{H} \rightarrow \text{L}$ conversie, maar ook met de mogelijke injectie op het net vanuit de LNG-terminal van Zeebrugge en de opslag van Loenhout.

De maximale capaciteit van het grootste ingangspunt dat fictief buiten dienst moet worden gezet bedraagt 732,24 GWh/d.

Voor 2018 is de N-1-ratio dus $((3434,34 - 732,24) / 990) \times 100 = 273\%$.

³⁶ Het *entry/exit* model laat aan de gebruiker van het net toe om onafhankelijk de transmissiecapaciteit vanuit elk ingangspunt en tot elk uitgangspunt te reserveren.

Voor 2022 bedraagt dezelfde ratio 236 % rekening houdend met de lopende conversie van L-gas.

Voor H-gas wordt dus vastgesteld dat het Belgische net en de veelvoudige ingangspunten ervan helemaal in staat zijn op een uitzonderlijke piekvraag te antwoorden, zelfs als het grootste injectiepunt buiten dienst zou zijn. Dit wordt verklaard door het groot aantal injectiepunten en de grote transit van gas tussen buurlanden die via België passeert.

Voor het L-gasnet

Voor het L-gasnet is het helemaal anders. Om historische redenen is er immers maar een ingangspunt voor L-gas op ons grondgebied zoals er maar een leveranciersland is, i.e. Nederland. Dit punt kan 642,10 GWh/d gas leveren. Er bestaat een tweede injectiemogelijkheid op het niveau van de H→L convertoren van Lillo en Loenhout, maar ze heeft een “beperkte” capaciteit van 65,20 GWh/d die enkel bestemd is om de piekverbruiken te dekken.

Het verbruik van L-gas op een dag van uitzonderlijke vraag wordt ingeschat op 477 GWh/d voor 2018 en 369 GWh/d voor 2022 volgens dezelfde methode als hiervoor, overeenkomstig het conversieprogramma van de installaties van L-gas naar H-gas dat momenteel lopend is.

Toegepast op L-gas leidt de N-1 methode tot een ratio van $((642,1 + 65,2) - 642,1) / 477 \times 100 = 14$ % voor 2018 en 18 % voor 2022.

Er wordt dus vastgesteld dat de ratio aanzienlijk lager dan 100 % is.

Dit resultaat dient evenwel sterk genuanceerd te worden. Het interconnectiepunt dat het Belgische net met L-gas bevoorraadt bestaat immers uit 2 ondergrondse leidingen. Gezien vorige ervaringen is de mogelijkheid dat de twee leidingen tegelijk buiten dienst worden gesteld zeer beperkt, zelfs in het geval van een zwaar ongeval met breuk in één van de twee leidingen en ontploffing.

Toegepast op elke leiding afzonderlijk en aangezien de twee leidingen dezelfde transmissiecapaciteit hebben, leidt de N-1 methode tot ratio's van 81 % voor 2018 en 105 % voor 2022.

Bovendien, gezien de netconfiguratie, bestaat er een mogelijkheid om dit interconnectiepunt voor 50 % van de capaciteit ervan om te leiden. Het verlies van een leiding op deze plaats zou dus volledig goedge maakt kunnen worden. Het verlies van beide leidingen op het interconnectiepunt zou enkel tot een ratio van 81 % in 2018 en 105 % in 2022 leiden volgens de N-1 methode, wat helemaal aanvaardbaar wordt.

Ten slotte zal de geleidelijke overgang naar één gaskwaliteit (H-gas) op het gehele Belgische transmissienet dit (eerder relatieve) probleem doen vervallen dat door de uniciteit van het ingangspunt van L-gas op het Belgische grondgebied wordt veroorzaakt.

6.2.2. Risico-analyse

Het document voor de evaluatie van de risico's neemt ook een eigenlijke risico-analyse over, d.w.z. met de identificatie van de mogelijke risico's, de evaluatie van de gevolgen ervan en de evaluatie van de waarschijnlijkheid daartoe. De risico's mogen van technische, (geo)politieke, economische, milieu- en zelfs geologische aard zijn, en worden in twee categorieën verdeeld: de gevaren (uit niet-opzettelijke bronnen) en de dreigingen (uit opzettelijke bronnen).

Niet alle mogelijke risico's worden bestudeerd. Enkel degene die a priori tot een bevoorradingsstekort van gas zouden kunnen leiden worden geanalyseerd.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Er worden drie geanalyseerde risico's geïdentificeerd die bij een eerste benadering ernstige gevolgen zouden kunnen hebben: het capaciteitsverlies op het enige ingangspunt voor L-gas, de stroomuitval en het verlies van elektrische voorziening op het niveau van de drukstations die met elektriciteit werken. De kans dat deze gebeurtenissen zich voordoen wordt evenwel als klein beschouwd.

Het capaciteitsverlies op het enige ingangspunt voor L-gas op het Belgische transmissienet beschreven in de vorige afdeling maakt het voorwerp uit van preventieve maatregelen die in het preventief actieplan, voorwerp van de volgende afdeling, overgenomen worden.

Het verlies in gasbevoorrading in het geval van een *black-out*, d.w.z. in het geval van een veralgemeende stroomonderbreking op het niveau van een regio en zelfs van het hele land, werd uitvoerig bestudeerd (in het bijzonder deze laatste jaren...) samen door Fluxys Belgium en Elia, de transmissienetbeheerder (TNB voor elektriciteit).

In het geval van een black-out zou de vraag naar gas drastisch dalen omdat de meeste installaties die gas verbruiken eveneens stroomvoorziening nodig hebben. Daarentegen zou het beschikbare aanbod op het transmissienet voldoende blijven om aan de binnenlandse vraag te voldoen door het overschot bestemd voor de transit naar Frankrijk, Duitsland en Luxemburg te behouden.

Er werden procedures door Fluxys Belgium opgesteld en er werden lokale noodinstallaties voor de elektriciteitsproductie geïnstalleerd (van het "*no-break*" type) waar het nodig was om de continuïteit van het beheer van het gasnet in het geval van een black-out te garanderen. De prioritaire doelstelling bestaat erin de gasbevoorrading van de "*black-start*" elektrische centrales te garanderen; deze centrales zijn immers in staat om zelfstandig opnieuw op te starten om aan de geleidelijke herinschakeling-herbouw van het elektrische net te beginnen.

