



De rol van gasvormige energiedragers in een klimaatneutraal België

Studie besteld door de FOD Economie en uitgevoerd door Deloitte



FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie

Vooruitgangstraat 50 – 1210 Brussel

Ondernemingsnr.: 0314.595.348



○ 0800 120 33 (gratis nummer)



○ FODEconomie



○ @fodeconomie



○ linkedin.com/company/fod-economie (tweetalige pagina)



○ instagram.com/fodeconomie



○ youtube.com/user/FODEconomie



○ economie.fgov.be

Verantwoordelijke uitgever:

Séverine Waterbley

Voorzitter van het Directiecomité

Vooruitgangstraat 50 – 1210 Brussel

Internetversie

Voorwoord

2020 was het warmste jaar ooit in België, Europa en de rest van de wereld. Daarnaast beleven we de grootste recessie sinds de Tweede Wereldoorlog als gevolg van COVID-19. Terwijl onze dokters en gezondheidswerkers de pandemie bestrijden, is het mijn en onze verantwoordelijkheid om het kader uit te tekenen voor een groen herstel. Een groen herstel is het vaccin voor onze economie.

Veranderingen in energiedragers zijn altijd een katalysator geweest voor veranderingen in de economie en de samenleving. Van aanmaakhout tot turf en steenkool, over kernenergie tot olie en gas. Energie is de levensader van onze samenleving, van onze economie, de motor van onze industrieën. Nieuwe energievectoren hebben systematisch gezorgd voor economische winst en maatschappelijke welvaart.

Om ons in te schakelen in, en bij te dragen tot, de Europese ambitie om de uitstoot van broeikasgassen in de EU tegen 2030 met 55% te verminderen en tegen 2050 het eerste klimaatneutrale continent te worden, moet ons energiesysteem overschakelen van fossiele brandstoffen op schone energie. Een groot deel van de energietransitie zal gericht zijn op elektrificatie. Hernieuwbare energie is de meest effectieve en direct beschikbare oplossing om de trend van stijgende CO₂-emissies om te buigen.

Maar elektrificatie alleen is niet voldoende. Onze toekomstige energiemix zal een combinatie zijn van elektronen én moleculen. In sectoren die veel CO₂ uitstoten, zoals chemie, staal, cement, zwaar transport en scheepvaart, hebben we echter meer nodig. Zonder een oplossing blijft ons doel van netto nul-emissies buiten bereik. Als we een schone industrie willen, zal hernieuwbare waterstof een belangrijke rol spelen.

Deze studie toont aan dat België alle troeven in handen heeft om dé waterstofhub van Europa te worden. We hebben in ons land al heel wat expertise op gebied van waterstof. Naast ons uitgebreide en goed uitgeruste private waterstofnetwerk, zijn we ook koploper in waterstoftechnologieën – en toepassingen. We hebben de technologie in huis om dit zelf te produceren, tegelijk zullen we ook de hand moeten reiken naar partners in het buitenland. We moeten samenwerken met landen en regio's in en rond Europa waar zon, wind en water in zo'n overvloed aanwezig zijn dat klimaatneutrale waterstof tegen een lagere kost kan geproduceerd worden. We moeten dus de zon invoeren – 'shipping the sunshine', zoals dat heet.

Het relanceplan voor België wil vandaag investeren in de infrastructuur van morgen. Wij hebben €95 miljoen uitgetrokken in het relanceplan voor de ontwikkeling van een waterstof – en CO₂-backbone. Dit zal de basis worden om de verdere ontwikkeling van een H₂-backbone in heel Europa te ondersteunen en de invoer van waterstof in de toekomst mogelijk te maken.

Als we willen dat waterstof in 2030 en 2050 een echte bijdrage levert, moeten we nu beginnen. De Belgische regering zal binnenkort haar waterstofvisie uit de doeken doen. Dat zal zorgen voor duidelijke en zekere doelstellingen om de industrie voorspelbaarheid te geven zodat ze hun investeringen kunt plannen. Want, zoals Seneca het ook zou zeggen: "Als we niet weten naar welke haven we koers zetten, is geen enkele wind gunstig."

Tot slot wil ik graag alle experts en stakeholders bedanken die meegewerkt hebben aan deze studie, die een belangrijke basis en referentiekader vormt voor mijn beleid als Federaal Minister van Energie.



Tinne Van der Straeten,
Federaal Minister van Energie

Het energiesysteem heeft een belangrijk aandeel in het bereiken van de klimaatdoelstellingen van Parijs en hun Europese vertaling naar klimaatneutraliteit tegen 2050. Een versnelde transitie van de energiesector dringt zich op.

Op vraag van de FOD Economie en met ondersteuning van kabinet Van der Straeten, werkten Deloitte en de FOD Economie een studie uit rond de rol van klimaatneutrale gassen in de Belgische klimaat- en energietransitie. Deze kwam tot stand op basis van uitgebreide consultaties van erkende Belgische energie-experten in combinatie met een studie van de literatuur.

De studie levert belangrijke input voor het toekomstige beleid inzake de ontwikkeling en het gebruik van deze gasvormige energiedragers en vormt bijgevolg een referentiekader voor toekomstige besluitvorming omtrent de transitie naar klimaatneutraal gas in België.

De studie toont onder meer het blijvende belang van moleculen omwille van hun unieke voordelen, als feedstock en energiedrager, en de complementaire rol tussen het elektriciteits- en gassysteem. Ze geeft inzicht in de toekomstige Belgische energievoorziening in de vorm van lokale productie en de mogelijkheid om klimaatneutrale moleculen te importeren. De studie bespreekt de verwachtingen, opportuniteiten en uitdagingen alsook infrastructuurnoden voor methaan, waterstof en CO₂. Ze beschrijft de mogelijkheden van klimaatneutraal methaan, de beloftevolle rol van waterstof en afgeleide energiedragers en uitbouw van een waterstofeconomie. Afsluitend worden er aanbevelingen geformuleerd inzake algemeen beleid, energievoorziening en internationale positionering, infrastructuur en het faciliteren van marktontwikkeling.

We danken alle energie-experten voor hun waardevolle inzichten tijdens het ontwikkelen van de studie. Laten we samen streven naar een klimaatneutraal België.

Séverine Waterbley,
voorzitter van het Directiecomité

Nancy Mahieu,
directeur-generaal a.i.
van de Algemene Directie Energie

Context en doelstelling	04
Uitgangspunten	06
• Het energietrilemma als achtergrond voor toekomstgericht gasbeleid	06
• Onderschrijven van de Europese klimaatdoelstellingen voor 2030 en 2050	06
• Op tijd inzetten op het bereiken van de klimaatdoelstellingen	07
• Aandacht voor systeemintegratie	07
• Uitspelen en maximaal behouden van onze sterktes in het internationaal speelveld	07
• Optimaal benutten van bestaande opportuniteiten	07
Significante verschuivingen in het energielandschap naar 2050	10
• Verwachte evoluties in het Europese energiesysteem	10
• Verwachte evoluties in het Belgisch energiesysteem	11
• Verwachte evoluties in de Europese gasmix	13
Geleidelijke vervanging van aardgas door klimaatneutraal methaan	14
• De toekomst van methaan als energiedrager	15
• Een rol voor aardgas in België tot 2050	15
• Biogas, biomethaan en biopropan als deel van de oplossing	17
• Een potentiële rol voor synthetisch methaan	18
• Bestaande methaaninfrastructuur als strategische asset	19
• Naar een liquide markt voor klimaatneutraal methaan	19
Uitbouw van een waterstofeconomie	20
• Waterstof als beloftevolle energiedrager	21
• Complementaire rol voor afgeleide moleculen	24
• Gediversifieerde bevoorrading van waterstof	24
• Graduele ontwikkeling van waterstof-infrastructuur	27
• Marktnoden	28
Nood aan flankerend CO₂-beleid	29
• CO ₂ -infrastructuur	30
Aanbevelingen	32
• Energievoorziening en internationale positionering	34
• Facilitatie van marktontwikkeling	37
Bijlage	40
• Begrippenlijst	41
• Bronnenlijst	42



Context, doelstelling en uitgangspunten

Context en doelstelling

In navolging van het Parijs-Akkoord van 2015, heeft de EU zich als doel gesteld om klimaatneutraal te worden in 2050. In de Europese Green Deal, die de Commissie von der Leyen in december 2019 publiceerde, wordt een nieuwe economische groeistrategie voorgesteld gebaseerd op duurzaamheid. Een ambitie die ook door de federale regering wordt ondersteund in de regeringsverklaring en de beleidsnota van minister Van der Straeten. De doelstelling van klimaatneutraliteit tegen 2050 vereist een versnelde transitie. Hierbinnen zal het energiesysteem een belangrijk aandeel hebben, aangezien energieproductie en -gebruik goed zijn voor meer dan 75% van de broeikasgasemissies van de EU¹. Het klimaatneutraal maken van de elektriciteitsproductie is reeds enkele jaren ingezet, maar ook de decarbonisatie van andere energiedragers in het energiesysteem zal moeten worden aangepakt. Op Europees niveau zien we dat de inspanningen nu prioritair worden gedaan in de gassector.

Gassen zullen naast een doorgedreven elektrificatie immers een belangrijke rol blijven hebben in het toekomstige energiesysteem. Enerzijds zijn er technische en economische beperkingen aan elektrificatie. Anderzijds hebben gassen een aantal inherente voordelen voor de uitbating van het energiesysteem, onder andere het relatief eenvoudig en kostenefficiënt transport over langere afstanden, de mogelijkheden voor kostenefficiënte opslag en het aanbieden van flexibiliteit om het intermitterende karakter van een aantal hernieuwbare elektriciteitsproductietechnieken op te vangen. Het huidige gebruik van aardgas veroorzaakt uitstoot van broeikasgassen. Naast elektrificatie van aardgastoepassingen probeert men ook vooruitgang te boeken in de mogelijkheden voor afvang van CO₂ en bekijkt men ook klimaatneutrale gassen in de vorm van onder andere waterstof en afgeleide energiedragers (ammoniak, methanol, synthetisch methaan, ...), geproduceerd met hernieuwbare elektriciteit of andere klimaatneutrale productiemethodes, en biogas.

De EU zet sterk in op het klimaatneutraal maken van de gassector met onder andere de Europese strategie voor energiesysteemintegratie², de methaanemissie-strategie en in het bijzonder de waterstofstrategie³, die gepaard gaan met een ambitieuze investeringsagenda. Specifiek rond waterstof is ook wereldwijd een sterk momentum ontstaan,

waarbij toonaangevende instellingen zoals het Internationaal Energieagentschap en verschillende landen de voordelen van een opschaling van waterstof in het energiesysteem onderstrepen. Tegelijk is het belangrijk dat de uitdagingen die waterstof met zich meebrengen niet uit het oog verloren worden.

Klimaatneutrale gassen kunnen ook in België een belangrijke rol opnemen, onder meer gezien de aanwezigheid van belangrijke energie-intensieve (petro-)chemische en industriële clusters. Daarnaast is België nu reeds een belangrijke hub voor aardgas in de Centraal-West Europese regio (CWE)⁴ en optimaal gesitueerd tussen ambitieuze buurlanden om een gelijkaardige strategische positie in te nemen voor klimaatneutrale gassen. Ten slotte biedt de energietransitie ook via technologische innovatie voor dergelijke gassen interessante economische ontwikkelingsopportuniteiten voor een kenniseconomie als België.

Om de transitie naar klimaatneutrale gassen te realiseren, dienen er onverwijd strategische keuzes te worden gemaakt die investeringen induceren, onder andere voor de tijdige aanpassingen aan bestaande infrastructuur en de uitbouw van nieuwe infrastructuur. Het plannings- en vergunningstraject van dergelijke grootschalige infrastructuur vergt immers veel tijd. De budgetten die daarvoor op EU-niveau beschikbaar worden gemaakt, zowel vanuit het post-

COVID Herstelplan als vanuit de algemene Europese middelen voor de realisatie van de Europese Green Deal, bieden hiervoor een extra opportuniteit.

In wat volgt worden, op basis van bestaande studies en onderzoek, bouwstenen aangereikt voor de ontwikkeling van een strategische visie voor een coherent, onderbouwd en toekomstgericht federaal gasbeleid voor België met aandacht voor duurzaamheid, socio-economische, technologische en systemische aspecten. De horizon daarvoor is 2050, waarbij 2030 geldt als tussenstap en ook onmiddellijke acties worden aanbevolen. We focussen ons in hoofdzaak op de gassector. Waar nodig wijden we beperkt uit naar andere sectoren (en andere moleculen). Idealiter wordt het hele energiesysteem in ogenschouw genomen, maar dit viel buiten de scope van deze studie.

Deel 1 bevat de uitgangspunten en richtinggevende principes die in deze studie worden gehanteerd. In deel 2 worden het huidige en mogelijke toekomstige energiesysteem in de EU en in België beschreven. Daarbij wordt enerzijds scherpgesteld op methaan (en de verduurzaming ervan) en anderzijds op de mogelijke uitbouw van een waterstofeconomie. De focus ligt telkens op kritische succesfactoren en hefboomen voor transitie en relance. Naast de bijhorende infrastructuurnoden komt ook de nood aan een flankerend CO₂-beleid op een aantal aspecten aan bod. In deel 3 worden ten slotte concrete beleidsaanbevelingen geformuleerd.

Dit visiedocument over de toekomstige rol van gas in een klimaatneutraal energiesysteem in België kwam tot stand op basis van uitgebreide consultaties van erkende Belgische energie-experten over de toekomst van gas in combinatie met een studie van de literatuur opgelijst in Bijlage 2. Inzichten en aanbevelingen komen bijgevolg voort uit de consultaties met experts, maar evenzeer uit de literatuur.

¹ Europese Commissie, *De Europese Green Deal*, december 2019.

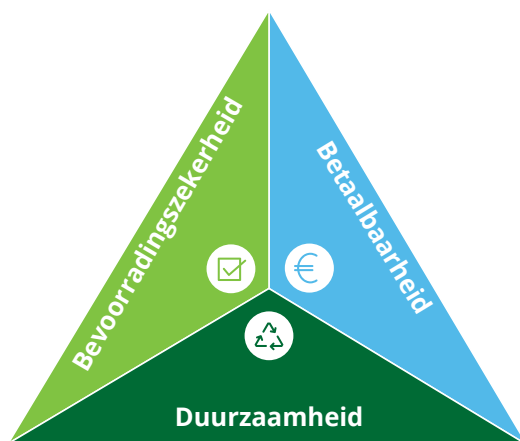
² European Commission, *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, COM(2020) 299 final, July 2020

³ European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

⁴ CWE staat voor de koppeling tussen de trilaterale elektriciteitsmarkt (Frankrijk, België, Nederland) gekoppeld aan de Duitse elektriciteitsmarkt. Die koppeling wordt de CWE-koppeling genoemd.

Uitgangspunten

In dit deel worden de onderliggende uitgangspunten voor deze studie verduidelijkt. Het “energietrilemma” staat daarin voorop, en herinnert aan de drie assen waarvan de interactie het speelveld bepaalt voor elk toekomstgericht energiebeleid. Daarnaast werden nog een aantal andere richtinggevend principes en standpunten gehanteerd bij de uitwerking van de analyse en de aanbevelingen. Ook bij de toepassing van deze principes en standpunten is het belangrijk om het evenwicht te bewaren tussen duurzaamheid, betaalbaarheid en bevoorradingszekerheid.



Figuur 1. Spanningsveld dimensies energiesysteem

Het energietrilemma als achtergrond voor toekomstgericht gasbeleid

Net als voor het energiesysteem in zijn geheel, is het ook in de context van gas van belang een aanvaardbaar evenwicht te behouden tussen duurzaamheid, betaalbaarheid en bevoorradingszekerheid, in zowel de einddoelstelling als doorheen de transitie⁵. Er bestaat een spanningsveld tussen deze dimensies, wat bepaalde beperkingen en uitdagingen met zich meebrengt. Het streven naar meer duurzaamheid kan de dimensies betaalbaarheid en bevoorradingszekerheid onder druk zetten. Omgekeerd zal het niet streven naar het beperken van klimaatverandering belangrijke negatieve economische consequenties hebben⁶.

Duurzaamheid

Een duurzame economie houdt rekening met maatschappelijke en milieuaspecten om zo te beantwoorden aan de behoeften van vandaag, zonder toekomstige generaties te beletten aan hun eigen behoeften te voldoen.

Betaalbaarheid

De lasten van het energiesysteem moeten draagbaar en verantwoord zijn en blijven, waarbij aandacht gaat naar de specifieke impact op zowel huishoudelijke als commerciële en industriële gebruikers.

Bevoorradingszekerheid

Toegang tot voldoende zekere en betaalbare energiediensten blijft een basisrecht en een voorwaarde voor het behoud en de verdere uitbouw van ons economisch en industrieel weefsel.

Onderschrijven van de Europese klimaatdoelstellingen voor 2030 en 2050

De federale regering onderschrijft de Europese Green Deal, en heeft zich in haar regeerakkoord eveneens tot doel gesteld om haar uitstoot van broeikasgassen tegen 2030 met 55% te verminderen en hiervoor de nodige maatregelen te nemen binnen haar bevoegdheid. De beleidsverklaring van de Minister van Energie stelt verder dat een federaal beleid inzake gedecarboniseerde gassen en moleculen in de energietransitie ontwikkeld zal worden, in lijn met de Europese Green Deal en bijhorende strategieën rond energiesysteemintegratie en waterstof.

⁵ World Energy Council, *World Energy Trilemma Index*, <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>, 2020

⁶ Stern N., *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, October 2006



©Istock.com

Op tijd inzetten op het bereiken van de klimaatdoelstellingen

Het CO₂-budget dat we als samenleving kunnen consumeren alvorens een kantelpunt te bereiken, is beperkt. We erkennen daarom ook de sense of urgency om de klimaat- en energietransitie te realiseren. Hoe langer men wacht, hoe duurder het wordt om in een kortere tijdspanne hetzelfde resultaat te bereiken. Bovendien impliceert het niet (tijdig) halen van de klimaatdoelstellingen op wereldschaal dat er bijkomende middelen zullen moeten gaan naar het omgaan met de gevolgen van klimaatverandering. We zetten daarom in op weloverwogen, toekomstgerichte no-regret investeringen.

Aandacht voor systeemintegratie

Hoe efficiënter het systeem, hoe kleiner de uitdaging om op een duurzame manier te voorzien in de energiebehoefte voor eenzelfde energiedienst. Hierbij geldt niet enkel efficiëntie in het eindgebruik maar moet de hele keten bekeken worden. Het is hierbij in het bijzonder van belang een systeembenadering te hanteren en aandacht te hebben voor mogelijke interactie tussen de verschillende sectoren en energiedragers in elke stap van de keten. Efficiëntie dient dan ook telkens bekeken te worden met oog voor het energietrilemma. We merken op dat de verbetering van energie-efficiëntie als een EU-brede doelstelling vastgelegd werd binnen het 2030 climate and energy framework van de Europese Commissie⁷.

Uitspelen en maximaal behouden van onze sterktes in het internationaal speelveld

De Belgische industrie en de Belgische gasmarkt hebben een sterke positie in de Centraal-West-Europese regio. Dit vertaalt zich onder meer in een sterk uitgebouwde infrastructuur en de aanwezigheid van belangrijke industriële clusters, die bovendien in verbinding staan met de wereldmarkt via onze havens. Verschillende Belgische bedrijven opereren hierdoor in een Europese en globale context, waarbij ze ook in concurrentie treden met spelers uit landen waar andere voorwaarden gelden. Om de concurrentiepositie van deze Belgische bedrijven te handhaven en te versterken op zowel korte als lange termijn, moet België streven naar een beleidskader met voldoende aandacht voor deze internationale dimensie. Daarnaast zijn er in België een aantal unieke, in Europa toonaangevende technologiespelers op vlak van waterstof gevestigd, die België maximaal zou moeten inzetten om zowel in België als internationaal een rol van betekenis te blijven spelen en lokale werkgelegenheid verder te laten toenemen.

Optimaal benutten van bestaande opportuniteiten

De bestaande Belgische infrastructuur moet worden meegewogen als factor voor de toekomstige rol van gassen. Naast de importinfrastructuur (inclusief de LNG-terminal te Zeebrugge, Zeepipe, IUK, interconnecties met Nederland, Duitsland en Frankrijk) is met name het Belgische aardgasnet zeer sterk ontwikkeld. De omschakeling van L-gas naar H-gas, met een hogere energiedensiteit, en de aanwezigheid van dubbele dorsalen op sommige assen maakt het mogelijk bepaalde onderdelen van het aardgasnet beschikbaar te stellen voor andere toepassingen. Dit kan een geleidelijke ombouw naar het vervoer van andere gassen vergemakkelijken. Aanvullend moet rekening gehouden worden met de bestaande infrastructuur voor waterstof. Ook voorbij infrastructuur biedt de ligging van België, tussen ambitieuze buurlanden omtrent verduurzaming van energie, op verschillende vlakken opportuniteiten voor samenwerkingen.