Het verlies van elektrische voeding op het niveau van één van de drie drukstations die met elektriciteit werken zou eigenlijk weinig of geen impact op het Belgische net moeten hebben. Het drukstation van Zelzate speelt slechts een rol voor de doorvoer. De onderbreking op het niveau van het station van Bernau zou de Belgische markt niet beïnvloeden omdat er nog compressors zijn die met gas werken, terwijl de onderbreking op het niveau van het station van Winksele enkel een impact op de transmissie zou hebben in geval van belangrijke stroom tussen Duitsland en het VK.

Er zijn twee risico's die als zeer waarschijnlijk, maar met een matige impact worden beschouwd: de conversie L naar H en de kernuitstap. Zoals wij in afdeling 7 zullen zien, vormen deze goed beheerde gebeurtenissen (de kernuitstap en de conversie van L-gas naar H-gas) geen (extra) risico's, maar wel opportuniteiten.

Er zijn twee risico's die als weinig waarschijnlijk en met een matige impact worden beschouwd: de onderbreking van de gasbevoorrading via de LNG-terminal van Zeebrugge en de bevoorradingsonderbreking op het niveau van de ondergrondse opslag van Loenhout. Deze installaties vertegenwoordigen immers maar een beperkte injectiecapaciteit van H-gas in vergelijking met de rest van de geïnstalleerde capaciteit op een net dat zoals reeds beschreven over meerdere andere injectiepunten beschikt.

6.2.3. Regionale evaluaties van de risico's

De evaluatie van de risico's neemt eveneens de resultaten voor België over van de gemeenschappelijke regionale evaluaties die uitgevoerd werden met landen die eenzelfde grote bevoorradingsweg met België delen of zouden kunnen delen.

België behoort tot vijf regionale groepen: de L-groep (landen die L-gas verbruiken), de groep van Noorwegen (de landen aangesloten op de Noorse gasvelden), de groep van het Verenigd Koninkrijk (landen die rechtstreeks met het VK verbonden zijn), de groep van de Oostzee (landen die via de onderzeese pijpleidingen Nord Stream vanuit Rusland bevoorraad zouden kunnen worden) en de groep van Belarus (landen die door Rusland bevoorraad zouden kunnen worden via de leidingen die door Rusland passeren).

Naast het verlaten van L-gas en bijgevolg de conversie van de L-netten naar H-gas die binnen de L-risicogroep gecoördineerd worden, werd er geen enkele aanzienlijke impact voor België gevonden tijdens deze regionale risico-analyses.³⁷

6.3. Preventief actieplan

Het ontwerp van vierjaarlijkse update van het preventief actieplan zoals voorzien in de Verordening (EU) 2017/1938 werd midden juli 2019 aan de buurlidstaten overgemaakt. Dit document zal in zijn definitieve versie op de website van de FOD Economie beschikbaar zijn.

In vergelijking met de vorige versies die overeenkomstig Richtlijn (EU) 994/2010 werden opgesteld, wordt de update van 2019 gekenmerkt, naast een nieuwe organisatie van de verschillende aangehaalde thema's, door de toevoeging van een beschrijving van de aangenomen maatregelen op regionaal niveau in de Europese zin, d.w.z. op het niveau van verschillende landen die eenzelfde grote bevoorradingsweg delen. Dergelijke "regionale" maatregelen zijn eigenlijk fundamenteel gezien de interdependentie van de verschillende nationale netten. Dat is zeker het geval voor L-gas gezien er maar één productie-/uitvoerend land is, i.e. Nederland.

Het preventief actieplan beoogt enkel het voorkomen van de gebeurtenissen die een impact zouden kunnen hebben op het geheel van het gastransmissienet. De maatregelen die lokale gebeurtenissen beogen, behoren tot de bevoegdheid van de TNB en de DNB's en staan in hun eigen plannen.

Als eerste houdt dit document een uitvoerige samenvatting in van de evaluatie van de risico's bedoeld in afdeling 6.2, ten einde de elementen te geven die nuttig zijn om het plan te begrijpen, aangezien de evaluatie van de risico's niet openbaar wordt gemaakt.

Het neemt daarna een algemene analyse van de mogelijke preventieve maatregelen over zoals voorgesteld in de Verordening 2017/1938 om de bevoorradingszekerheid van gas te garanderen. De maatregelen kunnen zich baseren ofwel op de markt en vrijwillig door de marktactoren toegepast worden ("*market-based*"), ofwel op de tussenkomst van andere actoren zoals de TNB, de minister van Energie, enz. ("*non market-based*").

In het preventief actieplan wordt er ofwel verduidelijkt of deze maatregelen reeds in België toegepast worden, ofwel uitgelegd waarom het niet nodig of niet mogelijk is deze toe te passen.

Voor L-gas waarvoor er maar één productie-/uitvoerend land is, neemt het preventief actieplan meerdere initiatieven over die toelaten het risico op stroomtekort in het geval van een incident te voorkomen, waaronder:

- de oprichting van een pentalaterale samenwerking tussen Nederland, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg en België, genoemd het "Gasplatform", dat de snelle uitwisseling van informatie en de coördinatie van handelingen mogelijk maakt, onder andere voor wat de conversie van de netten van L-gas naar H-gas betreft;

³⁷ De regionale analyses worden globaal geanalyseerd, en niet land per land. Daarom is het op het niveau van de nationale analyse dat het risico van de uniciteit van het ingangspunt van L-gas in België werd aangehaald.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de bouw in Nederland van een nieuwe productie-eenheid van L-gas vanuit H-gas door de Nederlandse TNB, de firma GTS;
- de verhoging door de TNB van de conversiecapaciteit van een andere productie-eenheid van L-gas vanuit H-gas.

Er dient op te worden gewezen dat de twee productie-eenheden van L-gas vanuit H-gas op het Belgische grondgebied, in Lillo en Loenhout, die door Fluxys Belgium worden beheerd, momenteel stilgelegd zijn wegens een gebrek aan commercieel belang. Toch worden deze installaties in staat van werking gehouden als preventieve maatregel op vraag van de AD Energie.

Er dient een andere preventieve maatregel te worden opgemerkt: de medewerking die ook gebeurt op het niveau van de TNB's van West-Europa, voor L-gas maar ook voor H-gas. Deze samenwerking, in het bijzonder via de controlecentra van de netten (*dispatching*) die in overleg werken, laat de optimalisatie van de stromen en de heroriëntering ervan in geval van een incident toe (*re-routing*), bilateraal maar ook, indien nodig, trilateraal. Deze samenwerking laat eveneens de wederzijdse bijstand toe, bijvoorbeeld om het gasverbruik indien nodig te verminderen, en de uitwisseling van personeel, kennis en good practices.

Het preventief actieplan bevat ook een beschrijving van de verschillende maatregelen van hoofzakelijk wetgevende, nationale of Europese aard, die toelaten om de waarschijnlijkheid van een ernstig incident dat de bevoorradingszekerheid zou kunnen aantasten, te verminderen. Deze maatregelen betreffen de intrinsieke veiligheid van de ondergrondse leidingen en van de gasinstallaties, de veiligheid van de werken gevoerd dichtbij deze leidingen en installaties, het Europese programma EPCIP (*European Program for Critical Infrastructure Protection*), dat de beveiliging van de kritieke installaties beoogt, en cybersecurity.

6.4. Noodplan

De update van het noodplan overeenkomstig de Verordening 2017/1938 is lopend bij het opstellen van dit verslag. Zodra het nieuwe plan aan de Europese Commissie wordt gecommuniceerd, zal het bij ministerieel besluit gepubliceerd worden en zal het op de website van de FOD Economie beschikbaar zijn.³⁸

Dit nieuwe plan zou maar weinig moeten afwijken van het vorige dat in bijlage van het ministeriële besluit van 18 december 2013 werd gepubliceerd.³⁹ De solidariteitsmechanismen bij crisis zoals voorzien in de Verordening 2014/1938 en momenteel bestudeerd, zullen in de nieuwe versie ingevoerd worden, wanneer deze mechanismen het voorwerp van een akkoord met de buurlidstaten uitmaken.

*“Het doel van het Federaal Noodplan voor de aardgasbevoorrading is om de impact op de aardgasconsumptie van een mogelijke verstoring van de aardgasbevoorrading te beperken, om duidelijkheid te scheppen in de verantwoordelijkheden van alle belanghebbenden in de aardgassector en concrete procedures op te leggen die gevolgd dienen te worden in geval van een verstoring van de aardgasbevoorrading”.*⁴⁰

Het betreft enkel de storingen die de gastransmissie (d.w.z. de gebeurtenissen die in het begin van het transmissienet en op het net zelf gebeuren) kunnen aantasten, maar niet de lokale storingen op de distributienetten die onder de gewesten vallen.

³⁸ www.economie.fgov.be, Energie > Bevoorradingszekerheid > Coördinatie van het crisisbeheer > Aardgas

³⁹ B.S. van 14 februari 2014.

⁴⁰ Uittreksel van het voorwoord van het plan zoals in 2014 gepubliceerd (zie ref. hieronder).

Dit plan heeft hoofdzakelijk tot doel de bevoorrading te verzekeren van de beschermde klanten in de zin van de Verordening 2017/1938 (residentiële klanten, essentiële sociale diensten, K.M.O.'s aangesloten op een distributienet, stadsverwarmingsinstallaties)⁴¹ bij een incident dat deze bevoorrading zou kunnen bedreigen. Het vult de algemene crisisplannen aan, waaronder het federaal noodplan zoals voorzien door het besluit van 31 januari 2003 dat systematisch geactiveerd wordt indien er zich een gasincident voordoet dat de veiligheid van personen in gevaar brengt en "substantiële" socio-economische gevolgen heeft.

Het noodplan dekt volgende domeinen:

- de alarmering van de betrokken partijen;
- de evaluatie van de situatie;
- het nemen van de nodige beslissingen;
- de contacten met de Europese instanties en instanties van de buurlanden;
- het opvolgen van genomen maatregelen;
- het opheffen van de noodsituatie en het terugkeren naar een normale situatie.

Het bepaalt de rol van de verschillende belanghebbenden, met name:

- de minister;
- de "*Federale instantie voor de bevoorrading inzake aardgas*" (de Algemene Directie Energie in dit geval) die intern een crisisteam vormt;
- Het Coördinatie- en Crisiscentrum van de Regering;
- de TNB (Fluxys) die een intern noodplan opstelt, een afschakelplan dat indien nodig geactiveerd wordt en een plan voor de heropbouw om het terugkeren naar een normale situatie te garanderen;
- de TNB voor elektriciteit (Elia in dit geval);
- de CREG;
- de DNB;
- de aardgasondernemingen⁴² waaronder de gasleveranciers. Deze laatste zijn in eerste instantie verantwoordelijk voor de balans tussen de vraag van hun klanten en de dienovereenkomstige bevoorrading van het transmissienet.

Het plan wordt rond drie crisisniveaus georganiseerd:

- de vroegtijdige waarschuwing wanneer er informatie is over de waarschijnlijkheid van een gebeurtenis die de bevoorrading van gas aanzienlijk zal doen verslechteren;
- het alarm wanneer er zich een verstoring van de levering of een uitzonderlijk hoge gasvraag voordoet, maar de markt nog in staat is om die situatie op te vangen zonder toevlucht te hoeven nemen tot niet op de markt gebaseerde maatregelen,
- de noodsituatie bij dezelfde gebeurtenissen als hiervoor, maar wanneer alle op de markt gebaseerde maatregelen zijn toegepast en niet volstaan.

⁴¹ Momenteel worden als "beschermde klanten" in België (en in andere lidstaten) beschouwd: al de klanten die op de openbare voorzieningen aangesloten zijn; het is immers niet mogelijk de bevoorrading selectief te onderbreken aan niet-beschermde klanten die op een distributienet aangesloten worden, met voorbehoud van de bevoorrading aan beschermde klanten die op hetzelfde net worden aangesloten.

⁴² Generieke term die overeenkomt volgens de wet van 12 april 1965 "natuurlijke persoon of rechtspersoon die ten minste een van de volgende functies vervult : productie, transmissie, distributie, telling, levering, aankoop of opslag van aardgas, met inbegrip van LNG, en die verantwoordelijk is voor de met deze functies verband houdende commerciële, technische en/of onderhoudswerkzaamheden, maar die geen eindafnemer is".

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De TNB bepaalt het crisisniveau. Op basis van informatie vanuit de Europese instanties kan de bevoegde federale autoriteit aan de TNB vragen één van de crisisniveaus te activeren. De federale autoriteit kan ook aan de Europese Commissie vragen de noodsituatie op regionaal niveau af te kondigen om van de hulp van de buurlidstaten te kunnen genieten, met name volgens het solidariteitsprincipe ingevoerd door Verordening 2017/1938. Zoals reeds aangehaald moet dit solidariteitsmechanisme geïmplementeerd worden door akkoorden tussen de lidstaten zelf. Deze akkoorden werden nog besproken met onze buurlanden op het moment dat dit verslag werd opgesteld.