⁷ European Commission, 2030 climate & energy framework, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en, laatst geraadpleegd op 1/04/2021

The background of the slide is an abstract composition. It features a gradient that transitions from a light teal at the top to a deeper green at the bottom. Scattered throughout this gradient are numerous translucent, spherical bubbles of varying sizes. These bubbles have a glossy, reflective surface, with bright highlights and soft shadows that give them a three-dimensional appearance. They are distributed across the entire frame, with some appearing in sharp focus in the foreground and others blurred in the background, creating a sense of depth and movement.

Beschrijving van het huidige en mogelijke toekomstige energiesysteem

In dit beschrijvende deel worden een aantal vaststellingen gemaakt inzake het Belgische en Europese energiesysteem, met bijzondere aandacht voor de rol van gassen daarin. De focus ligt daarbij voornamelijk op het identificeren van kritische succesfactoren en hinderpalen.

Na een meer algemene beschrijving van de belangrijkste verwachte trends en evoluties naar 2050, wordt eerst de rol van methaan als energiedrager behandeld. Een beschrijving van de blijvende rol van aardgas wordt aangevuld met pistes voor meer duurzame alternatieven, met name biomethaan en synthetisch methaan. Ook de implicaties voor infrastructuur en marktontwikkeling worden hierbij aangestipt.

Vervolgens wordt ingezoomd op de uitbouw van een waterstofeconomie, waarbij naast de mogelijke toepassingen ook de productie en import van waterstof (of waterstofdragers) worden behandeld, evenals de implicaties voor infrastructuur- en marktontwikkeling.

Ten slotte wordt ook kort stilgestaan bij het belang van een flankerend beleid inzake CO₂ en de nodige infrastructuurontwikkeling hiervoor, gezien de relevantie daarvan voor zowel methaan als waterstof.

De inzichten in dit deel werden ontwikkeld door bestaande cijfers en inzichten te verzamelen, en deze vervolgens kritisch af te toetsen met een groep experts uit de sector. Aanvullend werden er inzichten vanuit de literatuur toegevoegd (bestaande studies opgelijst in Bijlage 2). Omwille van het huidige momentum rond het thema “toekomst van gas” konden hierbij soms verschillende recente studies en projecties naast elkaar worden gelegd.

Significante verschuivingen in het energielandschap naar 2050

Verwachte evoluties in het Europese energiesysteem

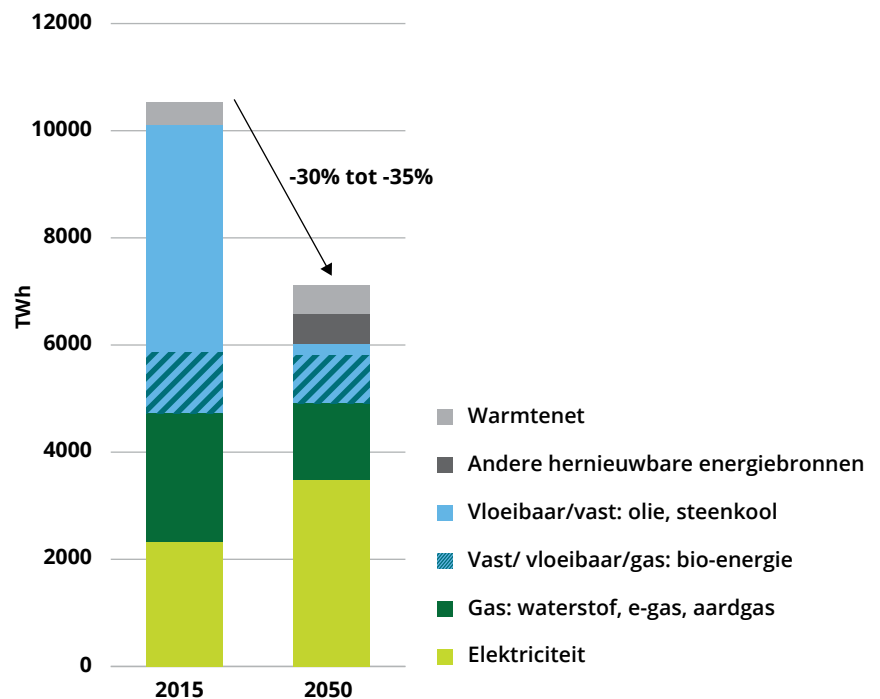
Op **Europees niveau** baseren we ons op de meest recente scenario-analyses van de Europese Commissie⁸. De reeds beschreven uitgangspunten inzake energie-efficiëntie en systeemintegratie zijn hierbij van toepassing, maar de internationale insteek rond bevoorrading werd hier niet specifiek in meegenomen. In grote lijnen tonen de scenario's volgende karakteristieken van het energiesysteem van de toekomst⁹:

Afname van de finale energievraag ten gevolge van toegenomen energie-efficiëntie onder andere door het directe gebruik van hernieuwbare elektriciteit of toegenomen isolatiegraad van woningen. Men verwacht dat het aandeel elektriciteit in de finale energievraag in de EU in 2050 ongeveer 45 tot 50% zal bedragen (De efficiëntiewinst zal leiden tot een daling van de totale finale energievraag in de EU tegen 2050 van -30 tot -35% (vs. 2015)).

Tegelijk tekent er zich een limiet aan elektrificatie af. **Moleculen** zullen, naast hun gebruik als feedstock, omwille van hun unieke voordelen optreden in sectoren die moeilijk te elektrificeren zijn (voor hoge temperatuurswarmte, voor transport over lange afstand, etc.) of waar ze een kosteneffectief alternatief bieden.

Er is een **verschuiving** van de balans tussen gasvormige en vloeibare/vaste moleculen in het voordeel van gassen. Tegen 2050 daalt het verbruik van olie en aardgas daarbij tot een fractie van het huidige verbruik (ca. 60% van de de finale energievraag in 2015). Ze worden gedeeltelijk vervangen door hernieuwbare en klimaatneutrale gasvormige energiedragers.

Figuur 2. Projectie finale energievraag per energiedrager in de EU



⁸ European Commission, *Stepping up Europe's 2030 climate ambition: investing in a climate-neutral future for the benefit of our people - Impact Assessment*, SWD(2020) 176 final, September 2020, PART 2/2

⁹ Ibid, p. 51, gemiddelde van (nauwaansluitende) projecties van de scenario's (REG, MIX, CPRICE en ALLBNK)



De toekomstige energievoorziening zal in grote mate afhankelijk zijn van hernieuwbare bronnen zoals wind, zon en biomassa¹⁰. Omwille van de intrinsieke variabiliteit van wind- en zonne-energie, moet er voorzien worden in **flexibiliteit en opslag** in het energiesysteem. In de scenario's van de Europese Commissie worden de dagelijkse flexibiliteitsbehoeftes ingevuld met behulp van snel in-/afschakelende gasgestookte eenheden, batterij-opslag en spaarbekkens en betere interconnectie tussen de lidstaten. Volgens de Europese Commissie zal de toegenomen vraag naar klimaatneutrale energiedragers in combinatie met periodes van overschotten aan hernieuwbare energie aanleiding geven tot de ontwikkeling van elektrolyse-eenheden.

De verschillende scenario's gaan uit van een geïnstalleerde capaciteit van gemiddeld 550 GW in de EU tegen 2050. Voor 2030 bedraagt de projectie 12 GW om vervolgens versneld te groeien. Er wordt door de Commissie niet dieper

ingegaan op de seizoensproblematiek van intermitterende energie, die relevant is voor de internationale dimensie, lange-termijn energieopslag¹¹ en infrastructuurnoden van het energiesysteem.

Verwachte evoluties in het Belgisch energiesysteem

Voor België heeft het Federaal Planbureau eveneens een scenario-analyse gemaakt van het totale energiesysteem waarin het bereiken van klimaatneutraliteit tegen 2050 in de EU geïntegreerd wordt¹². De Belgische **elektriciteitsvraag neemt toe** met een factor 3 tegen 2050 tot ongeveer 250 TWh¹³, wat zowel door directe als door indirecte¹⁴ elektrificatie kan worden verklaard¹⁵. Dat leidt tot een significante verhoging van de binnenlandse elektriciteitsproductie. De geïnstalleerde capaciteit neemt dan toe met een factor 4, tot ongeveer 80 GW in 2050. Aangestuwd door hernieuwbare bronnen gaat het in aflopende volgorde qua vermogen om: zon, wind, gaseenheden (hoofdzakelijk uitgerust met CO₂-afvang en -hergebruik/-opslag (CCU/S) en die functioneren op groen gas (biogas,

synthetisch gas, waterstof) naast een marginale hoeveelheid aardgas), biomassa en afval, en andere hernieuwbare eenheden. Onderstaande figuur toont de onderlinge verdeling van deze capaciteiten.

De scenario's tonen een sterke koppeling tussen het elektriciteits- en gassysteem en identificeren dat de eerder besproken flexibiliteitsnood ingevuld kan worden door overschotten op te vangen met elektrolyse-eenheden (11-19 GW), snel in-/afschakelende gasgestookte eenheden (11-16 GW), interconnecties (14 GW) en batterij-opslag in de vorm van voornamelijk elektrische voertuigen (9,2 miljoen wagens). De scenario's voorzien ook flexibiliteit in de vorm van een uitbreiding van de bestaande spaarbekkencapaciteit (tot 2 GW). Afhankelijk van het scenario wordt de flexibiliteitsnood verschillend ingevuld. Waar het ene scenario voornamelijk inzet op elektrolyse-eenheden en gasgestookte eenheden, leunt het andere ook op elektriciteitsinvoer en elektrische voertuigen.

¹⁰ We merken op dat de toename van het aandeel hernieuwbare energie als een EU-brede doelstelling vastgelegd werd binnen het 2030 climate and energy framework van de Europese Commissie. European Commission, 2030 climate & energy framework, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en, laatst geraadpleegd op 1 april 2021

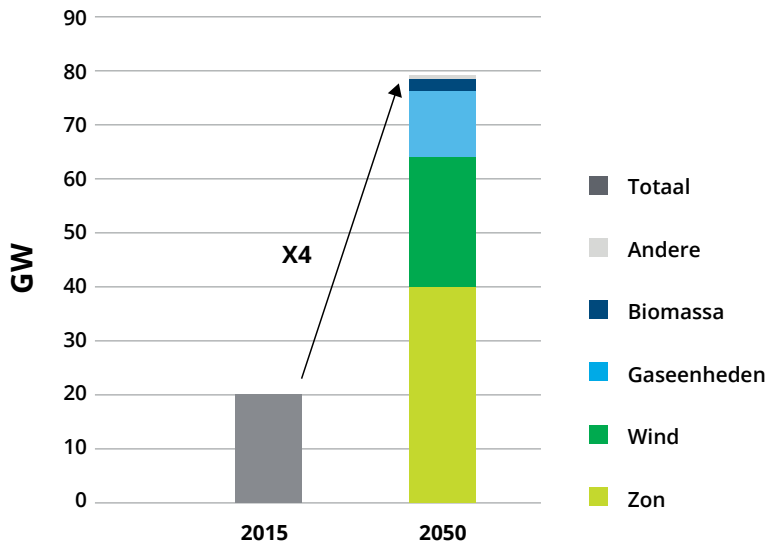
¹¹ Zimmerman L., Powering the energy transition with better storage, <https://energy.mit.edu/news/powering-the-energy-transition-with-better-storage/>, MITe, March 2021

¹² Devogelaer D., Fuel for the future – More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050, Federaal Planbureau, Working Paper 4-20, Oktober 2020

¹³ Ibid

¹⁴ Deze scenario-analyse vertrekt van het 1.5TECH-scenario van de Europese Commissie zoals beschreven in haar Langetermijnstrategie (EC, 2018). In die publicatie wordt de veronderstelling gemaakt dat het beschikbare waterstofaanbod enkel door de EU27+7 landen wordt voorzien. Er wordt met andere woorden geen invoer van waterstof verondersteld van buiten de EU. In de publicatie van het Federaal Planbureau (Devogelaer, 2020) wordt in de sensitiviteit (deel 4.2.2) wel de mogelijkheid van extra-EU-invoer opgenomen. (European Commission, A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773, November 2018)

¹⁵ We merken op dat andere studies een beperktere toename in de elektriciteitsvraag projecteren voor andere projectiejaren (EnergyVille, 2045: 97 – 122 TWh, Elia, 2040: 90 – 98 TWh). Dit is te wijten aan het feit dat deze studies voornamelijk directe elektrificatie beschouwen en het behalen van klimaatneutraliteit tegen 2050 niet vooropstellen. De elektriciteitsvraag voor directe elektrificatie in de studie van het Federaal Planbureau in 2050 bedraagt 134 TWh. (Elia, Electricity scenarios for Belgium towards 2050, November 2017; EnergyVille, Belgian Long Term Electricity System Scenarios – 2050 scenarios ordered by Engie, 2020)

Figuur 3. Projectie geïnstalleerde capaciteit in België per energiebron in 2050¹⁶

- 16 Devogelaer D., *Fuel for the future – More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050*, Federaal Planbureau, Working Paper 4-20, Oktober 2020
- 17 EnergyVille, FOD Economie, KMI, WP3 - Renewable Energy Generation, BREGILAB project, 2021
- 18 Elia, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, November 2017
- 19 Wind Europe, *Our energy, our future – How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*, 2019. De studie schat het potentieel voor offshore wind in de Europa omringende zeeën op 450 GW. Naast de Noordzee gaat om de Baltische Zee, Atlantische Oceaan en Middellandse Zee. Ten gevolge van toegenomen integratie van de elektriciteitsmarkten kunnen deze ook voor België van belang zijn.
- 20 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021
- 21 European Commission, *Stepping up Europe's 2030 climate ambition: investing in a climate-neutral future for the benefit of our people - Impact Assessment, SWD(2020) 176 final, PART 2/2*, September 2020
- 22 Ibid, p. 61, gemiddelde van (nauwaansluitende) projecties van de scenario's (REG, MIX, CPRICE en ALLBNK)
- 23 Ibid, p. 62, gemiddelde van (nauwaansluitende) projecties van de scenario's (REG, MIX, CPRICE en ALLBNK)
- 24 De studie van de Europese Commissie neemt internationale scheep- en luchtvaart in beschouwing. De mate waarin deze binnen de target scope voor CO₂-emissiereducties vallen is afhankelijk van het gekozen scenario.
- 25 VITO, *Warmte in Vlaanderen*, 2015

In functie van **technische en socio-economische parameters alsook politieke keuzes** (zoals de prijs van elektriciteit, aardgas, CO₂, geïmporteerde waterstof en afgeleide energiedragers; energieafhankelijkheid en bevoorradingszekerheid, lokale waardecreatie en tewerkstelling, etc.) zal er zich een **evenwicht** aftekenen tussen **lokale productie en import in brede zin**. Overeenkomstig verwachten we dat de vereiste lokale capaciteiten, bijvoorbeeld in de vorm van elektrolyse-eenheden, mogelijk lager zullen liggen dan hierboven vermeld. De hieropvolgende paragrafen gaan verder in op de bepalende factoren.

Voor wat betreft **het lokale potentieel aan hernieuwbare energieopwekking op intermittente basis** schat het onderzoeksproject BREGILAB het technisch beschikbare potentieel voor België op 20 GW voor onshore wind en 84 GW voor zonne-energie¹⁷. In vergelijking wordt het technisch potentieel door Elia voor onshore wind geschat op 9 GW en het potentieel voor zonne-energie op daken op 40 GW. Het totale potentieel van zonne-energie kan echter groter zijn als ook andere oppervlaktetypes dan daken in rekening worden genomen¹⁸. Daarnaast schat een recente studie het potentieel van offshore windenergie in de volledige (internationale) Noordzee op minstens 212 GW, waarvan 6 GW in België¹⁹. Deze cijfers tonen dat het in theorie mogelijk is om de vereiste capaciteiten in de scenario-analyse van het Federaal

Planbureau te realiseren in België dan wel de Noordzee voor wat betreft offshore windenergie. Omwille van ruimtelijke en economische parameters kan het evenwel zeer moeilijk zijn deze potentiëlen in de praktijk ten volle te verwezenlijken tenzij een ambitieus en doorgedreven beleid dit als objectief stelt. Verder kunnen ook de tijdige realisatie van de vereiste interconnectiecapaciteit, integratie in het distributienet en publieke acceptatie limiterende factoren zijn.

Naast de lokale productie van elektriciteit op basis van hernieuwbare energie, in combinatie met de import van klimaatneutrale elektriciteit, dient de mogelijkheid tot import van klimaatneutrale moleculen zich aan. De import van moleculen kan gebeuren via pijpleiding of schip in functie van onder andere de afstand tot de energiebron. Een studie van de Waterstofimport-coalitie concludeert dat waterstof en afgeleide energiedragers afkomstig uit diverse bevoorradingsregio's tegen 2030-35 kostencompetitieve hernieuwbare energie en feedstock kunnen leveren²⁰ in vergelijking met lokaal geproduceerde vergelijkbare dragers. Een sensitiviteitsanalyse van het Federaal Planbureau toont dat bij een belangrijke daling van de importprijs van waterstof (van 90 €/MWh naar 50 €/MWh, productie en transport inbegrepen), de lokale productie van waterstof sterk terugvalt. Deze terugval is groter als er weinig goedkope elektriciteit beschikbaar is in België. In dit laatste geval slaat de balans door van voornamelijk lokale productie van waterstof naar hoofdzakelijk import van waterstof. Waar de balans juist ligt, is op het huidige ogenblik moeilijk te zeggen. We concluderen dat het belangrijk is om zowel in te zetten op het **maximaal economisch benutten van lokale en nabijgelegen klimaatneutrale energie alsook in te zetten op de import** van klimaatneutrale energie uit meer afgelegen gebieden als kosteneffectief alternatief. De sectie over waterstof, verderop in dit document, gaat in meer detail in op de import van waterstof en afgeleide energiedragers.

Naast de balans tussen lokale productie en import, moet er een balans gevonden worden tussen het gebruik van elektriciteit en gas en de interactie tussen beide, onder

andere op het gebied van flexibiliteit en opslag. We merken op dat in dit kader Elia en Fluxys gemeenschappelijke scenario's bestuderen om vervolgens te bekijken in welke mate **systeemintegratie** wenselijk is.

Bovenstaande bespreking over het energiesysteem van de toekomst toont dat **gasvormige energiedragers een belangrijke rol zullen blijven hebben**. Gassen hebben unieke voordelen voor bepaalde toepassingen en in hun complementariteit met elektriciteit. Voor klimaatneutraliteit is een verschuiving in de gasmix nodig richting hernieuwbare en klimaatneutrale energiedragers. De volgende secties beschrijven in meer detail de verwachte evoluties op Belgisch niveau, gekaderd in een Europese context, ten aanzien van de verschillende gastypes en de aandachtspunten die meegenomen moeten worden.