Sinds de publicatie van het eerste noodplan in februari 2014 en tot nu toe werd er nooit een noodsituatie in België afgekondigd.

7. Analyse van de bevoorradingszekerheid uitgevoerd door de Europese vereniging van gastransporteurs

Zoals eerder vermeld vindt op regionaal niveau een onontbeerlijke samenwerking plaats tussen naburige TNB's. De samenwerking tussen de TNB's vindt eveneens plaats op Europees niveau binnen het *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSOG). Die vereniging werd opgericht in het kader van het “derde energiepakket” van de Europese Unie.

De Europese verordening 715/2009 bepaalt de belangrijkste opdrachten van het ENTSOG met onder meer de ontwikkeling van de “netwerpcodes” die een omschrijving geven van de werking van de markt en het beheer van de toegang tot de netwerken, de inzameling en de regelmatige aanlevering van informatie betreffende vraag naar en aanbod van gas, de ontwikkeling van een gemeenschappelijk instrument om de veiligheid en de betrouwbaarheid van de netwerken te garanderen, ...

ENTSOG is tevens verantwoordelijk voor de tweejaarlijkse publicatie van het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) dat reeds aan bod kwam in afdeling 5. Het laatste TYNDP 2018⁴³ was klaar begin 2019.

Dat document heeft onder andere tot doel eventuele gebreken in de verschillende Europese netwerken te identificeren die mogelijks een risico kunnen vormen voor de bevoorradingszekerheid. Daarom bevat het TYNDP een belangrijk hoofdstuk (*‘System assessment report – 2.2. Security of supply needs’*) waarin het weerstandsvermogen wordt geanalyseerd voor het geval er diverse gebeurtenissen zouden plaatsvinden die de bevoorrading van een of meer landen kunnen aantasten, waarbij uiteraard rekening wordt gehouden met de interconnecties tussen de netwerken.

In die analyse wordt de overblijvende flexibiliteit (“remaining flexibility”) van de Europese netwerk geëvalueerd in geval van klimatologische gebeurtenissen (uitzonderlijke koudegolf), onderbreking van de grote bevoorradingsroutes of uitval van belangrijke installaties. Er zijn verschillende scenario's uitgewerkt voor de vraag naar gas tegen 2020, 2025, 2030 en 2040. Volgens het ENTSOG behoudt België zijn bevoorradingsflexibiliteit voor alle bestudeerde gebeurtenissen, volgens alle scenario's inzake de toekomstige vraag naar gas, voor de vier tijdsperiodes en enkel rekening houdend met de bestaande installaties en de reeds besliste investeringen.

⁴³ Beschikbaar op <https://www.entsog.eu/tyndp#>

8. Overstap van L-gas naar H-gas

Gezien de geleidelijke uitputting van de aardgasvoorraden en de talrijk aardbevingen in de Groningse regio waar L-gas ontgonnen wordt, heeft de Nederlandse regering in 2012 beslist dat tegen 2029 een einde komt aan de uitvoer. Met dat doel voor ogen werd voorgesteld vanaf 2024 over te gaan tot een geleidelijke vermindering van de Nederlandse uitvoer met 15% per jaar.

Aangezien Nederland het enige land is dat produceert en exporteert, werd in België beslist de L-gasnetwerken (transport en distributie) geleidelijk te converteren naar H-gas⁴⁴. Dit impliceert eveneens eventuele aanpassingen en in ieder geval een controle bij de eindverbruikers aangezien de kenmerken van het gas veranderen, hoofdzakelijk de calorische waarde ervan. Het conversieproces dat dus betrekking heeft op het transport, de distributie en de 1,6 miljoen L-gasgebruikers, wordt geleid door Synergrid, de federatie van de netbeheerders elektriciteit en aardgas in België.

Bij dat proces zijn ook andere actoren betrokken : de AD Energie, de drie gewesten die bevoegd zijn voor de distributie, de transportnetbeheerder Fluxys, de distributienetbeheerders en Gas.be, en de federatie, die de aardgastransport- en distributienetbeheerders verenigt.

Uit die samenwerking is een gecoördineerd en geleidelijk conversieprogramma voor de transport- en distributienetwerken ontstaan dat ertoe moet leiden dat vanaf 2024 de Belgische vraag naar L-gas onder het niveau blijft van het afnemend Nederlands aanbod.

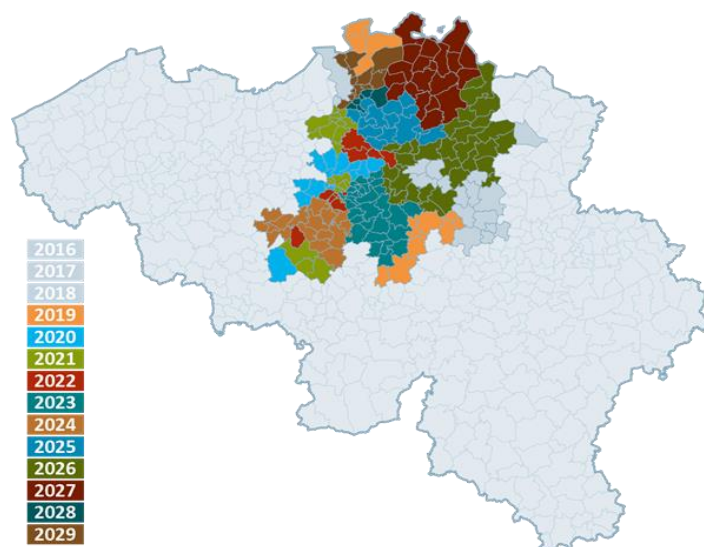
Om de conversie sneller te laten verlopen en ook een bepaalde veiligheidsmarge in te bouwen werd er beslist de conversie in België vanaf 2016 van start te laten gaan en het conversietempo op te drijven. Dit programma was er tevens op gericht de investeringen die enkel nuttig zijn tijdens de conversie te minimaliseren en nadien de bestaande infrastructuur zoveel mogelijk te hergebruiken.

Voor de distributie geeft onderstaande figuur 19 een overzicht van het conversieprogramma. De conversies die gepland waren voor 2016, 2017 en 2018 (ongeveer 50 000 aansluitingen in de onderstaande grijze zones) zijn daadwerkelijk uitgevoerd.

⁴⁴ Dezelfde beslissing werd in Frankrijk en Duitsland genomen.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 19 : Programme indicatif de conversion au gaz H des réseaux de distribution de gaz L.



Bron: Synergrid

Voor het transport is het conversieprogramma weergegeven in onderstaande figuur 20.

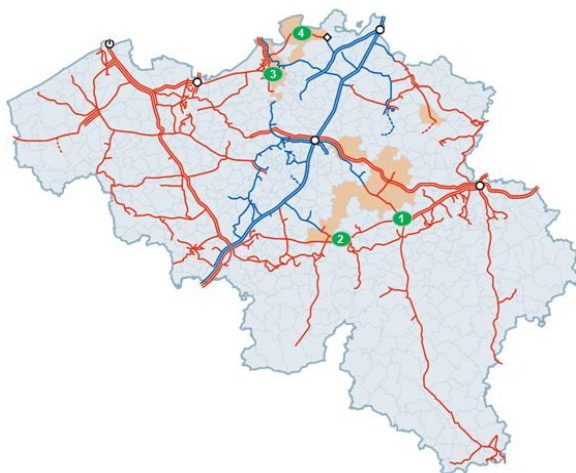
In de eerste fase (2017-2019) wordt H-gas geïnjecteerd vanaf de bestaande interconnecties (punt 1 tot 4). Daarvoor zijn geen belangrijke aanpassingen nodig, behalve een nieuw ontspanningsstation te Kalmthout.

De tweede fase (2020-2024) omvat onder meer de conversie van een groot deel van de Brusselse regio. Die fase vergt de uitbouw van nieuwe infrastructuur om de connectie te garanderen tussen enerzijds Zeebrugge en de leidingen met H-gas die uit Duitsland komen, de zogeheten RTR, en anderzijds een van de twee dorsale leidingen die Nederland en Frankrijk met elkaar verbinden (waardoor tot dan L-gas vervoerd zal worden) en ook met de leidingen waarmee de Brusselse regio wordt bevoorrad. Die connectie zal plaatsvinden ter hoogte van Winksele (op 5 in de figuur 20 b).

Tijdens de derde fase (2025-2029) wordt vanaf Winksele een dorsale noordwaarts geconverteerd om zo de conversie te bewerkstellingen van de Kempen en van de regio Antwerpen.

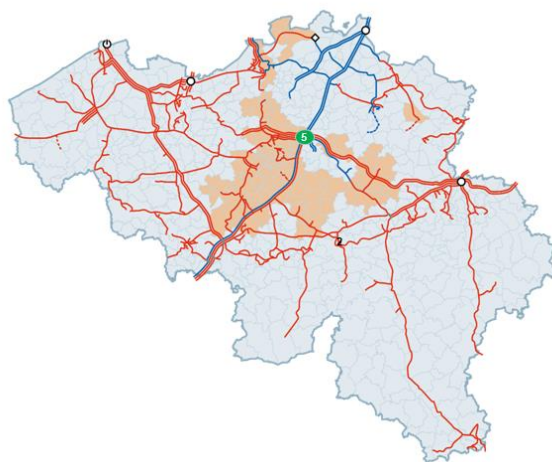
Figure 20 : programme indicatif de conversion au gaz H du réseau de transport de gaz L

a) Période 2017-2019

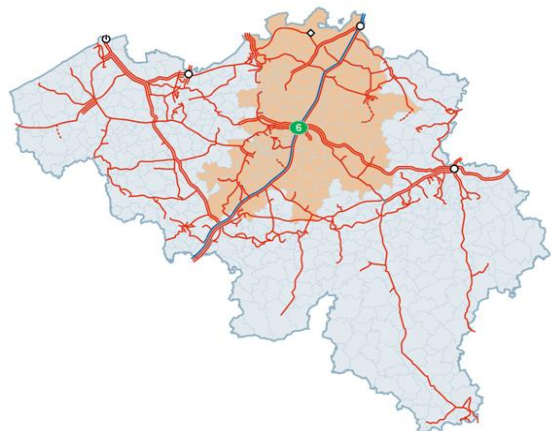


Le réseau de transport de gaz L figure en bleu, celui de gaz H en rouge.

b) Période 2020-2024



c) Période 2025-2029



Bron: Indicatief investeringsprogramma op 10 jaar Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2019-2028 – februari 2019

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tijdens het gehele conversieproces zal één van beide leidingen met een grote diameter (900 mm) - de zogeheten dorsale leidingen - die Nederland met Frankrijk verbinden nog steeds L-gas vervoeren om de L-gasbevoorrading voorbij Quiévrain te garanderen.

Om de overstap van L-gas naar H-gas bij de gebruikers mogelijk te maken werd in de gewestelijke wetgevingen een informatieverplichting door de distributienetbeheerders ingevoegd en werd er een gemeenschappelijke website gecreëerd ⁴⁵.

9. Kernuitstap

De wet van 28 juni 2015 die momenteel van kracht is, bepaalt dat alle Belgische kerncentrales tegen eind 2025 hun deuren moeten sluiten ⁴⁶.

Om de elektriciteitsbevoorrading te garanderen heeft de Minister van Energie eind 2015 aan Elia (TNB voor elektriciteit) gevraagd voor de periode 2017 tot 2027 “een studie op te maken die de nood (in MW) schat aan nationale regelbare capaciteit om aan de wettelijke criteria inzake bevoorradingszekerheid te kunnen voldoen”.⁴⁷

Die studie, getiteld “Studie over de nood aan ‘adequacy’ en flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem”, werd door Elia gepubliceerd in april 2016 en is beschikbaar op de website.

Vervolgens werd die studie voorgelegd aan een publieksbevraging die de AD Energie georganiseerd heeft. De AD Energie heeft in juni 2016 een nota aan de Minister gepubliceerd met de resultaten van de publieksbevraging en met haar aanbevelingen. ⁴⁸

Dank zij de studies van het Federaal Planbureau in 2017 konden die aanbevelingen bevestigd en verfijnd worden.⁴⁹

Een van de aanbevelingen van de AD Energie heeft geleid tot de invoering van een capaciteitvergoedingsmechanisme CRM (“*Capacity Remuneration Mechanism*”).

Er is immers gebleken dat het nodig is in België tegen 2025 nieuwe elektriciteitsproductiecapaciteit te installeren om de kerncentrales te “vervangen”. Momenteel schat Elia dat er tegen eind 2025 voor 3,9 GW nieuwe capaciteit nodig is. ⁵⁰ Die raming wordt nog herzien en indien nodig bijgesteld.