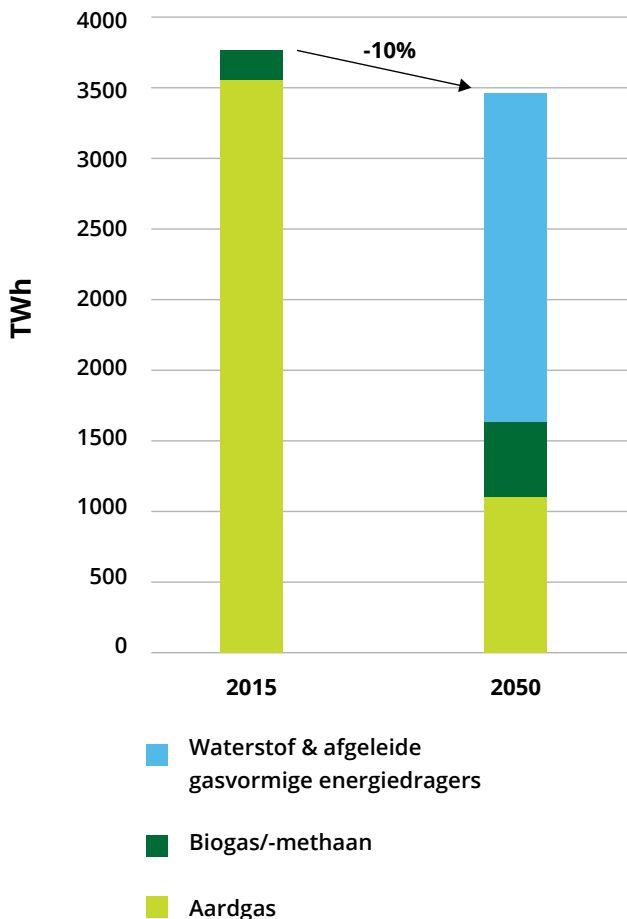
Verwachte evoluties in de Europese gasmix

Op Europees niveau baseren we ons op de meest recente scenario-analyses van de Europese Commissie²¹. Het **totale gasverbruik** in de EU wordt verwacht slechts **beperkt te dalen** tegen 2050. Waar de gasmix in de EU vandaag quasi volledig bestaat uit aardgas (95%), naast een fractie biogas/-methaan (5%), zal deze **mix significant veranderen** naar een mix van waterstof en afgeleide gasvormige energiedragers (52%), aardgas (32%) en biogas/-methaan (16%). Ook tekenen er zich belangrijke verschuivingen af tussen sectoren onderling²³. De elektriciteitssector wordt de belangrijkste afnemer van gas (40%), mede door het geanticipeerde uitfasen van kolencentrales en afname in nucleaire centrales. Gevolgd door de industrie (26%), waarbij een afname van het energetisch gebruik gecompenseerd wordt door

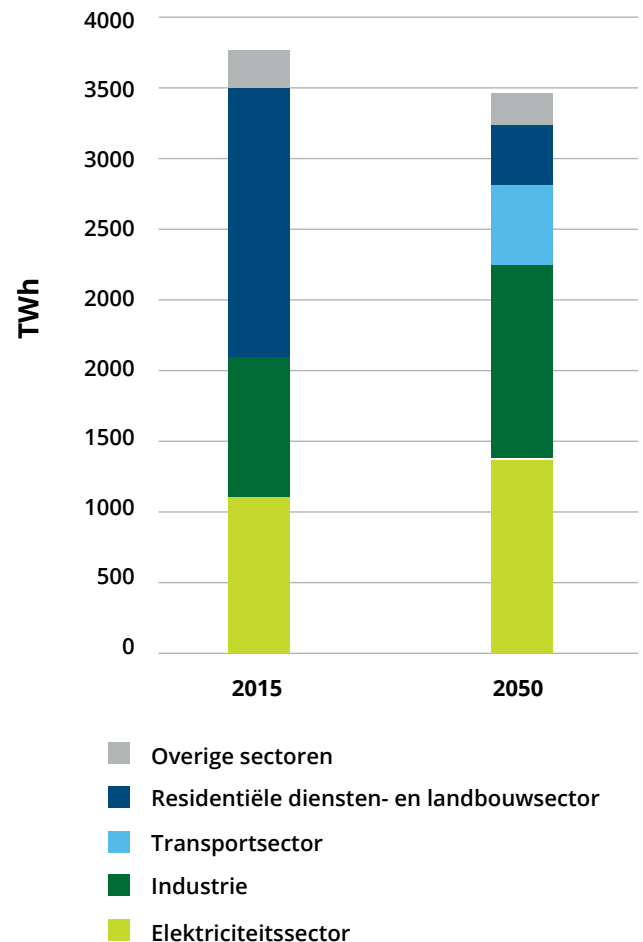
toegenomen gebruik als feedstock. Daarnaast zal de transportsector²⁴ een significant aandeel gas gebruiken (15%), waar dit vandaag quasi niet het geval is. Verder neemt de vraag in de residentiële, diensten- en landbouwsector drastisch af (13%), door de inzet van isolatie en energiezuinige technieken zoals hybride warmtepompen. Ook warmtenetten²⁵ zullen verder ingang vinden o.a. op locaties waar duurzame warmte beschikbaar is (ofwel als restwarmte, ofwel als groene warmte, ofwel waar gecentraliseerde WKK-installaties lokaal warmte en elektriciteit leveren). Daarnaast is er nog een beperkt aandeel in overige sectoren (6%). Deze wijzigingen impliceren een diepgaande transformatie van de gassector.

Voor België worden de verschillende gasvormige energiedragers afzonderlijk en uitgebreider besproken in de volgende hoofdstukken.

Figuur 4. Projectie gasmix in de EU



Figuur 5. Projectie gasconsumptie per sector in de EU



The background of the entire page is a gradient from light green at the top to a darker green at the bottom. Numerous translucent, spherical bubbles of varying sizes are scattered across the image, some appearing to float or rise. A white rectangular box is positioned in the upper left quadrant, containing the main title text.

Geleidelijke vervanging van aardgas door klimaatneutraal methaan

De toekomst van methaan als energiedrager

Uit de verschillende geraadpleegde studies volgt een duidelijke **blijvende rol voor methaan**. Zowel duurzaam geproduceerd methaan als aardgas met CCU/S²⁶ komen hierbij duidelijk nog aan bod in 2050 in scenario's die streven naar klimaatneutraliteit. Binnen de Belgische context wordt deze conclusie verder ondersteund door de opportuniteiten die voortkomen uit de sterke aardgasinfrastructuur in België. Niet enkel het uitgebreide en sterk geïnterconnecteerde net met de diverse toevoer- en doorvoermogelijkheden, maar ook de opslagcapaciteit in zowel Loenhout als de LNG terminal zijn belangrijke troeven voor het verdere gebruik van methaan. Deze opslagcapaciteit biedt in het bijzonder een groot voordeel voor toepassingen die onderhevig zijn aan intermittentie, bijvoorbeeld door afhankelijkheid van meteorologische fenomenen zoals het geval is voor reservecapaciteit in de elektriciteitsproductie of verwarmingstoepassingen.

In een klimaatneutraal systeem zal methaan uiteraard klimaatneutraal gemaakt moeten worden doorheen de hele levenscyclus. Zoals eerder aangegeven, zijn hiervoor verschillende mogelijkheden. De keuze voor deze mogelijkheden zal echter sterk afhangen van de mogelijkheid om CCU/S toe te passen. De verschillende

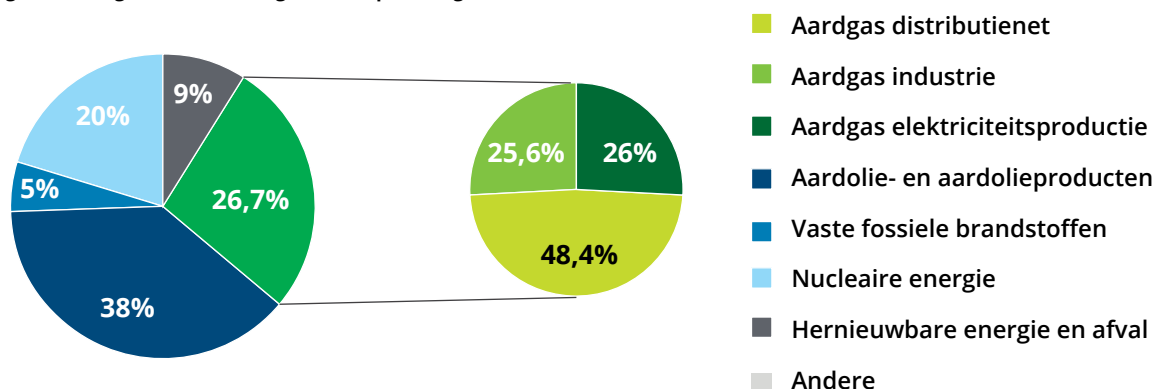
opties worden hieronder in meer detail toegelicht. Daarnaast blijft het ook voor klimaatneutraal methaan belangrijk om het ontsnappen van methaan in de atmosfeer, ook wel methaanslip genoemd, te vermijden. Methaan is immers een erg krachtig broeikasgas. Het is hierbij belangrijk de hele keten, van bron tot verbruik, in rekening te brengen.

Een rol voor aardgas in België tot 2050 Gebruik en toepassingen

Het aardgasverbruik in België bedroeg in 2019 **196 TWh**²⁷. Dit komt overeen met 26,7% van het primair energieverbruik. Van het totale aardgasverbruik behoort 48,4% toe aan klanten op het distributienetwerk, 25,6% aan de industrie en 26% aan productie van elektriciteit²⁹.

Het gebruik van aardgas zal, net als voor alle andere fossiele brandstoffen, op lange termijn in belangrijke mate moeten afnemen. Trekt men de projecties van de Europese Commissie, nl. een daling van het aardgasgebruik van minstens 66%, door op Belgisch niveau, dan zou het aandeel aardgas in België nog maximaal 65 TWh bedragen in 2050. Deze projectie is echter louter indicatief. Op basis van verschillende studies voor de Belgische context schatten we het aardgasverbruik in 2050 qua grootteorde in op **10 à 75 TWh**^{30,31,32}. De breedte van de range is te verklaren doordat de vernoemde studies verschillen in de projecties voor elektriciteitsproductie

Figuur 6. Energieverbruik in België in 2019 per energiebron



26 Deze oplossing is niet 100% klimaatneutraal omwille van neveneffecten zoals methaanslip en beperkte effectiviteit van koolstofafvang.

27 FOD Economie, AG Energie, Energy Key Data, augustus 2020, cijfers TWh omgezet van lagere naar hogere calorische waarde

28 Ibid

29 Febeg, Jaarverslag 2019, <https://www.febeg.be/jaarverslag-2019>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021

en industrieel gebruik, terwijl ze een gelijkaardige evolutie projecteren voor residentieel en tertiair gebruik.

Wat betreft de **toepassingen** verwachten we dat in 2050 aardgas voornamelijk nog van toepassing zal zijn voor elektriciteitsproductie en in de industrie. Omwille van de complementariteit van snelschakelende gaseenheden met elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen wordt verwacht dat ze ook in 2050 zullen bijdragen tot elektriciteitsproductie. Het gasverbruik hiervoor zal gedeeltelijk ingevuld worden door aardgas, naast alternatieven zoals biomethaan, synthetisch methaan, waterstof, etc. Zowel over de hoeveelheid gaseenheden als het aandeel aardgas lopen studies uiteen. Voor de Vlaamse industrie, die aardgas als energiedrager en als grondstof gebruikt, verwachten we een afname van allicht meer dan 30%³³. Gelijkaardige cijfers voor Wallonië of Brussel hieromtrent zijn niet beschikbaar. Aardgas kan ook ingezet worden voor de productie van blauwe of turquoise waterstof. Een zeer significante daling treedt op voor residentieel en tertiair gebruik, gedreven door toegenomen energie-efficiëntie, opname van (hybride) warmtepompen en een vervanging van het resterende aandeel aardgas door biomethaan, waterstof en afgeleide energiedragers.

In de transitie verwachten we dat het aardgasgebruik richting 2030 relatief stabiel zal blijven, en pas nadien een veel steilere afname zal kennen. De kernuitstap en CRM zijn beslist beleid en zullen wellicht tijdelijk leiden tot meer gasgebruik om de elektriciteitsproductie te kunnen dekken. Het gasverbruik voor elektriciteitsproductie, voornamelijk ingevuld door aardgas, wordt verwacht tijdelijk toe te nemen³⁴. De bijkomende gaseenheden zullen omwille van hun flexibele inzet bijdragen tot een stabiel energiesysteem en de verdere integratie van hernieuwbare energie.

Opportunities en uitdagingen

Aardgas zal een belangrijke rol spelen in de energietransitie. De aardgasmarkt is een gevestigde wereldmarkt en aardgas zal wellicht nog lang beschikbaar zijn aan relatief lage prijzen. Op die manier kan aardgas bijdragen tot de leveringszekerheid van betaalbare energie, des te meer belangrijk in het kader van de kernuitstap. Verder is België momenteel een import- en doorvoerhub voor aardgas als deel van een ontwikkeld Europees infrastructuurnetwerk. Er werd in 2019 ongeveer **450 TWh** getransporteerd door het netwerk van Fluxys Belgium, waarvan ongeveer **196 TWh** werd gebruikt voor **binnenlandse consumptie**. Deze rol danken we aan het bestaan van een uitgebreid en internationaal goed geconnecteerd aardgasvervoersnet met een lengte van **4.000 km³⁵ (inclusief LNG-terminal)** en van een **liquide markthub (ZTP)**.

Aardgas blijft echter een fossiele brandstof waarvan het gebruik leidt tot de uitstoot van broeikasgassen (naast CO₂ vormt ook methaan zelf een zeer krachtig broeikasgas). Een vervanging door klimaatneutrale alternatieven is dan ook nodig, die op een kostenefficiënte manier gebeurt. Voor de resterende toepassingen vormt CCU/S (CO₂-afvang en -hergebruik/-opslag) technologie een belangrijk sluitstuk. Pilotprojecten zijn lopende om de technologie op te kunnen schalen en de kosten en het energieverbruik te drukken, zowel op het niveau van de industrie als op het niveau van elektriciteitsproductie. Verder onderzoek is nodig om de duurzaamheid op lange termijn van deze oplossing na te gaan. Ook op het decentrale niveau zoals voor kleine industriële verbruikers kan de technologie ingang vinden. Aangezien het aardgasverbruik verwacht wordt relatief stabiel te blijven tot 2030, is het belangrijk dat een minimum aan assets en infrastructuur behouden blijft op middellange termijn.

30 FPS Health, DG Environment, Climate Change Section, Exploring pathways towards a climate neutral Belgium by 2050, April 2021

31 EnergyVille, <https://www.energyville.be/belgian-long-term-electricity-system-scenarios>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

32 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

33 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

34 Berekeningen in het kader van de doorrekening van de verkiezingsprogramma's in 2019 door het Federaal Planbureau leren dat gasgestookte eenheden in 2030 13 TWh meer elektriciteit zullen produceren in vergelijking met een scenario waarbij 2 nucleaire reactoren een operationele werkingduurverlenging krijgen toegekend.

35 Fluxys, Onze infrastructuur, <https://www.fluxys.com/nl/company/fluxys-belgium/infrastructure>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

Biogas, biomethaan en biopropan als deel van de oplossing

Gebruik, toepassingen en potentieel

Het huidige verbruik aan **biogas** bedraagt ongeveer **2,3 TWh**^{36,37}, in België.

Biogas wordt voornamelijk ingezet in warmtekrachtkoppeling (WKK)-eenheden. Hierbij wordt 1 TWh aan elektriciteit en 1,3 TWh warmte geproduceerd.

De **biomethaanproductie**, met name het opwaarderen van biogas tot vrijwel zuiver methaan, bedroeg **3,7 GWh**³⁸ in 2019, afkomstig van één vergister. Sinds oktober 2020 is een tweede site voor de injectie van biomethaan in het gasnetwerk operationeel in België, deze produceert 45 GWh³⁹ per jaar. Er is verder een investeringsbeslissing voor 6 andere projecten⁴⁰. De huidige biomethaanproductie is momenteel slechts 2% van de totale biogasproductie. Sinds 2018 is ook biopropan op de Belgische markt beschikbaar. Biopropan is chemisch identiek aan conventionele propaan maar wordt geproduceerd op basis van duurzame grondstoffen zoals die werden vastgelegd in de Europese RED-richtlijn⁴¹.

Biogas en biomethaan in het bijzonder zal een toegenomen aandeel innemen in de Belgische gasmix tegen 2050. De voornaamste beperking voor de inzet van biogas en biomethaan betreft het realistisch beschikbare potentieel. Dit potentieel wordt op **ongeveer 16 TWh** geraamd (zonder rekening te houden met energiegewassen) waarvan **70% als biomethaan** kan worden geïnjecteerd in het distributienet⁴². Wat de propaanmarkt betreft, is de verwachting dat, mits de nodige investering in bijkomende productietechnologieën, de volledige vraag naar propaan in 2050 kan ingevuld worden door biopropan. Daarbij wordt aangenomen dat de vraag naar propaan tegen 2050 zal dalen met 25-50%⁴³.

Wat betreft de toepassingen heeft biogas/-methaan een rol voor de productie van elektriciteit en warmte. Biogas kan gebruikt worden in lokale WKK-eenheden, zoals dit vandaag reeds gebeurt. Deze bio-WKK's kunnen tevens bijdragen tot de flexibiliteit van het energiesysteem en het behouden van de netbalans. Het opwaarderen van biogas tot biomethaan maakt het een volwaardige hernieuwbare vervanger van aardgas en laat ook toe om het te gebruiken in de residentiële en tertiaire sector (bijvoorbeeld als WKK) op andere plaatsen dan waar het geproduceerd wordt, in de industrie en de transportsector. Op niveau van het distributienet streeft bijvoorbeeld Fluvius tegen 2030 naar een biomethaaninjectie van 10%. In de transportsector kan biomethaan mogelijk een rol spelen in de vorm van bio-LNG of -CNG⁴⁴. Hoe de uiteindelijke verdeling tussen toepassingen er zal uitzien, is echter nog onzeker.

Biopropan zal op haar beurt vooral een rol spelen in gebieden die niet zijn aangesloten op het aardgasnet, in het bijzonder in de residentiële en tertiaire sector. Gebouwen in landelijke gebieden hebben gemiddeld een hogere energievraag doordat ze groter, ouder en ook vaker alleenstaand zijn. In gebouwen waar 100% elektrificatie geen haalbare kaart is kan de resterende warmtevraag opgevangen worden door biopropan als alleenstaande oplossing (bijvoorbeeld als WKK), dan wel in een hybride systeem in combinatie met een warmtepomp of zonneboiler voor het opvangen van piekmomenten. In de transportsector kan LPG autogas ook probleemloos vervangen worden door biopropan.

36 Valbiom, *Panorama de la Biométhanisation en Wallonie*, 2020

37 Biogas-E, *De Vlaamse biogassector in 2019 – Vooruitgangrapport*, oktober 2020

38 Ibid

39 Valbiom, *Le premier site d'injection de biométhane wallon a été inauguré*, <https://valbiomag.labiomasseenwallonie.be/news/le-premier-site-dinjection-de-biomethane-wallon-ete-inaugure>, oktober 2020, aanname load factor : 75-80%

40 Fluxys, *Memorandum*, juli 2020

41 Renewable Energy Directive (2018/2001/EU)

42 Gas.be en ValBiom, *Quelle Place Pour Le Biométhane en Belgique?*

43 Atlantic Consulting, *European BioLPG pathway 2050 – A scenario of future demand and supply*, 2020

44 Navigant, *Gas for Climate*, 2019

Opportunities en uitdagingen

Als voordeel geldt alvast dat de technologie met betrekking tot de waardeketen van biogas/-methaan/-propaan matuur is en de inzet van biomethaan en biopropaan geen aanpassingen vereist aan de bestaande infrastructuur en zo op korte termijn een verduurzaming van het energiegebruik mogelijk maakt. Het uitrusten van gaseenheden op basis van biogas/-methaan met CCU/S zou interessant kunnen zijn omdat het toelaat negatieve emissies te bekomen (in de context van bioenergie spreekt men van BECCU/S). Dit vereist verder onderzoek.

Aandachtspunten zijn de volgende. Het is belangrijk dat de productie van biogas gebeurt op basis van duurzame bronnen. Hierbij moet er een balans gevonden worden voor het gebruik van land voor voeding en andere biogebaseerde toepassingen, dan wel energiedoelstellingen. Daarnaast zal er ingezet worden op korte ketens en lokale inzetbaarheid, zodat de CO₂-uitstoot bij het vervoer van biomassa beperkt blijft. De hoge kostprijs lijkt echter het grootste obstakel voor verdere opschaling van biomethaan. Deze ligt momenteel 4x hoger dan de aardgasprijs en er zijn hierbij weinig kostenreducties te verwachten. Positieve externaliteiten, bovenop de CO₂-besparing, zoals de

bijdrage tot de circulaire economie, lokale tewerkstelling en afvalbeheer, zouden moeten gevaloriseerd worden om dit prijsverschil te dichten⁴⁵. De kostprijs van biopropaan ligt op dit moment 15-30% hoger dan die van conventionele propaan. De consumentenprijs van biopropaan is gelijk aan de officiële prijsnotering van propaan die wordt bepaald binnen het kader van de programma-overeenkomst. Het gebrek aan een vrije prijszetting voor biopropaan (buiten de programma-overeenkomst) vormt mogelijks nog een hindernis voor de opschaling van biopropaan op de Belgische markt.

Naast het Belgisch potentieel blijkt er momenteel een beperkt potentieel beschikbaar voor import van biomethaan uit buurlanden die zelf op biomethaan zullen inzetten. Bovendien is er nog geen EU-breed systeem van garanties van oorsprong om de handelbaarheid te faciliteren. We verwachten daarom slechts beperkte importstromen van biomethaan. Biopropaan kan op dit moment ingevoerd worden vanuit ons omringende havens. Er is in de Belgische havens potentieel om een hub in de globale biopropaanproductie te worden.