Verder is ook gebleken dat die nieuwe capaciteit niet noodzakelijk rendabel zal zijn indien de vergoeding enkel wordt toegekend voor de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit. Gezien de groeiende aanvoer van intermitterende elektriciteit van hernieuwbare oorsprong op het net (zonne- en windenergie) is het mogelijk dat de nieuwe capaciteit op jaarbasis niet voldoende zal produceren om rendabel te zijn. Het is dus nodig gebleken een mechanisme in te voeren om de investeerders eveneens te vergoeden voor de productiecapaciteit die zij ter beschikking stellen op het net, een capaciteit die hoofdzakelijk zal gebruikt worden wanneer weinig of niet geproduceerd wordt of wanneer er een piekvraag is.

⁴⁵ www.gasverandert.be

⁴⁶ Wet van 28 juni 2015 tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie met het oog op het verzekeren van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie

⁴⁷ Zie de website www.economie.fgov.be > themas > energie > bevoorradingszekerheid > capaciteitsremuneratiemechanisme. Die pagina geeft de gehele historiek van het dossier weer.

⁴⁸ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Nota-AD-Energie-capaciteit.pdf>

⁴⁹ <https://www.plan.be>

⁵⁰ “Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030” – Juni 2019. Studie beschikbaar op www.elia.be

Dat CRM-mechanisme werd ingevoerd door de wet van 22 april 2019.⁵¹ Het is hoofdzakelijk gebaseerd op een jaarlijks veilingssysteem met een eerste veiling vier jaar voor de periode van capaciteitslevering (T-4) en een tweede veiling een jaar voor de periode van capaciteitslevering (T-1).

De eerste veiling (T-4) staat momenteel gepland om van start te gaan op 1 oktober 2021 voor een indienstneming van nieuwe capaciteit in 2025. Hiervoor moeten nog verschillende wetteksten (hoofdzakelijk uitvoeringsbesluiten) worden gepubliceerd.

Het is de bedoeling dat dit mechanisme technologisch neutraal is, d.w.z. dat alle productiemiddelen met elkaar in concurrentie kunnen treden (de middelen voor vermindering van de vraag inclusief), zonder enige voorkeur voor de gebruikte primaire energiebron maar uiteraard binnen de door andere reglementeringen opgelegde grenzen, bijvoorbeeld op het gebied van leefmilieu.

Zonder een uitspraak te doen over het resultaat van die concurrentiestrijd tussen diverse actoren en verschillende productiemiddelen kan men zich echter terecht de vraag stellen of er nog nieuwe aardgascentrales in België kunnen geïnstalleerd worden, d.w.z. vooral indien deze levenslang met gas kunnen worden bevoorraad gelet op het bestaande transportnet.

Een eerste analyse van de AD Energie wijst uit dat het huidige H-gastransportnet in zijn geheel kan beantwoorden aan de vraag naar gas vanwege nieuwe gascentrales voor een totaal vermogen van 3,6 GW_{el.}, tevens rekening houdend met de bijkomende vraag naar H-gas die ontstaat door het verdwijnen van het L-gas.

Die bevoorrading zal uiteraard des te gemakkelijker verlopen indien de nieuwe centrales gelegen zijn in geografische zones *ad hoc* d.w.z. waar het transportnet over nog vrije transportcapaciteit beschikt. Andere locaties zijn mogelijk maar dan wel op voorwaarde dat er belangrijke investeringen worden gedaan.

⁵¹ Wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

10. Besluiten en vooruitzichten op middellange en lange termijn

Momenteel vertegenwoordigt aardgas een belangrijke primaire energiebron voor België aangezien deze energiedrager ongeveer 25% van onze energiebehoeften dekt.

Een dicht gastransportnet met tal van injectiepunten (voor H-gas) dat in staat is om naast de bevoorrading van het land ook een belangrijke transit tussen buurlanden te garanderen, een ligging in het hart van West-Europa en een geliberaliseerde aardgasmarkt die degelijk werkt, verzekeren België vandaag de dag van een goede bevoorradingszekerheid voor aardgas. Verschillende analyses zijn het hierover eens. Dat zou ook zo moeten zijn voor de komende jaren.

Tegen 2025 zou de kernuitstap kunnen leiden tot een bijkomende vraag naar gas naar aanleiding van de mogelijke aanbouw van nieuwe aardgascentrales.

In dezelfde periode (2025-2029) zal de conversie naar H-gas van de installaties voor transport, distributie en gebruik van L-gas voltooid zijn. Nederland, het enige land dat L-gas produceert en exporteert, heeft immers aangekondigd dat zijn uitvoer tegen 2030 ten einde loopt. Dat conversieproces is in België reeds van start gegaan en volgt momenteel de planning waartoe gezamenlijk besloten is door de betrokken actoren (transporteurs, distributeurs, Federale Staat, Gewesten).

Het verdwijnen van L-gas zal leiden tot een toename van de vraag naar H-gas maar zal een grotere flexibiliteit mogelijk maken in het gebruik van het Belgisch transportnet dat eengemaakt zal zijn aangezien daarop één enkele gaskwaliteit zal worden vervoerd.

Volgens een eerste analyse van de AD Energie zou het transportnet voor H-gas zoals het vandaag de dag bestaat, in staat moeten zijn de bijkomende vraag tegen 2025-2030 te dekken. Bijzondere aandacht moet echter besteed worden aan de plaatsing van nieuwe gascentrales om lokale congestie op het aardgastransportnet te vermijden.

Deze beide thema's, de kernuitstap en de conversie van L-gas naar H-gas, worden nauwgezet gevolgd door de AD Energie en zullen dus opnieuw en op een meer kwantitatieve wijze aan bod komen bij de volgende jaarlijks editie van dit rapport.

Volgens het Internationaal Energie Agentschap zou de wereldwijde vraag naar gas tegen 2040 toenemen, hoofdzakelijk onder impuls van de grote Aziatische landen. De wereldreserves zijn echter van die omvang dat zelfs tegen dit groter verbruiksritme de wereldwijde vraag zou moeten kunnen beantwoord worden tot ten minste 2060 en waarschijnlijk nog langer.

Voor België voorspellen de projecties van het FPB voor het referentiescenario (d.w.z. bij ongewijzigd beleid) een stijging met 29% van de totale vraag naar aardgas in 2040 in vergelijking met 2017, hoofdzakelijk ten gevolge van de toegenomen vraag vanwege de elektriciteitssector. Anderzijds wijzen de scenario's die compatibel zijn met de Energie-Klimaatdoelstellingen van de Europese Unie voor 2030 en 2050 op een lichte stijging van de vraag naar gas tegen 2030 en nadien in 2040 op een terugval van de vraag naar een niveau dat vergelijkbaar is met dat van 2017.

De volgende editie van dit rapport zal eveneens terugkomen op de mogelijke bevoorradingsbronnen in 2030-2040. In die periode moet er immers een verandering komen aangezien van de huidige twee belangrijkste leveranciers van België, Nederland zijn gasuitvoer zal stopzetten in 2030 en Noorwegen eveneens zijn productie zal zien dalen vanaf 2030-35.

Het is dus nuttig nauwgezet te volgen hoe de gasinvoerroutes via pijpleidingen uit Oost- en Zuidoost- Europa zullen evolueren zodat tegen 2030-2040 andere landen ons land voldoende kunnen bevoorraden.

Volgens het IEA zou Rusland tegen die tijd nog steeds een belangrijke rol moeten spelen als leverancier van de Europese markt.

Aangezien de toekomstige bronnen in ieder geval gemiddeld verderaf zullen gelegen zijn dan de huidige belangrijkste bronnen (Nederland en Noorwegen) zou het transport per boot in de vorm van LNG competitiever moeten zijn.

LNG zou dus een grotere rol moeten gaan spelen, te meer daar in landen zoals de USA, Australië of Mozambique de laatste jaren de ramingen van hun voorraden sterk zijn gestegen en zij momenteel hun exportcapaciteit van LNG aan het uitbreiden zijn.

De ontwikkeling door Fluxys van de invoercapaciteit van LNG ter hoogte van Zeebrugge (en meer recentelijk in de buurt van Duinkerke) vergemakkelijkt uiteraard deze bijkomende mogelijkheid tot diversificatie en kan enkel aangemoedigd worden.

Op nog langere termijn zou methaangas een belangrijke rol kunnen blijven spelen op energiegebied want die energiebron is niet alleen gemakkelijk op te slaan en te vervoeren, zij kan eveneens op hernieuwbare wijze geproduceerd worden door biomassamethaangisting (reeds bewezen technologie) of onrechtstreeks door CO₂-vermindering via op hernieuwbare wijze geproduceerde waterstof.

Die waterstof van hernieuwbare oorsprong welke eveneens kan worden opgeslagen (maar met minder energiedensiteit dan methaan) zou aan aardgas kunnen worden toegevoegd of aardgas zelfs kunnen vervangen op het transportnet door middel van kleine aanpassingen of zou een eigen transportnet kunnen krijgen.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

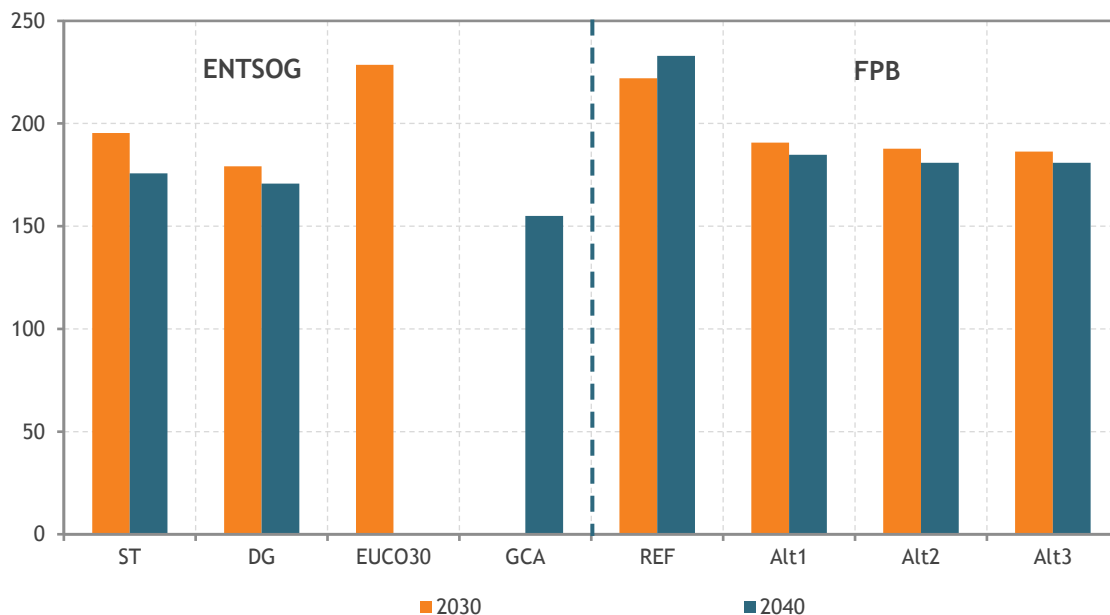
11. Bijlage

De studie van het FPB die is voorgesteld in afdeling 4 is niet de enige recente studie die scenario's voorstelt met betrekking tot de evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik in België. In maart 2018 heeft het Europees Net van beheerders van het transportnetwerk voor aardgas (ENTSOG) een ontwikkelingsplan voor het Europees gasnetwerk gepubliceerd dat loopt over tien jaar (TYNDP).

Aangezien de vraag naar aardgas een van de bepalende factoren is om de toekomstige behoeften inzake het gasnetwerk te identificeren stoelt het ENTSOG-plan op contrasterende scenario's betreffende de evolutie van de vraag naar aardgas in 2030 en/of 2040 : het scenario *Global Climate Action (GCA)*, het scenario *Sustainable Transition (ST)*, het scenario *Distributed Generation (DG)* en het scenario *EUCO30*. Er zijn evoluties beschreven voor elk Europees land en voor twee componenten van de vraag, nl. de “finale” vraag (industrie, residentieel en tertiair, transport)⁵² en de vraag afkomstig van de eenheden voor elektriciteitsproductie.

De verbruiksevoluties die beschreven zijn in afdeling 4 worden vergeleken met die welke zijn voorgesteld in het TYNDP 2018 van ENTSOG voor België. De klemtoon wordt gelegd op de jaren 2030 en 2040 (zie figuur 21). Van de vier scenario's die in het TYNDP 2018 zijn voorgesteld, stellen er twee verbruikscijfers voor de beide jaren voor (*ST* en *DG*) terwijl het *GCA*-scenario zich enkel focust op 2040 en het *EUCO30*-scenario op 2030.