Een potentiële rol voor synthetisch methaan

Methaan kan ook geproduceerd worden uit waterstof en koolstofdioxide of koolstofdioxide door middel van het Sabatier Proces. In die zin kan het gebruikt worden voor het transport van waterstof met bestaande infrastructuur of als opslag van hernieuwbare elektriciteit.

Studies tonen aan dat de round-trip efficiëntie van synthetisch methaan, waarbij elektriciteit wordt omgezet in synthetisch methaan en omgekeerd, hoger ligt dan bij methanol en bijgevolg interessant kan zijn voor de ondersteuning van het elektriciteitssysteem. Voor waterstof wordt een hogere exergetische efficiëntie gerapporteerd, maar de opslag van waterstof is complexer, duurder en vereist aanpassingen van de bestaande infrastructuur. Methaan daarentegen beschikt over het voordeel van bestaande infrastructuur die aanzienlijke productiecapaciteiten kan huisvesten^{46,47}.

Lokale productie van synthetisch methaan is echter enkel zinvol wanneer de gebruikte waterstof volledig hernieuwbaar is en geen aanleiding heeft gegeven tot bijvoorbeeld extra productie van elektriciteit door middel van aardgas op een andere plaats in het systeem, laat

45 ENEA Consulting, *A vision of European biogas sector development towards 2030; Trends and challenges*, November 2020

46 Rihko-Struckmann, Liisa & Peschel, Andreas & Hanke-Rauschenbach, Richard & Sundmacher, Kai. *Assessment of Methanol Synthesis Utilizing Exhaust CO₂ for Chemical Storage of Electrical Energy*. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 49. 10.1021/ie100508w. 2010

47 Uebbing, Jennifer & Rihko-Struckmann, Liisa K. & Sundmacher, Kai. *Exergetic assessment of CO₂ methanation processes for the chemical storage of renewable energies*, *Applied Energy*, Elsevier, vol. 233, pages 271-282, 2019

48 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021

staan afkomstig is uit SMR met CCU/S. Bij de productie van synthetisch methaan moet daarom bijzondere aandacht gaan naar het vermijden van onwenselijke of verborgen kringprocessen. Daarnaast is er voor de productie van klimaatneutraal synthetisch methaan nood aan voldoende klimaatneutraal verkregen koolstof. Dit kan afkomstig zijn van CCU/S enerzijds of direct air capture anderzijds. In die zin biedt synthetisch methaan een mogelijkheid tot circulair gebruik van CO₂ indien voldoende klimaatneutraal waterstof beschikbaar is. De ontwikkeling van deze technologieën en de uitbouw van CO₂-infrastructuur zullen daarom cruciaal zijn voor de toekomstige rol van synthetisch methaan.

Ook voor deze energiedrager vormt de hoge kostprijs een belangrijk obstakel. Naast lokale productie behoort import van synthetisch methaan tot de mogelijkheden. Uit de studie van de Waterstofimportcoalitie is gebleken dat verschillende energiedragers kostenefficiënt kunnen zijn voor import, waaronder vloeibaar synthetisch methaan, hoewel het niet de goedkoopste optie is⁴⁸. Toch kan de inzet ervan wel degelijk interessant zijn als men kijkt naar het kostenplaatje op systeemniveau, omwille van de reeds bestaande infrastructuur.

Bestaande methaaninfrastructuur als strategische asset

België beschikt reeds over sterk ontwikkelde aardgasinfrastructuur. Een deel van deze infrastructuur kan mogelijk geleidelijk herbestemd worden voor waterstof en CO₂. De resterende infrastructuur zal aardgas, biomethaan en synthetisch methaan transporteren en zal naar verwachting in 2050 nog o.a. gascentrales, industriële clusters en het distributienet bedienen. De opslagcapaciteit te Loenhout kan blijvend ingezet worden. Tegelijk wordt onderzocht of de ombouw voor andere gassen mogelijk en opportuun is.

Voor de injectie van biomethaan of synthetisch methaan zijn geen wezenlijke aanpassingen nodig aan de bestaande gasinfrastructuur, het gaat immers om dezelfde molecule. Wel dient er voorzien te worden in injectiepunten en buffer/opslag. Omwille van bijkomende compressieverliezen bij injectie in het transmissienet, gaan we ervan uit dat biomethaan in eerste instantie in het distributienet gebruikt zal worden. Daarnaast is kwaliteitsbeheer belangrijk om de zuiverheidsgraad van het geïnjecteerde biomethaan te verzekeren.

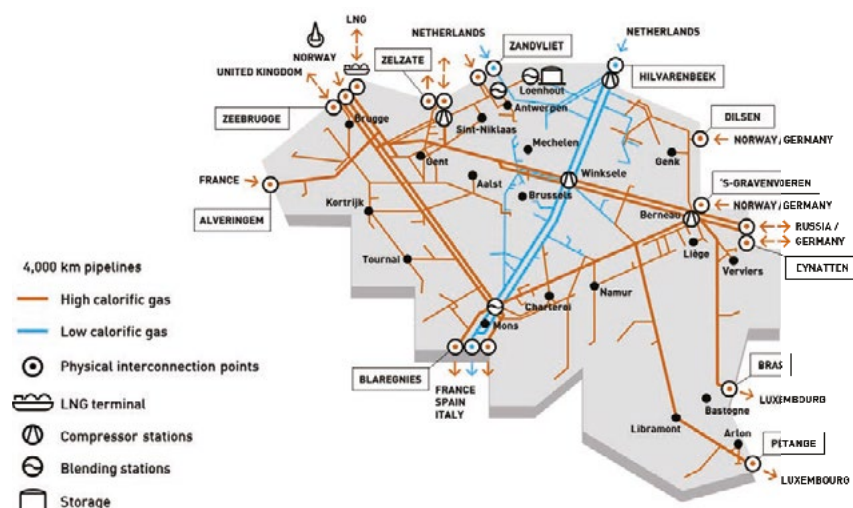
Naar een liquide markt voor klimaatneutraal methaan

Uit het voorgaande blijkt dat de ontwikkeling van de markt voor duurzaam methaan onder meer nood heeft aan een certificatiesysteem met eenduidige definities en criteria voor duurzame gassen om na te kunnen gaan of deze gassen van duurzame bronnen komen, hetgeen hun economische valorisatie mogelijk maakt (bijvoorbeeld door middel van een systeem van garanties van oorsprong en certificaten voor gebruik als duurzame transportbrandstoffen). Het is tevens belangrijk om criteria aan te nemen om de emissies gerelateerd aan het productieproces te definiëren zodat ze opgenomen kunnen worden in de certificatie.

Zoals eerder aangehaald is er een belangrijk kostenverschil tussen aardgas enerzijds en klimaatneutrale alternatieven (zoals synthetisch methaan en biomethaan) anderzijds. Om deze kostenkloof te overbruggen is een voldoende valorisering nodig van CO₂ reducties. Voor wat betreft biomethaan kan er ingespeeld worden op het valoriseren van positieve externaliteiten (zoals de bijdrage tot de circulaire economie, lokale tewerkstelling en afvalbeheer). Algemeen is er een valorisering nodig van de gerealiseerde koolstofreductie. Verdere financiële incentives kunnen de lancering van deze markt ondersteunen.

Ten slotte kan er eventueel gedacht worden aan het invoeren van een concrete target (bijvoorbeeld injectietarget of bijmengverplichting) om de transitie naar duurzaam methaan te faciliteren. Dit houdt echter risico's in voor marktverstoringen en negatieve neveneffecten.

Figuur 7. Aardgasnetwerk België⁴⁹



49 Fluxys, Jaarlijks financieel verslag 2019, maart 2020

Uitbouw van een waterstofeconomie

In wat volgt wordt dieper ingegaan op de rol die waterstof kan spelen in de energietransitie en het toekomstig energiesysteem. Hierbij wordt ‘waterstof’ vaak gebruikt als koepelbegrip dat naast gasvormige waterstof ook afgeleide moleculen omvat, die voor bepaalde toepassingen interessanter zouden kunnen zijn. Een aparte sectie over de complementaire rol van deze moleculen gaat hier iets dieper op in.

Waterstof als beloftevolle energiedrager

Europees en internationaal momentum

In het Europese Clean Energy Package werd waterstof reeds naar voor geschoven als een noodzakelijk en prioritair element voor een duurzame energiemix in de toekomst. Ook in de daarop volgende Europese Green Deal, en in het bijzonder in de EU strategieën voor energiesysteemintegratie en waterstof, wordt hernieuwbare waterstof voorgesteld als een cruciaal element om klimaatneutraal te kunnen worden in 2050. In de waterstofstrategie wordt verder een strategische aanpak ontwikkeld voor de productie, distributie en vraag naar groene waterstof. Zo wordt gepleit om de nodige infrastructuraanpassingen door te voeren, om de vraag te stimuleren bij eindgebruikers en voor het installeren van ten minste 6 GW en 40 GW elektrolyzers, respectievelijk tegen 2024 en 2030. Bijhorend aan deze studie, lanceerde de EU de European Clean Hydrogen Alliance⁵⁰. De waterstofalliantie is een samenwerking waarin verschillende bedrijven, overheden, de academische wereld en maatschappelijke organisaties samengebracht worden en is een cruciale schakel in het realiseren van de Europese waterstofstrategie. Meer bepaald doelt de alliantie op een ambitieuze ontwikkeling van waterstoftechnologieën tegen 2030 door alle relevante stakeholders in de waterstofwaardeketen te betrekken en door een investeringsagenda te ontwikkelen om de productie en het verbruik van hernieuwbare waterstof te stimuleren. In dit verband zal de alliantie een concrete pijplijn van projecten opbouwen voor de waterstofwaardeketen. Waterstof kan

de transitie naar een hernieuwbare Europese energiemix ondersteunen, en kan economische mogelijkheden voor de Europese industrie creëren. Bijgevolg speelt waterstof ook in het Europese herstelplan een rol.⁵¹

Ook onze directe buurlanden Nederland, Frankrijk en Duitsland publiceerden recent een nationale waterstofstrategie waarin zij focussen op zowel lokale productie als import langs de supply kant, op de industrie, mobiliteit en in het geval van Nederland op de gebouwde omgeving langs de afnamezijde. Frankrijk heeft ook aangegeven te zullen inzetten op eigen elektrolysecapaciteit.^{52,53,54}

Verder wordt ook buiten Europa waterstof als veelbelovend gezien. Zo heeft bijvoorbeeld het Internationaal Energieagentschap (IEA) het The Future of Hydrogen rapport gepubliceerd in 2019, waarin naar voor geschoven wordt dat het moment om in te zetten

op waterstof aangebroken is⁵⁵. Ook zijn er wereldwijd aankondigingen van pilootprojecten, zoals bv. het Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project die een supply chain tussen Australië en Japan zal testen⁵⁶. Het is belangrijk deze internationale ontwikkelingen op te volgen.

Gebruik en toepassingen in België

We schatten het huidige verbruik van waterstof in België in op ongeveer **15 TWh**⁵⁷. Momenteel wordt deze waterstof grotendeels gemaakt van aardgas via het stoomreforming (SMR, Steam Methane Reforming) proces, ook wel grijze waterstof genoemd en tevens is waterstof ook een bijproduct vanuit de (petro-)chemie. Waterstof vindt zijn huidige toepassingen voornamelijk in de industrie. Het wordt hoofdzakelijk gebruikt in de chemie voor de productie van ammoniak en in raffinaderijen voor zuivering (o.a. ontzwaveling)⁵⁸.

50 European Clean Hydrogen Alliance, Mission and Vision, <https://www.ech2a.eu/missionandvision>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

51 European Commission, Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation, May 2020

52 Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Kabinetsvisie waterstof, maart 2020

53 Die Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, juni 2020

54 Ministère de l'économie, des finances et de la relance, Stratégie nationale pour le développement l'hydrogène décarboné en France, Septembre 2020

55 IEA, The Future of Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

56 Australian Government, Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project, <https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/low-emissions-technologies-for-fossil-fuels/hydrogen-energy-supply-chain-pilot-project>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

57 Deloitte, eigen analyse op basis van veldwerk en desk research, 2020

58 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO2-arme Vlaamse industrie, november 2020

59 De studie van FOD Leefmilieu kijkt niet naar internationaal transport. De studie van het Federaal Planbureau neemt luchtvaart volledig mee (nationaal en internationaal) en scheepvaart gedeeltelijk (niet internationaal). Wat lucht- en zeevaart betreft, is het zo dat de modellering is gebeurd op basis van de LTS (EC, 2018). Meer detail over deze manier van modellering en wat er juist geïntegreerd werd in de transportsector van de verschillende LTS-scenario's kan teruggevonden worden in sectie 4.1 (p. 53) van het document van de Europese Commissie (European Commission, A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773, November 2018)

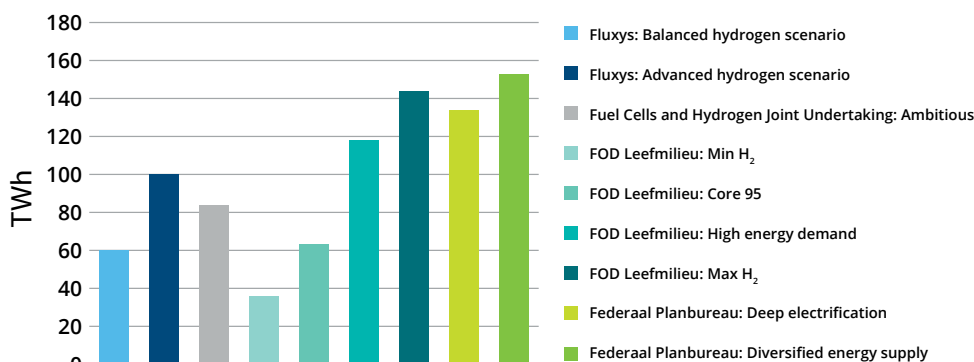
Verscheidende studies geven een prominente rol aan waterstof in het energiesysteem van 2050. Voor het Belgische energiesysteem tekent zich een vraag van **ordegrootte 50 à 125 TWh** af. Belangrijk hierbij is in te calculeren dat waterstof soms de enige alternatieve energiedrager is die gemodelleerd wordt. In die zin, gaan we op basis van de voorliggende studies voor de inschatting van de vraag uit van waterstof en afgeleide energiedragers met gelijkaardige economische parameters. De uiteindelijke hoeveelheid zal afhangen van beleidskeuzes, technologische en economische ontwikkelingen, beschikbaarheid van afgevangen CO₂, etc. Verder dient opgemerkt te worden dat niet alle onderzochte studies volledig rekening houden met het gebruik in internationale lucht- en scheepvaart⁵⁹. De studie van de Waterstofimportcoalitie houdt hier wel rekening mee. Vertrekkende vanuit een missing energy benadering wordt de totale vraag voor België aan hernieuwbare moleculen door hen op 350 TWh (incl. methanol, ammoniak, etc.) geschat⁶⁰.

Ten eerste wordt verwacht dat waterstof overwegend ingezet zal worden in de **industrie**. Een studie onder leiding van Deloitte in opdracht van VLAIO toont bijvoorbeeld voor de Vlaamse industrie in een gebalanceerd scenario een toename van de waterstofvraag met een factor x3/ x4 in 2050⁶². De studie voorziet waterstof voor de volgende toepassingen in de industrie: in de chemiesector zal in eerste instantie bijkomend waterstof op grote schaal ingezet worden voor de productie van ammoniak. In de toekomst kan dit ook een rol spelen in de context van CCU. Waterstof reageert met afgevangen CO/CO₂ tot ethanol/methanol, basisbouwblokken voor de productie van hoogwaardige chemicaliën. In de staalsector voorziet de studie een geleidelijke vervanging van steenkool door waterstof. Een alternatieve piste is de overstap maken naar een volledig nieuw proces (H₂-DRI, productie van direct gereduceerd ijzer gemaakt met 100% waterstof als reductant), maar deze overstap is nog onzeker en vooral afhankelijk van zeer grote hoeveelheden betaalbare waterstof. Pilotprojecten voor de industriële opschaling zijn lopende⁶³.

door directe verbranding.

Ten tweede wordt verwacht dat waterstof ingang zal vinden voor **transporttoepassingen**, in het bijzonder voor vrachtvervoer op de weg alsook voor bussen, die een intens continue gebruik hebben en waar de energiedensiteit en de laadduur van een batterij mogelijks niet voldoet. Hierbij gaan we er vanuit dat waterstof slechts beperkt zal worden toegepast in personenwagens. Deze evolutie tekent zich ook af bij autoconstructeurs, die vooral inzetten op elektrische voertuigen. Waterstof in vloeibare vorm of afgeleide energiedragers met een hogere energiedensiteit vinden op termijn allicht toepassing in de lucht- en scheepvaart⁶⁴.

Naast toepassingen in de industrie en in de transportsector, kan waterstof mogelijk gebruikt worden in **decentrale toepassingen**. In welke mate waterstof ingang zal vinden in de residentiële sector is nog onzeker⁶⁵. Momenteel wordt verwacht dat in de nieuwbouw en na ingrijpende renovaties, er een belangrijke rol zal zijn voor zonne-energie en warmtepompen. Afhankelijk van het gevoerde beleid en de mogelijkheden tot renovatie kan waterstof in specifieke gevallen een zero-emissie oplossing bieden. Eventueel kan het al dan niet doorbreken van beloftevolle technologieën als waterstofpanelen (solar fuels) belangrijke implicaties hebben op het decentrale niveau, bijvoorbeeld via fuel cells in WKK modus.



Figuur 8. Projecties H₂ (en afgeleiden) vraag in België in 2050

Wat betreft de **toepassingen** wordt verwacht dat waterstof in eerste instantie bijkomend ingezet zal worden in de industrie en in tweede instantie voor transport. In een later stadium kan waterstof mogelijk ingang vinden op het decentrale niveau⁶¹. Daarnaast kan waterstof op termijn een rol spelen in de ondersteuning van het elektriciteitssysteem.

In de raffinage verwacht de studie een beperkte verschuiving naar waterstof als brandstof. In de overige sectoren zoals non-ferro metalen en niet-metaalhoudende mineralen kan waterstof in synthetische brandstoffen gedeeltelijk worden gebruikt als aanvulling op biogas, voornamelijk daar waar hoge temperatuurswarmte vereist is (bv. voor productie van keramiek en glas)

60 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021

61 Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020

62 VLAIO, Deloitte, *Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie*, november 2020

63 ArcelorMittal, *H₂-DRI pilotproject Hamburg*, <https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>, 2020

Tot slot kan waterstof een belangrijke rol spelen in de ondersteuning van het elektriciteitssysteem. Zo kunnen bijvoorbeeld elektrolyse-eenheden, of meer algemeen Power-to-X installaties bijdragen tot de noodzakelijke flexibiliteit in het energiesysteem, naast andere bronnen van flexibiliteit zoals gascentrales, vraagsturing, power-to-heat, batterijopslag, etc. In specifieke gevallen en wanneer de locatie hiervoor geschikt is, kunnen ze ook een oplossing bieden voor congestieproblemen in het elektriciteitsnet.

Daarnaast kan waterstof gebruikt worden in stuurbare (back-up) capaciteit ter ondersteuning van de bevoorradingszekerheid in de elektriciteitsproductie. Power-to-X installaties bieden hierbij opportuniteiten voor lange-termijn/seizoensopslag van hernieuwbare elektriciteit, in het bijzonder via afgeleide moleculen met hogere energiedensiteit. De nood aan langetermijnopslag moet hierbij gekaderd worden binnen enerzijds de opportuniteiten voor lokale lange-termijn/seizoensopslag, en anderzijds de ontwikkeling van een wereldmarkt voor waterstof en afgeleide moleculen, die eveneens kan instaan voor voldoende leveringszekerheid.

De **transitie** zal volgens een studie van Aurora per toepassing niet gelijkmatig verlopen⁶⁴. De studie verwacht dat tegen 2030/35 de opschaling van waterstof zal gedreven worden vanuit de industriële clusters. In de transportsector verwacht de studie dat de opname zal starten bij vrachtvervoer op de weg en bussen na 2030/35. Voor eventuele andere decentrale toepassingen zal waterstof pas na 2035/40 potentieel een significante



Figuur 9. Air Liquide netwerk België (rode is waterstof)⁷³

toename kennen⁶⁷. Ook toepassingen ter ondersteuning van het elektriciteitssysteem worden pas op langere termijn verwacht.

Opportuniteiten en uitdagingen

Waterstof is als veelzijdige energiedrager breed inzetbaar, zij het als waterstof, zij het in afgeleide vorm en is in het bijzonder relevant voor de vergroening van de industrie en transportsector. Het heeft als duidelijk voordeel dat er, tenminste in het geval van groene waterstof, geen CO₂-uitstoot vrijkomt. Waterstof wordt ook vanuit de EU voorgedragen als één van de bouwblokken van het energiesysteem van de toekomst. De Europese Commissie stelt waterstof als noodzakelijk om de vooropgestelde klimaatdoelstellingen in de Europese Green Deal te bereiken op een kostcompetitieve manier⁶⁸. Waterstof is verder een belangrijk onderdeel van hun recovery plan⁶⁹. Bijgevolg heeft de EU grote investeringsplannen voor waterstof, in het bijzonder voor groene waterstof⁷⁰.

Het gebruik van waterstof is niet nieuw in België, het is al tientallen jaren een belangrijk element in de (petro)chemische industrie. Bijgevolg heeft België reeds heel wat ervaring, kennis en expertise opgebouwd rond waterstof en is de hele waterstofketen (productie, technologieontwikkeling, toepassingen en consumenten) reeds sterk vertegenwoordigd in ons land^{71,72}. Verder ligt deels binnen België, één van de meest uitgebreide en goed geconnecteerde private waterstofnetwerken ter wereld, in eigendom van en uitgebaat door Air Liquide. Dit netwerk bestaat in België uit meer dan 600 km ondergrondse pijpleidingen, vooral geconcentreerd rond de industriële clusters in de havens. De aanwezigheid van al deze elementen in België vormt een uitstekende basis voor de verdere ontwikkeling van een waterstofeconomie en is een belangrijke opportuniteit voor de internationale positionering van België.

64 WaterstofNet en Hincio, *Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart*, October 2018, p. 9 en 16

65 Baldino C., O'Malley J., Searle S. (ICCT), Christensen A. (Three Seas Consulting), *Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the European Union in 2050*, Working Paper, March 2021

66 Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020

67 Fluvius, *Visienota*, 2020

68 European Commission, *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

69 European Commission, *Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation*, May 2020

70 European Commission, *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

71 Waterstof Industrie Cluster, *Een Vlaamse Waterstofstrategie*, december 2020

72 Cluster Tweed, *Wallonia hydrogen roadmap*, https://www.slideshare.net/cluster_tweed/roadmap-hydrogne-pour-la-wallonie-cluster-tweed/cluster_tweed/roadmap-hydrogne-pour-la-wallonie-cluster-tweed, 2018

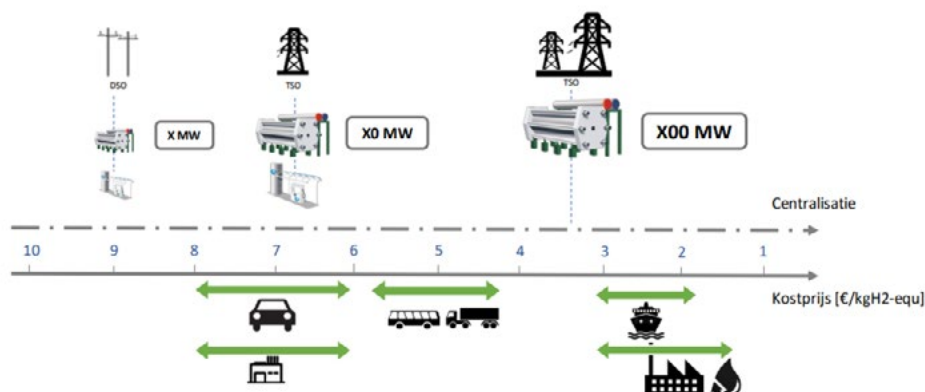
73 Air Liquide, *Large industries*, <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgie-nederland/levering-industriële-medische-gassen/gas-large-industry>, laatst geraadpleegd op 22/02/2021

In het bijzonder is de aanwezigheid van zowel infrastructuur als waterstoftechnologie-bedrijven die tot de Europese top behoren een unieke troef. Dat gaat van de productie van waterstof (electrolyse), tot unieke transport/compressie/opslagtechnologie tot eindgebruikers (voertuigen). Actueel zijn in België al meer dan 500 VTE dedicated met waterstof aan het werk en met de toekomstige ambities in Europa moet de werkgelegenheid bij de Belgische waterstofbedrijven in de toekomst sterk kunnen groeien.

Om een front-runner te blijven omtrent de opgebouwde kennis en expertise, wordt aanhoudend ingezet op onderzoek en ontwikkeling en zijn bijgevolg verschillende studies en projecten lopende bij Belgische universiteiten en onderzoekscentra.

Een belangrijk aandachtspunt is de kostprijs van **klimaatneutrale en zeker groene waterstof**, die verder moet dalen om commercieel interessant te worden. Hiervoor dient waterstof voor de eindgebruiker beschikbaar te zijn aan respectievelijk 6-8 euro (voor gebruik in auto's), 5-6 euro (vrachtwagens) en 1-3 euro (industrie, scheepvaart) per kilogram, inclusief bijkomende kosten als transportkosten, taksen, etc.⁷⁴.

Daarvoor moet voor elektriciteitsgebaseerde waterstof de verwachte daling in CAPEX van elektrolyzers zich realiseren en moet vooral voldoende klimaatneutrale elektriciteit beschikbaar zijn aan een lage prijs tijdens voldoende dagen doorheen het jaar, aangezien de elektriciteitskost de grootste factor is in de kost van groene waterstof. Om de CAPEX-kost omlaag te brengen is verdere innovatie en ontwikkeling vereist. Naast basisonderzoek gaat het om piloot- en demonstratieprojecten. Voor blauwe waterstof dient de CAPEX kost van de absorptie, liquefactie van CO₂ te dalen, samen met de OPEX kost voor de opslag van CO₂. Deze aspecten worden verderop meer uitvoerig behandeld in het kader van een flankerend CO₂-beleid. Ook waterstofproductie op basis van methaanpyrolyse dient verder onderzocht te worden. Financiële incentives zijn vereist om de technologie matuur en economisch rendabel te maken. Het sluiten van het prijsverschil met fossiele



Figuur 10. Prijsniveau voor groene waterstof om commercieel interessant te worden)⁷⁶

brandstoffen wordt mogelijk geacht binnen 10 à 20 jaar (voor bepaalde sectoren)⁷⁵. Hiervoor speelt ook de prijs van CO₂ een bepalende rol die de huidige verbruikskost voor de consument omhoog brengt.

Complementaire rol voor afgeleide moleculen

Zoals hierboven al aangegeven, is er naast waterstof in gasvorm ook een mogelijk significante rol voor andere moleculen, zoals methanol, ammoniak en synthetisch methaan, die op basis van waterstof kunnen worden gemaakt. Het gebruik en de rol van deze moleculen is maar beperkt aan bod gekomen in deze studie en wordt hier ook slechts beperkt kwalitatief behandeld.

Dankzij hun hogere energie-densiteit en andere fysische eigenschappen hebben dergelijke moleculen belangrijke voordelen voor het energiesysteem. Zo zijn ze gemakkelijker te vervoeren en op te slaan dan waterstof als gas. Specifiek voor import vergeleek de Waterstofimportcoalitie haalbaarheid van importketens voor waterstof en een aantal van dergelijke waterstofdrag-ers, zoals verder wordt behandeld.

Daarnaast kunnen deze moleculen ook rechtstreeks worden gebruikt, met name als feedstock of in transporttoepassingen. Zo wordt vandaag een belangrijk deel van de huidige waterstofproductie in België gebruikt voor de productie van ammoniak als bouwsteen in de industrie. Ook bv. synthetisch methanol, methaan en kerosine behoren mogelijk tot toekomstige toepassingen.

Wat transporttoepassingen betreft, kan methanol bijvoorbeeld ook rechtstreeks worden aangewend in verbrandingsmotoren en bepaalde types van fuel cells (waarvan de technologische maturiteit voorlopig echter lager ligt). Ook in de lucht- en scheepvaart wordt gekeken naar deze moleculen als klimaatneutrale brandstof. Het effectieve gebruik van deze moleculen zal eveneens impact hebben op de infrastructuurnoden, aangezien het voor deze toepassingen immers interessanter kan zijn de moleculen rechtstreeks onder de benodigde vorm te importeren.

Gediversifieerde bevoorrading van waterstof

Potentieel voor electrolyse in België

Waterstof, afkomstig uit de electrolyse van water met klimaatneutrale elektriciteit, lijkt op lange termijn de meest duurzame piste omwille van de onafhankelijkheid van fossiele bronnen. In het geval van het gebruik van elektriciteit op basis van hernieuwbare energie spreekt men van groene waterstof. Lokale electrolyse-eenheden kunnen bijdragen tot de flexibiliteit van het energiesysteem door de opvang van overschotten aan hernieuwbare energie. Ze leveren ook een bijdrage aan de bevoorradingszekerheid van waterstof. De geproduceerde waterstof kan gebruikt worden voor de eerder besproken toepassingen.

Verschiedende studies tonen aan dat de kost van groene waterstof, in grote mate afhankelijk van de beschikbaarheid van goedkope hernieuwbare energie, op wereldschaal in de komende decennia zal dalen onder of minstens tot op het niveau van andere productietechnologieën van klimaatneutraal

waterstof. Verder is de capaciteit van operationele elektrolyse-installaties momenteel tussen de 100 kW en enkele MW, dit zou in de toekomst sterk moeten toenemen⁷⁷.

In de transitie naar een energiesysteem gebaseerd op voornamelijk hernieuwbare energie, is een belangrijk aandachtspunt bij de productie van waterstof op basis van elektrolyse, de indirecte impact op de CO₂-uitstoot gelinkt aan de elektriciteitsproductie. Met de huidige Europese energiemix is CO₂-uitstoot voor de productie van waterstof op basis van elektrolyse ongeveer 2x zo hoog als deze bij de productie van grijze waterstof. Voor het benutten van momenten van overproductie, of periodes van zeer lage elektriciteitsprijzen lijkt de rol van elektrolyse in België het eerste decennium eerder beperkt. De momenten zijn immers te beperkt in tijd om de voorlopig grote investering in elektrolyse-eenheden te verantwoorden en zou de productiekost voor waterstof hierdoor te hoog leggen om

competitief te zijn. Aanleidingen zoals innovatie en onderzoek, lokale behoeftes, de uitbouw van lokale hernieuwbare energie, of de hoger beschreven ondersteuning van het elektriciteitssysteem zouden, allicht in een later stadium, een dergelijke investering in lokale elektrolyse-capaciteit wel kunnen verantwoorden.

De inzet van lokale elektrolyse zal sterk afhangen van de ontwikkelingen in het elektriciteitsnet en de beschikbaarheid van alternatieven zoals import of andere productietechnologieën.

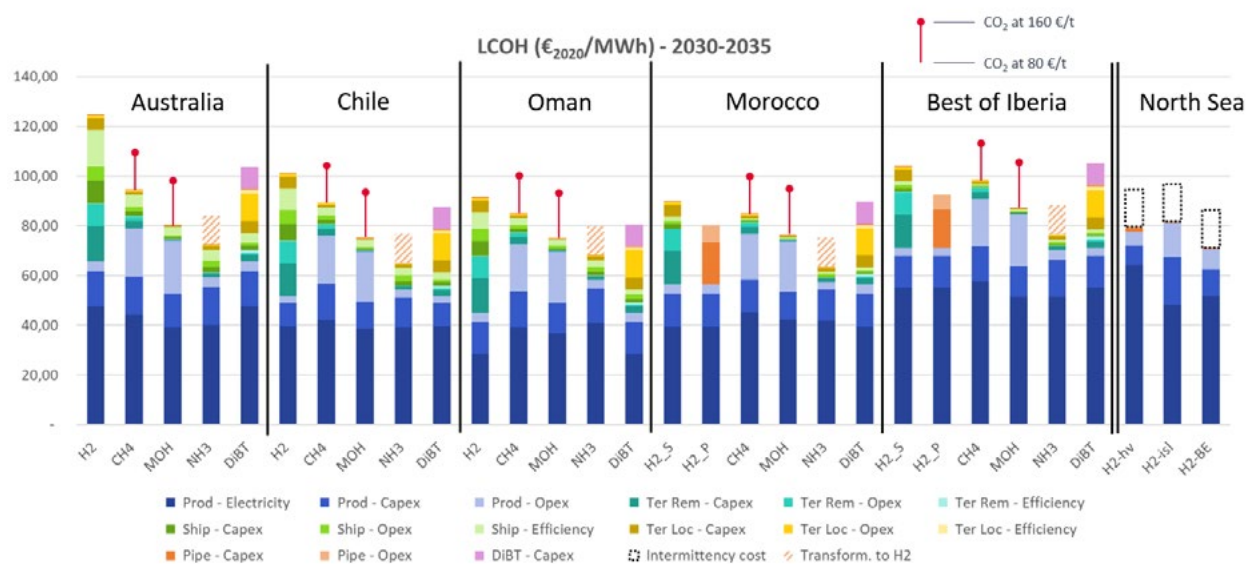
"Blauwe waterstof" als mogelijkheid in de transitie

Blauwe waterstof kan een rol spelen in de opstap naar groene waterstof. Blauwe waterstof is vandaag goedkoper dan groene waterstof^{79,80}, en laat toe om de markt op gang te brengen. In eerste instantie lijkt het zinvol om in te zetten op het blauw maken

van de huidige grijze waterstofproductie, door de toepassing van CO₂-afvang. De beschikbaarheid van CCU/S technologie en CO₂-infrastructuur is belangrijk om de productie van blauwe waterstof toe te laten. Momenteel is blauwe waterstof nog niet commercieel ingezet, maar zijn er wel reeds grote pilootprojecten in ontwikkeling.

Verwacht wordt dat ten gevolge van snelle kostenreducties, hogere CO₂-prijzen, toegenomen systeemintegratie en gebruik van hernieuwbare energie, groene waterstofproductie in de periode 2030-40 concurrentieel wordt met blauwe waterstof ^{81,82,83,84}. De precieze timing van kostencompetitiviteit hangt af van onderliggende (regiogebonden) assumpties. Quasi alle studies verwachten dat groene waterstof in 2050 duidelijk goedkoper zal zijn dan blauwe waterstof. Bij de inzet van een (beperkte) hoeveelheid blauwe waterstof in de opstap, dient aandacht te zijn voor het vermijden van lock-in

Figuur 11. Projectie totale kost voor geïmporteerde hernieuwbare energie naar België in 2050⁸⁵



74 WaterstofNet en Hincio, *Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart*, October 2018, p. 11

75 Hydrogen Council, *Hydrogen insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*, February 2021

76 WaterstofNet en Hinicio, *Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart*, October 2018, p. 11

77 Waterstof Industrie Cluster, Een Vlaamse waterstofstrategie, december 2020

78 Belmans R., Vingerhoets P., *Molecules: indispensable in the decarbonized energy chain*, Florence School of Regulation, January 2020

79 A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J. Glachant, Florence School of Regulation, Cost-effective decarbonisation study, November 2020

80 ENA, Hydrogen & Net Zero: Costs to the Customer, November 2020, https://www.energynetworks.org/assets/images/Project%20Altair_H2%20Cost%20to%20the%20Customer_Nov%20update%20v4_final.pdf, laatzst geraadpleegd op 19/03/2021

81 Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020

82 ENA, Hydrogen & Net Zero: Costs to the Customer, November 2020, https://www.energynetworks.org/assets/images/Project%20Altair_H2%20Cost%20to%20the%20Customer_Nov%20update%20v4_final.pdf, laatst geraadpleegd op 19/03/2021

83 A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J. Glachant, *Florence School of Regulation, Cost-effective decarbonisation study*, November 2020

84 BloombergNEF. Hydrogen Economy Outlook – Key messages. March 2020

85 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021

effecten die de verdere ontwikkeling van klimaatneutraal waterstof kunnen vertragen.

Belangrijke rol voor import

Om te voldoen aan de significante vraag naar groene waterstof in 2050, zal de productie van groene waterstof op basis van lokale hernieuwbare energie en geïmporteerde groene elektriciteit (bv. offshore wind), aangevuld moeten worden door **import** van groene waterstof. Voor de import van waterstof dienen zich verschillende mogelijkheden aan. Waterstof kan per pijpleiding of per schip ingevoerd worden van regio's in of nabij Europa, dan wel verder gelegen gebieden, waar er vanuit een kostenperspectief gunstigere omstandigheden zijn voor de productie van groene waterstof omwille van een overvloed aan wind of zon, ook wel shipping the sunshine genoemd. Afgeleide energiedragers zoals ammoniak, methanol en synthetisch methaan zijn interessant voor langeafstandstransport omwille van hun hogere energiedensiteit. De keuze voor de molecule zal dan ook afhangen van de af te leggen afstand en de bestaande opportuniteiten op vlak van infrastructuur en technologische ontwikkelingen. De studie van de Waterstofimportcoalitie maakt de aanname van 750 TWh import van energie onder de vorm van moleculen, waarvan 350 TWh voor Belgisch gebruik en de resterende 400 TWh voor transit. Onderstaande figuur toont de verwachte kost per type energiedrager en per regio in 2050. De resultaten van de studie geven aan dat import vanuit verschillende regio's competitief kan zijn met lokale productie en omwille van de vereiste volumes een belangrijk deel uitmaken van de bevoorrading van duurzame

energie in België. Pro memori, toont een sensitiviteitsanalyse van het Federaal Planbureau dat wanneer de importprijs van waterstof daalt van 90 €/MWh naar 50 €/MWh de lokale productie van waterstof sterk terugvalt.

De import zou bij voorkeur plaatsvinden via havens die de nodige ervaring, basisinfrastructuur (bestaande LNG-terminal) en uitbreidingsmogelijkheden hebben om deze energiedragers op een veilige manier te ontvangen. België heeft potentieel als mogelijke internationale hub voor een markt van waterstof en afgeleiden. Havens en interconnecties met buurlanden zijn daarbij cruciaal. Hiervoor moeten bilaterale internationale samenwerkingsverbanden onderzocht worden met landen waar veel hernieuwbare energie aan competitieve prijzen voorhanden is, zoals onze buurlanden momenteel al doen.

Het opnemen van een internationale voortrekkersrol biedt tevens mogelijkheden voor export van expertise (o.a. elektrolyse-technologie) en industriële producten en komt onze competitiviteit en het vestigingsklimaat voor bedrijven ten goede. België is met zijn uitstekende kennisinstellingen, internationale havens en industriële clusters goed geplaatst om economisch voordeel te halen uit de opgedane kennis en kunde door deze wereldwijd in te zetten. Bovendien zal toegang tot betaalbare hernieuwbare energie belangrijk zijn voor het behouden en aantrekken van internationale bedrijven. Om dit te bereiken, is er nood aan

continue innovatie op vlak van nieuwe technologieën die energie-, kostenefficiënt en opschaalbaar zijn, gedreven door onderzoek en ontwikkeling, piloot- en opschalingsprojecten over de volledige waardeketen voor waterstof.

Beloftevolle technologieën met verschillende niveau's van maturiteit.

Het is belangrijk om geen eventuele toekomstige technologische ontwikkelingen uit het oog te verliezen op lange termijn. Zo is het mogelijk dat doorbraken van beloftevolle technologieën internationaal kunnen leiden tot een verandering van de kijk op het toekomstige energielandschap. Enkele voorbeelden van zo'n technologieën zijn waterstofpanelen die waterstof produceren uit zonlicht en vocht uit de lucht⁸⁶, bacteriën die in staat zijn waterstof te creëren, etc.

Een beloftevolle technologie betreft **turquoise waterstof**, dat verkregen wordt aan de hand van methaanpyrolyse, wat nog verder onderzoek behoeft. Bij dit proces komt geen CO₂ vrij maar vaste koolstof, die elders als feedstock ingezet kan worden, bijvoorbeeld voor de productie van batterijen. Uit de studie van de Florence School of Regulation, die verschillende studies samenbrengt, volgt dat de prijs van turquoise waterstof in 2030 potentieel lager, en in 2050 in dezelfde lijn, zal liggen als deze van groene waterstof uit zonne-energie. Dit gezegd zijnde is er een cruciaal tijdsaspect aan de energietransitie waarbij de beschikbare instrumenten nu al zoveel mogelijk moeten ingezet worden.