Figure 21 : consommation de gaz naturel en 2030 et 2040 selon les scénarios d'ENTSOG et du BFP (TWh)



GCA = Global Climate Action ; ST = Sustainable Transition ; DG = Distributed Generation.

Bron: ENTSOG (2018) en FBP (2018).

⁵² De “finale” vraag volgens ENTSOG omvat de vraag naar finale energie (volgens Eurostat), het verbruik van de transformatiesectoren (met uitzondering van de elektriciteitssector) en dat van de energietak.

In 2030 schommelt het aardgasverbruik in België tussen 179 TWh (scenario *DG*) en 229 TWh (scenario *EUCO30*); dit is een verschil van 50 TWh. Deze beide uiterste waarden zijn afkomstig van het ENTSG-scenario. De projecties van het FPB bevinden zich binnen deze vork.

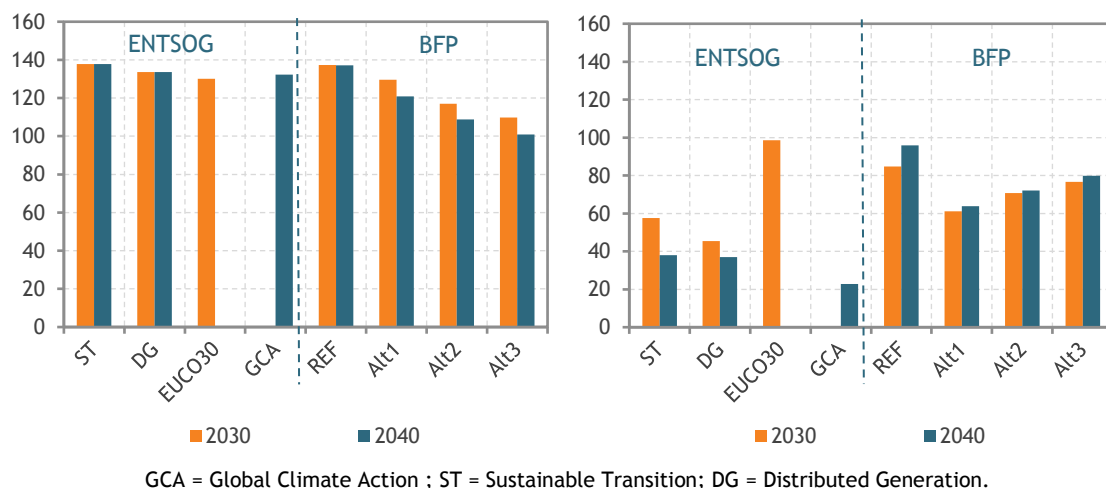
In 2040 schommelt het verbruik tussen 155 TWh (scenario *GCA*) en 233 TWh (scenario *REF*). Het verschil tussen minimum en maximum stijgt en bedraagt 78 TWh. Deze keer overschrijden alle verbruiksprojecties van het FPB die van ENTSG.

Bij vergelijking van de verbruiksschommelingen zien we echter dat een groep scenario's vergelijkbare resultaten opleveren : dat zijn de scenario's *Sustainable transition* en *Distributed generation* van ENTSG en de drie alternatieve scenario's van het FPB. Het gemiddelde aardgasverbruik van deze groep bedraagt 188 TWh in 2030 en 179 TWh in 2040. Ter herinnering : de behoeften aan aardgas in België bedroegen respectievelijk 180, 184 en 188 TWh in 2015, 2016 en 2017.

ENTSG geeft ook de evolutie weer voor twee componenten van de vraag naar aardgas, namelijk de vraag afkomstig van de productie-eenheden voor elektriciteit en die van de andere sectoren (industrie, residentieel, tertiair en transport). Die laatste component wordt door ENTSG gekwalificeerd als "finale vraag" en omvat evenwel de aardgasbehoeften van de transformatiesectoren (behalve elektriciteitsproductie) en de energietak. Het niet-energieverbruik van aardgas is daarin eveneens verrekend.

Figuur 22 geeft een vergelijking van de FPB- en ENTSG-scenario's voor elk totaal van de vraag. Via die vergelijking kan de component worden geïdentificeerd met de grootste schommelingen.

Figure 22 : consommation de gaz naturel en 2030 et 2040 selon les scénarios d'ENTSG et du BFP, demande « finale » à gauche, production électrique à droite (TWh)



Bron: ENTSG (2018) en FPB (2018).

Eerste vaststelling : De verbruiksprojecties van de "finale" vraag van het FPB zijn bijna altijd lager dan die van ENTSG. Omgekeerd zijn de verbruiksprojecties voor de elektriciteitssector van ENTSG - op één uitzondering na (*EUCO30*) - optimistischer dan die van ENTSG. De vergelijkbaarheid van verscheidene scenario's in termen van totale behoeften (zie hoger) verbergt dus sectorale verschillen.

“De voorwaarden scheppen van een competitief, duurzaam en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tweede vaststelling : Het verbruik van de “finale” vraag blijft constant over de periode 2030-2040 in de scenario's van ENTSGO terwyl het daalt in de scenario's van het FPB. Onder impuls van de doelstellingen inzake de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen in het niet-ETS en de verbetering van de energie-efficiëntie, daalt het verbruik van de “finale” vraag in de scenario's van het FPB. Het opgetekende minimum bedraagt 101 TWh (*Alt3* in 2040) terwyl het laagste verbruik in de ENTSGO-scenario's op 130 TWh uitkomt.

Derde vaststelling : Het aardgasverbruik van de elektriciteitssector neemt zienderogen af tussen 2030 en 2040 in de ENTSGO-scenario's terwyl het matig stijgt in de alternatieve scenario's van het FPB. Die laatste tendens is toe te schrijven aan de evolutie van de “finale” vraag : de elektrificatie van de toepassingen in de sectoren van de finale vraag vermindert daar het aardgasverbruik maar leidt tot een stijging van de elektriciteitsproductie, meer bepaald in de gascentrales. De verbruiksprojecties voor de elektriciteitssector schommelen fors naar gelang van het scenario, nl. van 45 tot 99 TWh in 2030 (factor 2) en van 23 tot 80 TWh in 2040⁵³ (nagenoeg factor 4).

⁵³ Indien de 96 TWh van het REF-scenario van het FPB worden uitgesloten.