86 KU Leuven, <https://www.kuleuven.be/onderzoeksverhalen/2019/waterstofpaneel>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

87 ACER-CEER, *When and how to regulate hydrogen networks?*, February 2021

88 European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

89 Fluxys, *Bouwen aan de waterstof- en CO₂-infrastructuur voor België*, <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021



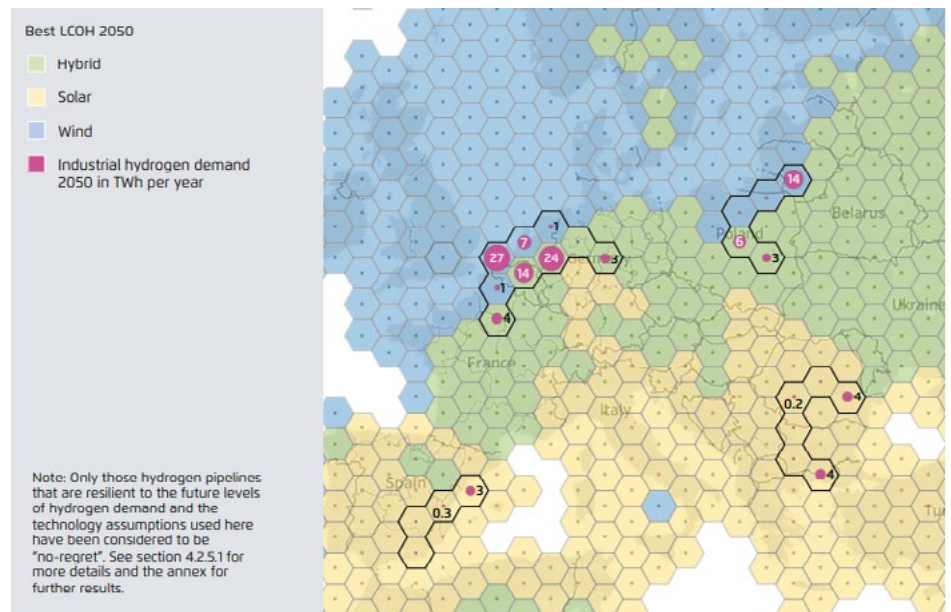
Graduele ontwikkeling van waterstof-infrastructuur

Infrastructuur als enabler voor de ontwikkeling van het waterstofecosysteem

De verwachte evoluties in de waterstofvraag overheen verschillende sectoren tonen de noodzaak van een toegewijde waterstofinfrastructuur. Deze waterstofinfrastructuur kan tot stand komen door integratie van bestaande aardgasinfrastructuur in combinatie met de aanbouw van een aantal nieuwe tracés. De tijdige aanwezigheid van infrastructuur is van belang ter ondersteuning van de marktontwikkeling en -groei, en laat toe België te positioneren als import- en doorvoerhub van waterstof.

Zoals beschreven bestaat er in België reeds een uitgebreid waterstofnetwerk van Air Liquide, dat op dit moment geen open-access kent en niet-gereguleerd is. Naar de toekomst toe, is er nood aan een bijkomende open-access waterstofinfrastructuur, met respect voor bestaande infrastructuur, in lijn met de principes van ACER en CEER uiteengezet in hun European Green Deal Regulatory White Paper⁸⁷.

Naast de aanwezige sterktes, voor de uitbouw van het transportnet, zijn er een aantal uitdagingen waar rekening mee dient gehouden te worden. Er zijn in België geen zoutcavernes of uitgeputte gasvelden aanwezig die kunnen dienen als (seizoens)opslag van gassen of voor lange termijnopslag van CO₂. Er is wel een aquifer in gebruik te Loenhout met een opslagcapaciteit van 8 TWh aardgas, maar



Figuur 12. No-regret waterstofinfrastructuur op basis van inschatting industriële vraag naar waterstof in 2050⁹³

of opslag van waterstof hier mogelijk zal zijn, wordt nog onderzocht.

Infrastructuurontwikkeling op basis van de behoeftes van de markt

Een graduele ontwikkeling van waterstofinfrastructuur, met opschaling naargelang het gebruik van waterstof groeit, is wenselijk. Zoals in het onderdeel Gebruik en toepassingen in België besproken, verwachten studies in eerste instantie dat de vraag naar waterstof zal komen vanuit de industrie. Bijgevolg zal een waterstofnetwerk eerst en vooral noodzakelijk zijn in de industriële clusters hetgeen later verder ontwikkeld kan worden tot een geïnterconnecteerde backbone. Dergelijke verbinding zorgt voor een betere match tussen vraag en aanbod. Een uitgebreidere waterstofbackbone faciliteert ook het gebruik van waterstof in zwaar transport, door de mogelijkheid te voorzien om waterstoftankstations te plaatsen. Zoals eerder besproken, kan waterstof lokaal geproduceerd worden, maar zal er eveneens een nood zijn aan import vanuit verafgelegen gebieden. Op termijn kunnen bijgevolg ook interconnecties met aangrenzende netten belangrijk zijn om toegang tot een groeiende Europese waterstofmarkt te verzekeren. Connecties met Nederland zijn onder andere mogelijk vanuit Gent en Antwerpen, connecties

met Frankrijk via Bergen en met Duitsland en Luxemburg via Luik. Naast Europese interconnecties kunnen ook overzeese internationale interconnecties ontwikkeld worden. Voor de invoer van groene waterstof (en afgeleide energiedragers) via schip lijkt Zeebrugge goed geplaatst als energiehubs. Een ombouw van de bestaande LNG-terminal behoort tot de mogelijkheden. Daarnaast kan waterstof via pijpleiding uit wind- of zonrijke gebieden uit Europa ingevoerd worden. In nauwe afstemming met de ontwikkeling van de markt, kan het in een laatste fase eventueel opportuun zijn om de waterstofinfrastructuur verder uit te bouwen voor de beleving van decentrale toepassingen.

Deze graduele ontwikkeling van de waterstofbackbone ligt in lijn met de Hydrogen strategy gepubliceerd door de Europese Commissie⁸⁸, met de plannen van Fluxys^{89,90}, en de roadmapstudie van de Vlaamse industrie uitgevoerd door Deloitte in opdracht van VLAIO⁹¹. Een recente studie van Agora Energiewende identificeert, op basis van de verwachte industriële vraag naar waterstof, een waterstofinfrastructuur die de industriële clusters in België, Nederland, NoordRhein Westfalen en Noord-Frankrijk verbindt als no-regret investering⁹². Het is belangrijk te benadrukken dat in deze studie enkel no-regret infrastructuur,

90 Fluxys, Info session: shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium, <https://vimeo.com/505138786>, januari 2021

91 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

92 Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021

93 Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021, licentie: Creative Commons license CC BY (attribution)

94 Marcogaz, Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use, september 2019

noodzakelijk voor de industriële waterstofvraag wordt geïdentificeerd. Figuur 12 geeft bijgevolg geen verwachting, maar een absoluut minimum van de totale benodigde infrastructuur weer. Het valt hierbij op dat de België en zijn directe omgeving hieruit naar voor komen als meest beloftevolle regio voor de ontwikkeling van dergelijke infrastructuur.

Veiligheid, kwaliteit en technische aspecten

Verschillende studies onderzoeken de mogelijkheid om de bestaande aardgasinfrastructuur te gebruiken voor transport van waterstof⁹⁴. De mogelijkheden hiertoe zijn in belangrijke mate afhankelijk van het gebruikte materiaal. In het algemeen blijken er weinig beperkingen op het gebruik van pijpleidingen voor bijmenging van waterstof in het aardgasnet, zowel op niveau van het transmissie- als distributienet. Het gebruik van kleppen en compressoren is mogelijk tot op zekere hoogte. Wel is waterstofverbrossing daarbij een belangrijk aandachtspunt. Dit fenomeen kan optreden wanneer waterstof het staal penetreert en de mechanische eigenschappen aantast. Hierdoor kan versneld metaalmoeheid optreden. Voor concentraties hoger dan 10% waterstof dienen daarom de werkingscondities, met name de druk, aangepast te worden. Een bijzonder aandachtspunt geldt daarbij voor de industrie waar reeds kleine concentraties waterstof, processen met aardgas als grondstof significant kunnen verstoren, onder andere bij het gebruik als feedstock en in turbines. De mogelijkheden voor hergebruik van aardgaspijpleidingen voor het vervoer van zuiver waterstof worden onderzocht, en zouden belangrijke kostenbesparingen opleveren ten opzichte van de bouw van nieuwe waterstofpijpleidingen.

Het veiligheidsaspect verdient bijzondere aandacht. Het bereik waarin waterstof gevoelig is voor explosie, is erg breed en varieert van 4 tot 77%. Bovendien is er slechts weinig energie vereist om waterstof te doen ontbranden. Het is bijgevolg belangrijk om de nodige veiligheidsmaatregelen te nemen ter vermindering van lekkage, externe impact

en ontsteking. Niettegenstaande wordt waterstof reeds jarenlang op een veilige manier gebruikt in de industrie en is er bijgevolg relevante kennis en ervaring aanwezig in België om hiermee om te gaan.

Voor wat betreft de opslag van waterstof (gas/vloeibaar, mogelijkheid hergebruik Loenhout) alsook het mogelijke hergebruik van de bestaande LNG-terminal voor vloeibare waterstof in Zeebrugge en import-infrastructuur voor afgeleide energiedragers zijn momenteel haalbaarheidsstudies lopende.

Marktnoden

Uit het voorgaande blijkt dat de ontwikkeling van een waterstofeconomie onder meer nood heeft aan de graduele uitbouw van toegewijde (open access) waterstofinfrastructuur. Gelet op het feit dat het plannings- en vergunningsaspect een lange doorlooptijd kent, dient gestart te worden met de bouw van deze infrastructuur waar er een marktvraag verwacht wordt op basis van kostencompetitief aanbod.

Het vervoer van waterstof via pijpleidingen is op heden nog niet gereguleerd. Zowel de Europese waterstofstrategie als de beleidsverklaring van Minister Van der Straeten onderstreepden reeds het belang van een neutrale operator van de waterstofinfrastructuur, en van niet-discriminatoire derdentoegang. Een regelgevend kader dient hiervoor aangenomen te worden. Ook dient er in het regelgevend kader aandacht te zijn voor de veiligheidsaspecten.

Daarnaast blijkt dat de productie van groene waterstof nog niet competitief is t.o.v. minder duurzame alternatieven. Om de productie en het gebruik van klimaatneutraal waterstof te promoten in het kader van de energietransitie, is een financiële incentive bijgevolg nodig om de kostenkloof te overbruggen. Belangrijk hierbij is dat deze incentive op een correcte manier het duurzame karakter en de meerwaarde voor de energietransitie weerspiegelt enerzijds, en anderzijds rekening houdt met bestaande marktsturende systemen zodat

onnodige marktverstoringen vermeden worden.

Ten slotte zal internationale samenwerking onontbeerlijk zijn om ons van voldoende importcapaciteit te voorzien, zowel met onze directe buurlanden voor de aanleg van grensoverschrijdende importinfrastructuur als met landen waar veel zon en wind voorhanden is om groene waterstof en afgeleiden in België te kunnen importeren via pijpleiding of via schip.



Nood aan flankerend CO₂-beleid

CO₂-infrastructuur⁹⁵

De voorgaande sectie over de rol van gas in het energiesysteem van de toekomst schuift CCU/S naar voren als een sluitstuk in de energietransitie. De toepassing van CCU/S valt op te splitsen in drie stappen: CO₂-afvang, CO₂-transport en CO₂-opslag/hergebruik.

Onder CO₂-afvang verstaan we het afvangen van CO₂-emissies, gevolgd door het opzuiveren en concentreren ervan. Na het afvangen volgt het transport van CO₂ naar de locatie van opslag of hergebruik. In geval van CO₂-opslag gaat het om permanente opslag, in bestaande on- of offshore geologische formaties, typisch van uitgeputte gas- of olievelden. In functie van de transport- en opslagspecificaties zijn er één of meerdere tussenstappen vereist voor compressie. In geval van CO₂-hergebruik wordt de afgevangen CO₂ opnieuw in de waardeketen gebracht en gevaloriseerd in een eindproduct. We verwachten op termijn een gedeeltelijke overgang van CO₂-opslag naar CO₂-hergebruik, waarbij CO₂-opslag nog altijd een belangrijke blijvende rol zal spelen. We merken op dat CO₂-afvang ook tot negatieve emissies kan bijdragen in het geval van BECCU/S of Direct Air Capture (DAC). DAC technologie wordt verwacht pas op lange termijn een rol te zullen spelen omwille van de hoge CO₂-afvangkost⁹⁶. Belangrijk is om de toepassing van CO₂-afvang te beperken tot waar het economisch zinvol is, bijvoorbeeld in sectoren die slechts erg moeilijk op een andere manier klimaatneutraal kunnen worden gemaakt en in te zetten op onderzoek naar alternatieve routes waar mogelijk om een lock-in effect te vermijden. Concreet zou de technologie ingezet kunnen worden in sectoren zoals staal, raffinage, chemie en cement, als transitieoplossing voor de productie van blauwe waterstof, om productie van grijze waterstof klimaatvriendelijker te maken in afwachting van de opschaling van andere klimaatneutrale waterstof.

Voor wat betreft CO₂-opslag verwacht de studie van Welkenhuysen et al.⁹⁷ dat we in België de opslagcapaciteit hebben om 110 Mton kosteneffectief (in vergelijking met buitenlandse alternatieven) op te slaan, wat overeenkomt met ongeveer de totale CO₂ uitstoot van België van één jaar. Omwille van de beperkte opslagmogelijkheden voor CO₂ in België dient er met onze naburige landen overeen gekomen te worden om de CO₂ te kunnen uitvoeren en opslaan. De politieke goodwill en lokale maatschappelijke aanvaardbaarheid zijn hierbij belangrijke factoren die moeten uitgeklaard zijn alvorens over te gaan tot de bouw van CO₂-transportinfrastructuur. Daarnaast is een risicofactor de onzekerheid over de permanentie van de ondergrondse opslag, zeker als hiervoor uitgeputte en dus geperforeerde gas- en oliereservoirs worden beoogd. Hier speelt aansprakelijkheid zowel binnen België als binnen deze landen een belangrijke rol, voor zowel het gebruik van CCU/S als ook de internationale overeenkomsten voor de mogelijkheid tot opslag.

Het mogelijk voordeel van CCS-technologie, als last resort measure in deze sectoren, zijn de CO₂-emissiereducties die het op relatief korte termijn kan leveren, zonder ingrijpende wijzigingen aan bestaande processen, infrastructuur en businessmodellen van de industrie en elektriciteitsproductie. Verder kan CCS-technologie toegepast op gaseenheden op biomethaan leiden tot negatieve emissies.

De toepassing van CCU kent een meer circulaire en duurzame aanpak. In combinatie met H₂ kan CO₂ ingezet worden voor aanmaak van synthetische brandstoffen (bv. methanol, ethanol, synthetisch methaan) als eindproduct of als tussenstap voor de productie van hoogwaardige chemicaliën. Het voordeel van deze toepassing is dat het de inherente onzekerheid en de kost van de lange termijn opslag vermijdt.

Graduele ontwikkeling CO₂-infrastructuur

We stellen vast dat er, met name in de industrie- en havencusters, verschillende projecten rond CO₂-afvang in onderzoek zijn (vb. Antwerp@C, ambitie 2030: 9 Mton⁹⁸, Carbon Connect Delta, ambitie 2030: 6,5 Mton⁹⁹).

Transportinfrastructuur (terminals en pijpleidingen) is noodzakelijk om de CO₂ af te voeren naar een locatie voor opslag of hergebruik. Analooq als voor waterstofinfrastructuur is een open-access en graduele uitbouw van een CO₂-backbone opportuun. Aangezien CO₂-afvang in eerste instantie verwacht wordt in de industrie is het logisch om de uitrol van de CO₂-infrastructuur te starten in de industriële clusters (bv. Haven van Antwerpen / North Sea Port: pijpleiding richting NL en CO₂ terminal voor transport per schip). Vervolgens valt te onderzoeken of verbindingen gewenst zijn tussen deze clusters, bv. tussen Luik en Charleroi, en met Frankrijk. Via lokale CO₂-netten zal een schaalvoordeel in afvang en gebruik of opslag van CO₂ mogelijk gemaakt worden^{100,101}. Ten slotte, afhankelijk van de marktontwikkelingen, kan een verdere opschaling in infrastructuur nodig zijn.

In eerste instantie, vanaf omstreeks 2024, wordt gehoopt dat afgevangen CO₂ ondergronds zal kunnen opgeslagen worden (CCS). Hiervoor werden reeds verschillende projecten aangekondigd (vb. Porthos¹⁰², Northern Lights¹⁰³). Deze projecten zijn echter nog niet operationeel. In een later stadium, vanaf 2035, wordt verwacht dat het hergebruik van CO₂ op grote schaal mogelijk wordt (CCU)¹⁰⁴. Diverse pilootprojecten zijn in dit kader reeds aangekondigd en in onderzoek (bv. Power-to-Methanol Antwerp¹⁰⁵, North CCU Hub¹⁰⁶, Project Columbus).

Gelet op het feit dat het plannings- en vergunningsaspect een lange doorlooptijd kent, dient gestart te worden met de bouw van deze infrastructuur op basis van de marktvraag.

95 Dit onderwerp werd in mindere mate voorgelegd aan de experts maar is belangrijk in het kader van de toekomstige ontwikkelingen in waterstof.

96 IEA, Direct Air Capture, <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>, June 2021

97 K. Welkenhuysen, A. Ramirez, R. Swennen, K. Piessens, Strategy for ranking potential CO₂ storage reservoirs: A case study for Belgium, 2013

98 Antwerp@C, Antwerp@C investigates potential for halving CO₂ emissions in Port of Antwerp by 2030, <https://newsroom.portofantwerp.com/antwerpc-investigates-potential-for-halving-co2-emissions-in-port-of-antwerp-by-2030>, laatst geraadpleegd 20/02/2021

99 Carbon Connect Delta, <https://www.smartdeltaresources.com/en/carbon-connect-delta>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021

Technische en economische aandachtspunten

Deze paragraaf geeft toelichting bij de belangrijkste aandachtspunten voor CO₂-afvang, -opslag en -hergebruik.

Bij CO₂-**afvang** dient opgemerkt te worden dat de huidige technologie erg energie-intensief is en bij toepassing in elektriciteitscentrales het waterverbruik met 20 tot 60% kan doen toenemen¹⁰⁷. We maken een onderscheid tussen hoge en lage concentratie CO₂-stromen¹⁰⁸:

- Afvangen van hoge concentratie CO₂-stromen (> 30% CO₂): de technologie is relatief matuur, met een energieverbruik van ongeveer 0,7 TWh/Mton CO₂ en een ambitie om tegen 2035 naar < 0,6 TWh/Mton te gaan. Het proces vangt ongeveer 90% van de totale CO₂ af.
- Afvangen van lage concentratie CO₂-stromen (< 30% CO₂): energieverbruik bedraagt momenteel ongeveer 1,9 TWh/Mton met een verwachte leercurve om tot < 1,4 TWh/Mton te gaan tegen 2035. Het proces vangt ongeveer 80 tot 85% van de totale CO₂ af.

Er zijn verder onderzoek en pilootprojecten nodig om efficiëntie-winsten te boeken inzake energiegebruik (bv. voor afvangen van lage concentratie CO₂) en investeringskost (bv. CAPEX van afvang en opzuiveringsinstallaties). De kost van CO₂-afvang verschilt in functie van de toepassing en varieert van 20 à 75 EUR/ton voor hoge concentratie CO₂-stromen en 50 à 150 EUR/ton voor lage concentratie CO₂-stromen^{109,110}. Er zijn een zestal andere, potentieel goedkopere en efficiëntere technologieën in de onderzoeksfase, maar deze moeten nog verder ontwikkeld worden om tot het vereiste TRL 9 niveau te komen. Hierbij kan België een voortrekkersrol spelen, en zo ook een significante bijdrage leveren aan de klimaattransitie buiten haar grenzen.

Voor het **transport** van CO₂ per pijpleiding is hergebruik van bestaande aardgasinfrastructuur mogelijk. Hierbij beïnvloedt de zuiverheid van CO₂ de efficiëntie en kostprijs van transport. Voor sommige trajecten biedt transport per schip een te overwegen alternatief. CO₂ laat zich immers redelijk makkelijk vloeibaar maken, waardoor het in aanmerking komt voor buiten-/binnenlandse trajecten per schip (bv. op de Maas verbinding tussen Charleroi en Luik). De kost van CO₂-transport per pijpleiding wordt geschat op 1 à 2 EUR/ton (voor afstanden korter dan 180 km)¹¹¹.

Voor CO₂-**opslag** onderscheiden we enerzijds compressie en anderzijds de opslag zelf. De kost van CO₂-compressie wordt geschat op ongeveer 9 EUR/ton en de kost van CO₂-opslag tussen de 2 à 20 EUR/ton in functie van het type reservoir¹¹². We schatten de totale kost van CCS op gemiddeld 80 EUR/ton CO₂.

Hergebruik van CO₂ laat toe de afgevangen CO₂ te valoriseren en koolstofcirculair te worden. Als voornaamste aandachtspunt geldt hierbij de noodzaak aan onderzoek en ontwikkeling om deze technologieën matuur te maken.

100 Fluxys, Onze infrastructuur, <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

101 Fluxys, info session: shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium, januari 2021, geraadpleegd via <https://vimeo.com/505138786>

102 Porthos, CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee, <https://www.porthosco2.nl/>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021

103 Northern Lights, What we do, <https://northernlightscs.com/en/about>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021

104 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

105 Power to Methanol Antwerp, <https://powertomethanolantwerp.com/>, 2021

106 North CCU Hub, <https://northccuhub.eu/>, 2021

107 Magneschia D., Zhang T., Munson R., The Impact of CO₂ Capture on Water Requirements of Power Plants, July 2017

108 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

109 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

110 IEA, Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019, update februari 2021

111 EBN, Gasunie, Transport en opslag van CO₂ in Nederland, 2017

112 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

Aanbevelingen



In de vorige hoofdstukken hebben we de bouwstenen aangereikt voor de ontwikkeling van een strategische visie voor een coherent, onderbouwd en toekomstgericht federaal gasbeleid voor België tot 2050, met 2030 als tussenstap. We hebben kritische succesfactoren geïdentificeerd alsook hefboomen voor transitie en relance voor zowel de verduurzaming van methaan als de uitbouw van een waterstofeconomie. Naast de bijhorende infrastructuurnoden kwam ook de nood aan een flankerend CO₂-beleid op een aantal aspecten aan bod.

In wat volgt, formuleren we concrete beleidsaanbevelingen om de verduurzaming van methaan, de uitbouw van de waterstofeconomie en de verdere ontwikkeling van CCU/S te faciliteren. Met 2050 als horizon, vergen deze aanbevelingen evenwel al implementatie op korte en middellange termijn. Na een meer algemene, overkoepelende aanbeveling worden de overige aanbevelingen voorgesteld in thematische clusters rond energievoorziening en internationale positionering, infrastructuur en het faciliteren van marktontwikkeling

Algemeen

Draag een stabiele, haalbare en coherente lange termijn gasvisie uit die dynamisch inspeelt op technologische ontwikkelingen

België heeft nood aan een stabiel en haalbaar regelgevend en beleidskader met een duidelijke richting om de klimaatdoelstellingen te realiseren. De federale gasvisie moet kaderen in een bredere energiesysteemvisie, moet beleidsdomeinoverschrijdend zijn en moet voor een lange termijn (meerdere legislaturen) worden uitgezet om marktpartijen rechtszekerheid te bieden voor hun investeringen met de garantie dat de prioriteiten niet elke legislatuur wijzigen.

De interactie tussen de klimaattransitie en energietransitie is een complex samenspel dat best vanuit een systeembenadering wordt aangepakt, waarbij we aanraden een beleid - en bijbehorende aanpak naar maatregelen - beleidsdomeinoverschrijdend en sectoroverschrijdend op te zetten. Deze systeembenadering is noodzakelijk willen we duurzaam alle aspecten die inspelen op de klimaat- en energietransitie impacteren. Het is van belang om dit beleid geregisseerd en gecoördineerd aan te pakken in samenwerking met verschillende actoren van de quadruple helix, nl. kennisinstellingen, bedrijven, de overheid en maatschappelijke middenveldspelers en burgers.

Een duidelijk regelgevend en beleidskader helpt bedrijven en kennisinstellingen bij het houden van een focus in hun bedrijfsvoering c.q. het leggen van de juiste klemtonen in hun onderzoek. Op die manier krijgen ze een kompas mee voor de toekomst.

Een gedragen langetermijnvisie is daarnaast belangrijk bij het op gang brengen en doen groeien van een markt inzake klimaatneutrale energiedragers.

Bovendien helpt het uitdragen van deze visie bij de besprekingen met de Europese Commissie om aan te tonen dat het België menens is met haar ambitie om bij te dragen aan een duurzaam energiesysteem en zo eveneens bij te dragen aan de Europese ambities voor klimaatneutraliteit tegen 2050.

Gelet op de gedeelde bevoegdheden inzake energie, is het belangrijk dat de federale overheid maximaal samenwerkt met de Gewesten om de beleidskeuzes te maken. Het regelgevend en beleidskader moet stabiel zijn, maar tegelijk ook flexibel. Het regelgevend kader dient met name te evolueren in lijn met markt-, technologie- en infrastructuurontwikkelingen. Het is aangewezen om de markt- en infrastructuurontwikkelingen te monitoren en het regelgevend en beleidskader daarop aan te passen. De federale overheid dient daarbij te kijken naar ontwikkelingen op Europees niveau, bv. op het gebied van ETS, en het Gewestelijk niveau.

Bij het beschouwen van bestaande en nieuwe klimaatneutrale technologieën dient een volledige analyse te gebeuren van de kosten tijdens de gehele levensduur van een technologie om de impact van die technologie op CO₂-reductie in rekening te brengen (alle kosten en opbrengsten) en daartegenover keuzes af te wegen voor verder beleid.

Energievoorziening en internationale positionering

De transitie naar klimaatneutraliteit zal zich niet enkel voltrekken via één bepaalde energiedrager of één bepaalde technologie. Het is een duidelijk én-én-verhaal, waarbij de aanvoer van voldoende, leveringszekere, klimaatneutrale en betaalbare energie cruciaal is.

Wat betreft de eigen productie dient het lokaal potentieel van klimaatneutrale energie evident maximaal benut te worden en waar economisch zinvol in eerste instantie voor direct elektrisch gebruik. Gassen en andere moleculen dienen te worden ingezet op de plaatsen waar elektrificering moeilijk of onverantwoord is. Op basis van de huidige inzichten zal elektrificering de belangrijkste route zijn voor gebouwenverwarming, personenvervoer en bepaalde industriële processen. Moleculen zullen daarom naar verwachting gaan naar de rest van de industrie, het leveren van ondersteuning voor elektriciteitsproductie en zwaar transport. Om de Belgische klimaatambities ten volle te kunnen realiseren, zal er zowel beroep moeten gedaan worden op lokale productie als import van hernieuwbare energie. Zoals

hoger gesteld, zullen we voor een gedeelte van onze energievoorziening blijvend beroep moeten doen op import. Import van energie zal gebeuren enerzijds onder de vorm van elektriciteit vanuit de Noordzee en onze buurlanden, anderzijds onder de vorm van moleculen via pijpleiding of schip in functie van onder andere de afstand tot de energiebron. Dit is niet zo verschillend van de situatie vandaag. De toegenomen lokale hernieuwbare energieproductie zal netto onze importafhankelijkheid verlagen, op Belgisch en zeker op Europees niveau.

Positioneer België als doorvoerhub voor waterstof en afgeleide energiedragers voor Europa

Om te voldoen aan de significante vraag naar klimaatneutrale waterstof in 2050, zal, zoals hoger gesteld, de eigen productie van klimaatneutrale waterstof aangevuld moeten worden door import van groene waterstof. Waterstof kan per pijpleiding of per schip ingevoerd worden van regio's in of nabij Europa, dan wel verder gelegen gebieden, waar er vanuit een kostenperspectief gunstigere omstandigheden zijn voor de productie van waterstof omwille van een overvloed aan goedkope energie. Afgeleide energiedragers zoals ammoniak, methanol en synthetisch methaan zijn interessant voor langeafstandstransport omwille van hun hogere energiedensiteit.

Het is bijgevolg aanbevolen om België te positioneren als internationale hub voor een markt van waterstof en andere klimaatneutrale energiedragers. Zo kan België zijn huidige troeven inzake aardgas toekomstbestendig maken. Een belangrijke rol daarbij is weggelegd voor havens die de nodige ervaring, basisinfrastructuur (bestaande LNG-terminal) en uitbreidingsmogelijkheden hebben om deze energiedragers op een veilige manier te ontvangen als energie- en logistieke hub. In dit verband is het aangewezen om een haalbaarheidsstudie uit te voeren naar de opzet van en aanpassingen aan importterminals en de verbinding met transportinfrastructuur in het hinterland.

Sluit samenwerkingsakkoorden af voor de import van klimaatneutrale energie

Voor de import via pijpleiding zijn daarnaast goede interconnecties met de buurlanden cruciaal. Bijgevolg dient er ingezet te worden op samenwerking met onze directe buurlanden via o.a. bilateraal en trilateraal overleg. De door de Europese Commissie voorgestelde uitbreiding van het toepassingsgebied van de TEN-E Verordening¹¹³ naar waterstofinfrastructuur biedt mogelijkheden. Indien het voorstel wordt aangenomen, zullen ook grensoverschrijdende waterstofinfrastructuurprojecten de PGB¹¹⁴-status kunnen krijgen met gestroomlijnde vergunningsverleningsprocessen en financiering via het Connecting Europe Facility.

Om België te kunnen verzekeren van voldoende importcapaciteit, is het ten slotte essentieel om bilaterale samenwerkingssakkoorden te sluiten, waar mogelijk in een Europese context, met landen waar veel hernieuwbare energie aan competitieve prijzen voorhanden is, bv. met landen uit Noord-Afrika en het Midden-Oosten, voor de invoer van moleculen via pijpleiding of via schip.

Ondersteun de positie van België als innovatief ecosysteem met betrekking tot waterstof en verwante technologieën

Innovatie zal een belangrijke rol spelen in het decarboniseren van het energiesysteem.

België heeft reeds toonaangevende unieke waterstoftechnologiebedrijven, verdeeld over de waardeketen van productie tot eindgebruik van waterstof. Hierin is België nu al één van de koplopers in Europa. Het doorontwikkelen en ondersteunen van deze Belgische bedrijven kan bijkomende, duurzame werkgelegenheid creëren.

Door samen met de Gewesten verder in te zetten op innovatie op vlak van onder meer elektrolyzers en CCU/S kan de kostprijs van

deze technologieën verlagen en kunnen de opgebouwde expertise en know-how op termijn internationaal gecommercialiseerd en geëxporteerd worden. Positioneer België daarom als een koploper op het gebied van innovatie rond nieuwe technologieën.

Creëer een regelgevend kader en de randvoorwaarden om de ontwikkeling van pilootprojecten mogelijk te maken. Open-access toegang tot waterstof aan betaalbare prijzen is hierbij een belangrijk voorbeeld. Op vlak van CCU/S zijn bijvoorbeeld pilootprojecten nodig om efficiëntie-winsten te boeken inzake energiegebruik (bv. voor het afvangen van lage concentratie CO₂) en investeringskost (bv. CAPEX van afvang en opzuiveringsinstallaties).

Trek ten slotte in samenwerking met de Gewesten technology providers (zoals machinebouwers, leveranciers van sensors, etc.) aan naar België, aangezien zij het lokale ecosysteem versterken en de brug kunnen vormen tussen onderzoek en industrie. Het toekomstige kader kan nieuwe en innovatieve kleinschalige pilootprojecten ondersteunen via regulatory sandboxes, d.w.z. beperkte proefprojecten, goedgekeurd door de overheid op verzoek van de innovatoren, om nieuwe producten, diensten en bedrijfsmodellen in de praktijk te testen in een reële omgeving, met de mogelijkheid om een tijdelijke ontheffing van de gebruikelijke regelgeving te krijgen.

Maak een roadmapstudie als vervolgtraject op onderhavige visienota

Het is aangewezen om een energiestudie uit te voeren naar het gehele energiesysteem met een balans tussen elektriciteit en gas. Deze analyse dient technologie-neutraal te zijn. Hierbij is er een opportuniteit om de bestaande studies en informatie over de verschillende beleidsniveaus samen te brengen en de toekomstige bronnen en aanvoer-routes voor competitieve klimaatneutrale energie te analyseren.

Bovenstaande elementen dienen samengebracht te worden in een politiek gedragen vervolgtraject dat de marktspelers richting geeft en dat vervolgens op regelmatige tijdstippen gemonitord wordt teneinde bij te sturen in functie van evoluties in de markt, onderzoek en ontwikkeling en regelgevend kader.

Infrastructuur

Zoals hoger gesteld, evolueren we in 2050 naar vier types van (pijp)leidingeninfrastructuur, nl. voor het vervoer van methaan, elektriciteit, waterstof en CO₂.

Voor het bijmengen van biomethaan in het methaannetwerk zijn geen (grote) infrastructuraanpassingen nodig. Echter, voor het uitbouwen van een toegewijde bijkomende waterstof en CO₂-infrastructuur zijn aanpassingen noodzakelijk. De verwachte evoluties in waterstofvraag zoals hoger vermeld tonen de noodzaak van een waterstofinfrastructuur. Deze waterstofinfrastructuur kan tot stand komen door optimalisatie van de bestaande waterstofinfrastructuur, de gedeeltelijke ombouw van bestaande aardgasinfrastructuur in combinatie met de aanbouw van een aantal nieuwe tracés. Volgens de hogervermelde studie van Fluxys plant zij het uitrollen van de waterstof backbone vanaf 2025 met lokale clusters in industriële zones. In 2030 zullen deze clusters verbonden worden zodat onderlinge transfers mogelijk zijn en tegen 2050 zal er een volwaardige backbone zijn. Een marktbevraging moet aantonen wat de ideale timing en scope is voor deze uitrol. In elk geval zal de opbouw geleidelijk en bottom-up gebeuren. Deze visie wil bijdragen aan een holistische kijk op de energiebevoorrading die op vlak van kosten, duurzaamheid en bevoorrading een juiste timing in de strategie brengt. Ook de ontwikkeling van transportinfrastructuur (terminals en pijpleidingen) voor CO₂ is noodzakelijk om deze af te kunnen voeren naar locaties voor opslag/hergebruik. Volgens de hogervermelde studie van Fluxys zal dit eveneens geleidelijk verlopen, van infrastructuur in industriële clusters in 2025 naar een volwaardige CO₂-infrastructuur.

Gegeven de omvang van de backbone, lange doorlooptijden voor vergunningen en aanleg van de nieuwe infrastructuur op Belgische schaal en met de nodige interconnecties dient de planning en uitvoering van deze werkzaamheden tijdig gestart te worden. De energie- en klimaattransitie vergen immers de uitbouw van nieuwe basisinfrastructuur voor vervoer van waterstof en CO₂. De tijdige aanwezigheid van infrastructuur is bovendien van belang ter ondersteuning

¹¹³ Verordening (EU) Nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad van 17 april 2013 betreffende de richtsnoeren voor trans-Europese energie-infrastructuur.

¹¹⁴ Project van Gemeenschappelijk Belang.

van de marktontwikkeling en -groei, en laat toe België te positioneren als import- en doorvoerhub van waterstof.

De uitbouw van dergelijke infrastructuur is complex. Infrastructuurprojecten zijn kapitaalintensief en kenmerken zich typisch door lange doorlooptijden, complexe regelgevingen, betrokkenheid van verschillende partijen met andere belangen, etc. De infrastructuur stopt bovendien niet aan de grens. België heeft een centrale plaats in Europa en dat is een strategische troef. De infrastructuur moet bijgevolg op grotere schaal bekeken worden en samen gepland worden met de buurlanden. Daarbij moet tevens aandacht gaan naar infrastructuurnoden bij import van nieuwe energiedragers.

De volgende aanbevelingen worden gemaakt m.b.t. infrastructuur:

Creëer een stabiel, haalbaar en coherent regelgevend en beleidskader voor een open-access (basis)infrastructuur voor H₂

De toekomstige ontwikkeling van toegewijde waterstof infrastructuur doet vragen rijzen naar de nood om deze infrastructuur te reguleren. De federale Gaswet van 12 april 1965 bevat de technische regels en de veiligheidsvoorschriften voor het transport van gasvormige en andere producten via pijpleidingen. Wat de technische vereisten voor pijpleidingen betreft, valt waterstof onder de Gaswet. De liberalisering van de aardgasmarkt heeft lidstaten verplicht om het aardgasnet open te stellen voor alle producenten. Dit geldt echter enkel voor het vervoer van aardgas. Tot op heden is de rol van 'vervoerder' van waterstof geen gereguleerde activiteit.

De principes die zullen worden toegepast op de exploitatie van de waterstofinfrastructuur liggen vast in de beleidsverklaring van de Minister van Energie, de Waterstofstrategie van de Europese Commissie en de ACER en CEER White Paper: niet-discriminatoire derdentoegang (third party access/open access) tot het netwerk, transparantie en unbundling zullen verplicht worden gemaakt, zoals bij elektriciteit en aardgas. Dit zorgt ervoor dat andere producenten en gebruikers van waterstof kunnen aansluiten

op een publiek netwerk. Voor de exploitatie van de infrastructuur moet een neutrale operator worden aangeduid. Dit uitgebreid regelgevend kader zal nodig zijn op lange termijn als en wanneer er een grote vraag en productie/import naar waterstof bestaat. Het is echter nog onduidelijk hoe de toekomstige energiedragers verder zullen ontwikkelen. ACER en CEER stellen een stapsgewijze aanpak van het wetgevend kader voor. Hierbij dient erkend te worden dat een groot deel van de bestaande infrastructuur gefinancierd en gebouwd werd door private partijen als onderdeel van hun bedrijfsactiviteit.

Het huidige aardgasnetwerk kan potentieel als basis dienen voor een waterstofnetwerk en het transport van klimaatneutraal gas. Hergebruik van bestaande aardgasinfrastructuur moet mee in rekening gebracht worden bij de uitrol van het infrastructuurplan. Methaan zal een rol blijven hebben tijdens de transitie waardoor deze infrastructuur ook afdoende in stand gehouden moet worden. In sommige gevallen zal bestaande aardgasinfrastructuur niet langer gebruikt worden voor het transport van aardgas, noch voor het transport van waterstof of andere energiedragers. In die gevallen moet er gekeken worden naar een verantwoorde ontmanteling en recyclage. Het is hierbij belangrijk om deze assets voldoende snel te identificeren.

Zet een meerjarig infrastructuurprogramma op voor de gefaseerde en toekomstbestendige uitbouw van basisinfrastructuur: start met no-regret infrastructuur

Er moet een meerjarig ontwikkelingsplan worden opgezet voor de planning en de financiering van de uitbouw van nieuwe basisinfrastructuur dat langs de ene kant voldoende stabiel is om de investeringen in deze infrastructuur te laten plaatsvinden, maar langs de andere kant ook voldoende flexibiliteit biedt om bij te sturen waar nodig. Om de beleidsmatige stabiliteit over een langere periode te garanderen, dient het investeringsprogramma meerdere beleidsdomeinen en legislaturen te overschrijden. Daarbij moet ingezet worden op die infrastructuur die als een no-regret investering geldt. In het ontwikkelingsplan dient er ten slotte, in

overleg met de Gewesten, voldoende ruimte en tracés te worden voorzien om te anticiperen op toekomstige investeringen.

Bouw en versterk interconnecties met andere Europese lidstaten via grensoverschrijdende infrastructuur voor H₂

Voor de uitbouw van een waterstof-backbone is grensoverschrijdende samenwerking onontbeerlijk. De infrastructuur, o.a. onder de vorm van pijpleidingen, dient grensoverschrijdend te worden aangelegd, overeenkomstig de waterstofvisie van de EU.

Het is in eerste instantie met onze directe burens dat een goede samenwerking nodig is. Het is belangrijk om zowel bilateraal als trilateraal de contacten met Nederland, Frankrijk en Duitsland te onderhouden. Dit kan o.m. bij het opzetten van innovatieve pilotprojecten of bij het ontwikkelen van regelgeving.

Zoals hoger gesteld, biedt de aankomende herziening van de TEN-E Verordening, en in het bijzonder de voorgestelde verruiming van het toepassingsgebied naar waterstofinfrastructuur, interessante mogelijkheden voor de grensoverschrijdende aanleg van waterstofinfrastructuur.

Ontwikkel een beleid voor de afvang, vervoer, hergebruik en/of de opslag van CO₂

Naast de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur zal België ook inzetten op afvang, vervoer, hergebruik en/of de opslag van CO₂. Er dient een duidelijk en stabiel wetgevend en regelgevend kader opgesteld te worden met o.a. algemene veiligheidsvoorschriften voor het ontwerp, de bouw en de exploitatie van CO₂-infrastructuur. Ook is er nood aan duidelijkheid over de bevoegdheidsverdeling in het bijzonder voor de ontwikkeling van de CO₂-infrastructuur met interconnecties en importfaciliteiten. Het is hierbij van belang om de bevoegde autoriteiten helder op het netvlies te hebben.

Specifiek voor wat betreft de opslag van CO₂ dient België goede afspraken te maken met andere landen. Niet alle CO₂ die opgevangen wordt, zal in de toekomst gebruikt kunnen worden in de Belgische industrie. Het is aanbevolen om te onderzoeken hoe stockagemogelijkheden verzekerd kunnen worden bijvoorbeeld door overeenkomsten aan te gaan met andere landen zoals Nederland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. Verschillende pilootprojecten voor de opslag van CO₂ werden reeds aangekondigd (bv. Porthos en Northern Lights), maar zijn nog niet operationeel. Daarnaast dient het beperkt potentieel van ondergrondse stockagemogelijkheden voor CO₂ in België, voor zover het kosteneffectief benut kan worden, in rekening genomen te worden¹¹⁵. Bijzondere aandacht zal nodig zijn voor de aansprakelijkheid voor de permanentie van de opslag en lekkagerisico's.

Faciliteer het overleg tussen de elektriciteits- en gastransmissiesysteembeheerder in het kader van een energiesysteemintegratie

In het energiesysteem van de toekomst zullen elektriciteit, warmte en gas in toenemende mate geïntegreerd moeten worden om de grote fluctuaties in hernieuwbare energie te absorberen. Bijgevolg dient er een sterk elektriciteitsnet te zijn, maar ook een sterke gasinfrastructuur. Het is dan ook cruciaal dat de transmissiesysteembeheerder voor elektriciteit en de transmissiesysteembeheerder voor gas de krachten bundelen om na te denken over o.a. hoe de elektriciteits- en gasnetten met elkaar gaan ageren en welke energie er door welk deel van de infrastructuur zal stromen.

De elektriciteitstransmissiesysteembeheerder TenneT en de gastransmissiesysteembeheerder GasUnie in onze buurlanden Nederland en Duitsland zijn deze samenwerking reeds aangegaan en hebben een gezamenlijke studie gevoerd over geïntegreerde energieinfrastructuur in Nederland en Duitsland¹¹⁶.

Het valt aan te bevelen dat een soortgelijke samenwerking ook tussen Elia System Operator en Fluxys wordt opgezet, o.a. om te onderzoeken welke mate van integratie van hun respectieve ontwikkelingsplannen

wenselijk is. De federale overheid kan daarbij faciliteren. In het kader van een toegenomen systeemintegratie valt het overigens ook aan te bevelen om de samenwerking tussen de transmissie- en distributienetbeheerders te versterken.

Facilitatie van marktontwikkeling Zet structureel overleg op tussen de Federale Regering en de Gewesten

Voor het helder zetten van de bevoegdheidsverdeling tussen de federale overheid en de Gewesten, voor het ontwikkelen van een waterstofbackbone en CO₂-infrastructuur en voor het aangaan van samenwerkingsverbanden met derde landen voor de import van energie zal samenwerking tussen de federale overheid en de Gewesten noodzakelijk zijn. Andere aspecten waarover afstemming belangrijk is, zijn de visie ten aanzien van het distributienet (bv. al dan niet gebruik van aardgas voor residentiële en tertiair gebruik) alsook de aanpak ten aanzien van biogas/-methaan. Een goede samenwerking tussen de federale overheid en de Gewesten in dit verband is essentieel. In de Vlaamse Waterstofvisie roept het Vlaamse Gewest zelf ook op tot de opstart van een specifiek overlegorgaan met de federale regering om de verschillende wetgevendende optimalisaties rond waterstof op elkaar te kunnen afstemmen.

Verzeker de traceerbaarheid van klimaatneutraal gas doorheen het geïntegreerd energiesysteem

Moleculen van klimaatneutrale gassen zijn identiek aan deze van grijze gassen. Eens klimaatneutraal gas wordt geproduceerd, is er bijgevolg nood aan een certificatiesysteem met eenduidige definities en criteria voor duurzame gassen om na te kunnen gaan of deze gassen van duurzame bronnen komen, hetgeen hun economische valorisatie mogelijk maakt (bijvoorbeeld door middel van een systeem van garanties van oorsprong). Het is tevens belangrijk om criteria aan te nemen om de emissies gerelateerd aan het productieproces te definiëren. Het gebruik van klimaatneutrale energie zou ook traceerbaar moeten zijn doorheen de gehele waardeketen.

In de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energie 2018/2001¹¹⁷ werd het systeem van

garanties van oorsprong uitgebreid naar klimaatneutraal gas. Er is echter nog geen eenduidige definitie voor de certificatie van waterstof, waardoor bepaalde nationale systemen mogelijk niet compatibel met elkaar zijn. Ter illustratie: de CO₂-drempel waaronder waterstof beschouwd wordt als groen of low carbon, verschilt sterk van systeem tot systeem¹¹⁸. Sommige certificatiesystemen hebben betrekking op meerdere productietechnologieën van waterstof terwijl andere specifiek focussen op groene waterstof¹¹⁹.

Om hieraan tegemoet te komen, valt aan te bevelen om een EU-breed systeem van garanties van oorsprong te bepleiten. Hierbij dient aandacht gegeven te worden aan de volgende elementen:

- Interactie tussen vectoren en sectoren;
- Life-cycle assessment van broeikasgasemissies, van upstream activiteiten zoals elektriciteitsopwekking tot transport kan extra informatie verstrekken;
- Internationale verhandelbaarheid van de certificaten, wat bijdraagt tot het creëren van een globale markt;
- Vermijden van dubbeltellingen door een robuust systeem van accounting, gebaseerd op origine;
- De interactie met ETS en de mogelijk negatieve impact hiervan op ETS-sectoren.

¹¹⁵ K. Welkenhuysen, A. Ramirez, R. Swennen, K. Piessens, *Strategy for ranking potential CO₂ storage reservoirs: A case study for Belgium*, 2013

¹¹⁶ GasUnie en TenneT, *Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf* (tennet.eu), laatst geraadpleegd op 19/02/2021

¹¹⁷ Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen, Pb. L. 328/82, 21 december 2018.

¹¹⁸ IRENA, *Green Hydrogen. A Guide to Policy Making*, IRENA, *Green_hydrogen_policy_2020.pdf*, p. 30, laatst geraadpleegd op 19/02/2021

¹¹⁹ Ibid.

Daarnaast is het ook belangrijk om de kwaliteit van de gassen en interoperabiliteit tussen netwerken te waarborgen. We bevelen aan om voldoende Belgische vertegenwoordiging te voorzien in instanties van normering en standaardisering op Europees en wereldwijd niveau om hier mee vorm aan te geven.

Maak maximaal gebruik van de ondersteuningsmiddelen die Europa biedt

De transitie naar klimaatneutraliteit in 2050 vergt enorme investeringen die niet enkel gedragen kunnen worden door nationale overheden en private partijen. De EU heeft om die reden een substantieel budget vrijgemaakt en heeft de ambitie uitgesproken om zeer veel investeringen te realiseren. In 2020 heeft de EU een COVID-19 herstelplan bekendgemaakt met een totaalbudget van EUR 1.800 miljard aan investeringen. EUR 750 miljard daarvan zal vrijgemaakt worden via het Next Generation EU-fonds. Via het EU Recovery and Resilience Facility (RRF) kan België aanspraak maken op 5,5 miljard euro aan leningen en subsidies.

Het is zeer belangrijk om in België de beschikbare budgetten maximaal te activeren. De federale overheid kan hierbij faciliteren door de acties goed mee voor te bereiden, te coördineren en op te volgen.

Projecten die vanuit de overheid worden gesteund met o.a. subsidies, begeleiding bij projectaanvragen, vergunningen, (terugbetaalbare) voorschotten en bankgaranties van publiek-private investeerders vinden sneller toegang tot Europese middelen. Projecten waarin de lidstaten cofinancieren en lidstaten die een grote ambitie tonen voor de transitie, zullen meer slaagkansen hebben om een deel van de Europese middelen naar hun lidstaat aan te trekken. Hoe groter de lokale steun, des te groter de slaagkans om de Europese middelen binnen te halen.

België moet bijgevolg een sterk Europees beleid voeren om de belangen te verdedigen op Europese platformen zoals Horizon Europe, ETS Innovation Fund, Connecting Europe Facility en de Europese Investeringsbank (EIB).

Fondsen worden steeds vaker toebedeeld op basis van verdienste i.p.v. de grootte van de lidstaat. Bij het indienen van sterke dossiers kan verhoudingsgewijs meer uit de Europese fondsen gehaald worden. Onze directe buurlanden Nederland en Duitsland zijn mogelijke partners voor grensoverschrijdende dossiers.

Het begeleiden van bedrijven, instellingen en consortia bij het doorlopen van het aanvraagtraject voor Europese financiering kan op verschillende manieren worden bewerkstelligd. In eerste instantie kan vanuit de overheid zelf meer technische en coördinerende ondersteuning worden geboden door een taskforce te organiseren die (pro) actief projectvoorstellen uitwerkt in samenwerking met het werkveld. Anderzijds kan professioneel advies van externe experts worden gesubsidieerd.

Creëer een gelijkwaardig speelveld om de Belgische bedrijven competitief te houden t.o.v. de niet-Europese bedrijven

De Europese energie-intensieve bedrijven die onder ETS vallen, zoals de staal-, chemie- en raffinagesector, worden bijkomend getaxeerd per uitgestoten ton CO₂. Het ETS is een belangrijk en effectief instrument om de klimaattransitie te faciliteren op de meest kostenefficiënte manier. In het ETS zijn een aantal compensaties en de gratis allocatie van emissierechten maatregelen om de internationaal blootgestelde bedrijven te ondersteunen. Desalniettemin zet ETS mogelijk nog een bijkomende druk op bedrijven die in een globale context opereren en waarvan de producten onderling substitueerbaar zijn. Zij hebben een competitief nadeel bij import en export van hun producten t.o.v. regio's die de CO₂-uitstoot minder belasten.

Volgende mechanismen kunnen bijdragen aan het creëren van een gelijkwaardig speelveld:

- **Carbon leakage bescherming:** versterken van het systeem van free allocations;
- **Carbon Border Adjustment Mechanisms:** hierbij worden geïmporteerde producten bijkomend belast op basis van de koolstof die ze hebben verbruikt bij productie. Deze mechanismen zouden

kunnen helpen om de pariteit met fossiele concurrenten te bereiken. Verwacht wordt dat de Europese Commissie in Q2 van 2021 haar voorstel voor een Europees Carbon Border Adjustment Mechanism zal publiceren. Het moet echter benadrukt worden dat dit ook voor exporterende sectoren bescherming tegen carbon leakage biedt;

- **Clausules aan vrije handelsakkoorden:** vermijden van vrije handelsakkoorden met landen die het Parijsakkoord niet hebben ondertekend of een clausule toevoegen m.b.t. CO₂;
- Vrijstellingen op energiekosten voor energie-intensieve bedrijven;
- **Productnormen en -standaarden:** het opstellen van productnormen waarbij bepaald wordt dat een minimumpercentage van het product dient te bestaan uit gerecycleerd materiaal of geproduceerd moet zijn met duurzame energie of andere low carbon technologieën. Dit creëert een marktvraag naar duurzame producten. Wel dient er een kader opgezet te worden om de CO₂-inhoud correct te definiëren;
- **Certificering en labels:** toekennen van duurzaamheidlabels aan producten.

Onderzoek nieuwe instrumenten om nieuwe technologieën voor klimaatneutrale gassen te ondersteunen door het kostenverschil te overbruggen

Nieuwe technologieën zoals de productie van klimaatneutrale waterstof of de opvang van CO₂ zijn nog niet competitief t.o.v. minder duurzame alternatieven. Hoewel de Europese CO₂ ETS-prijs stijgt, is die niet voldoende om alleen de energietransitie van de gassector te ondersteunen en biedt dit geen oplossing voor de internationale competitiviteit van deze energiedragers. Een zekere financiële incentive is bijgevolg nodig om deze nieuwe technologieën te ondersteunen en de kostenkloof te overbruggen. Het is bijgevolg aanbevolen om samen met de Gewesten de mogelijkheid van nieuwe instrumenten te onderzoeken. Het is daarbij belangrijk om slimme financiële prikkels te ontwikkelen via gerichte OPEX- of CAPEX-ondersteuning om de nodige investeringen vanuit de industrie te triggeren rekening houdend met het behoud van de competitiviteit van de industrie. Mogelijke instrumenten die verder onderzocht kun-

nen worden, zijn contracts for difference of groene financieringsopties. Inspiratie kan worden gevonden in de resultaten van het nationaal debat over koolstoftarifiering dat werd geleid door de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu¹²⁰.

Ontwikkel adequate financieringsmechanismen voor infrastructuur

Infrastructuurprojecten zijn zeer kapitaalintensief. Adequate financieringsmechanismen kunnen bepaald worden in functie van het regulatorisch kader en de marktontwikkeling voor bepaalde infrastructuren. Zoals de klassieke financieringsmechanismen die momenteel gelden binnen de financiering van gereguleerde elektriciteits- en gasinfrastructuur, kunnen er ook alternatieve financieringsmechanismen worden onderzocht.

Een veelgebruikt en succesvol instrument bij infrastructuurwerken betreft publiek-private samenwerking, waarbij financiering op projectbasis kan worden voorzien.

De federale overheid zou ook een duurzaam investeringsfonds kunnen opzetten met een overkoepelend beleidskader om financiële middelen te voorzien voor duurzame investeringen. Dit fonds zou kunnen worden opgericht door publieke entiteiten (overheid, havenbedrijven, investeringsmaatschappijen), infrastructuurfondsen en de industrie.

Heroriënteer en verruim bestaande fiscale incentives

Het is aan te bevelen om fiscale voordelen en subsidies (en financiering) te onderzoeken voor bedrijven die investeren in CO₂-reducerende maatregelen. Elk type steunmaatregel biedt op een andere manier een stimulans om te investeren in duurzaam O&O of milieuvriendelijke technologieën. Het herzien van de fiscale maatregelen met het oog op sterker in te kunnen zetten op duurzaamheid en dit in een totaalaanpak, is daarom aan te bevelen. Het is ook aan te bevelen om verdere fiscale maatregelen te onderzoeken in het kader van de nieuwe Europese (herstel)plannen. In diverse studies worden al voorstellen geformuleerd betreffende fiscale voordelen die hierin verder kunnen worden bekeken, waaronder in de Vlaamse Waterstof strategie en de VLAIO studie. In overleg met de Gewesten kan tevens gekeken worden op welke wijze algemene financiële prikkels de gewenste sturing kunnen geven.

¹²⁰ FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu, Nationaal debat over koolstoftarifiering, <https://klimaat.be/2050-nl/koolstoftarifiering>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021

Bijlage

Bijlage 1

Begrippenlijst

- **Biogas:** gasmengsel bestaande uit methaan en koolstofdioxide dat ontstaat als gevolg van vergisting (een anaeroob proces) van organisch materiaal zoals mest, rioolslib, actief slib of gestort huisvuil
- **Biomethaan:** vrijwel zuiver methaan geproduceerd door het opwaarderen van biogas (door het verwijderen van CO₂ en andere verontreiniging) of door de vergassing van vaste biomassa gevolgd door methanisatie
- **Biopropaan:** Biopropaan is chemisch identiek aan conventionele propaan maar wordt geproduceerd op basis van duurzame grondstoffen
- **Blauwe waterstof:** waterstof geproduceerd op basis aardgas (veelal via stoomreforming) met CO₂-afvang
- **CAPEX:** kapitaal/investeringsuitgaven, afkorting van Capital Expenditures
- **CCU/S:** CO₂-afvang en -hergebruik/-opslag, afkorting van Carbon Capture Utilisation or Storage
- **Elektrolyse:** ontleding van chemische verbindingen in haar bestanddelen door middel van elektriciteit
- **Finaal energetisch eindgebruik:** geleverde hoeveelheid energie aan de eindverbruikers van energie (industrie, residentieel, tertiair, transport)
- **Grijze waterstof:** waterstof geproduceerd op basis van aardgas (veelal via stoomreforming) waarbij CO₂ in de atmosfeer terecht komt
- **Groene waterstof:** waterstof geproduceerd op basis van hernieuwbare energie (veelal via elektrolyse)
- **H₂-DRI technologie:** productie van direct gereduceerd ijzer, oftewel Direct Reduced Iron, gemaakt met 100% waterstof als reductant
- **SMR:** stoomreforming, afkorting van Steam Methane Reforming
- **Turquoise waterstof:** waterstof geproduceerd op basis van aardgas via methaanpyrolyse
- **Waterstof en afgeleide energiedragers:** gas met chemische samenstelling H₂, dat in functie van de toepassing door reactie met andere moleculen de vorm van andere afgeleide energiedragers kan aannemen, zoals ammoniak, methanol/ ethanol, methaan, etc.

Bijlage 2

Bronnenlijst

- A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J. Glachant, Florence School of Regulation, *Cost-effective decarbonisation study*, November 2020
- ACER-CEER, *When and how to regulate hydrogen networks?*, February 2021
- Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe*, 2021
- Air Liquide, *Large industries*, <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgie-nederland/levering-industriele-medische-gassen/gas-large-industry>, laatst geraadpleegd op 22/02/2021
- Antwerp@C, *Antwerp@C investigates potential for halving CO₂ emissions in Port of Antwerp by 2030*, <https://newsroom.portofantwerp.com/antwerpc-investigates-potential-for-halving-co2-emissions-in-port-of-antwerp-by-2030>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- ArcelorMittal, *H₂-DRI pilotproject Hamburg*, <https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>, 2020
- Atlantic Consulting, *European BioLPG pathway 2050 – A scenario of future demand and supply*, 2020
- Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020
- Australian Government, *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project*, <https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/low-emissions-technologies-for-fossil-fuels/hydrogen-energy-supply-chain-pilot-project>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Baldino C., O'Malley J., Searle S. (ICCT), Christensen A. (Three Seas Consulting), *Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the European Union in 2050*, Working Paper, March 2021
- Belmans R., Vingerhoets P., *Molecules: indispensable in the decarbonized energy chain*, Florence School of Regulation, January 2020
- Biogas-E, *De Vlaamse biogassector in 2019 – Vooruitgangsrapport*, oktober 2020
- BloombergNEF, *Hydrogen Economy Outlook – Key messages*, March 2020
- Carbon Connect Delta, <https://www.smartdeltaresources.com/en/carbon-connect-delta>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- Cluster Tweed, *Wallonia hydrogen roadmap*, https://www.slideshare.net/cluster_tweed/roadmap-hydrogne-pour-la-wallonie-cluster-tweed, 2018
- Devogelaer D., *Fuel for the future – More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050*, Federal Planning Bureau, Working Paper 4-20, October 2020
- Die Bundesregierung, *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, juni 2020
- EBN, Gasunie, *Transport en opslag van CO₂ in Nederland*, 2017
- Elia, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, November 2017
- ENA, *Hydrogen & Net Zero: Costs to the Customer*, https://www.energynetworks.org/assets/images/Project%20Altair_H2%20Cost%20to%20the%20Customer_Nov%20update%20v4_final.pdf, november 2020, laatst geraadpleegd op 19/03/2021
- Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, *European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*, July 2020
- ENEA Consulting, *A vision of European biogas sector development towards 2030; Trends and challenges*, November 2020
- EnergyVille, <https://www.energyville.be/belgian-long-term-electricity-system-scenarios>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- EnergyVille, FOD Economie, KMI, *WP3 - Renewable Energy Generation*, BREGILAB project, 2021
- European Clean Hydrogen Alliance, *Mission and Vision*, <https://www.ech2a.eu/missionandvision>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- European Commission, *Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation*, May 2020
- European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020
- European Commission, *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, COM(2020) 299 final, July 2020
- European Commission, *Stepping up Europe's 2030 climate ambition: investing in a climate-neutral future for the benefit of our people - Impact Assessment*, SWD(2020) 176 final, September 2020

- European Commission, *2030 climate & energy framework*, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en, laatst geraadpleegd op 1/04/2021
- Europese Commissie, *De Europese Green Deal*, december 2019
- Febeg, *Jaarverslag 2019*, <https://www.febeg.be/jaarverslag-2019>, 2020
- Fluvius, *Visienota*, 2020
- Fluxus, *Jaarlijks financieel verslag 2019*, maart 2020
- Fluxys, *Onze infrastructuur*, <https://www.fluxys.com/nl/company/fluxys-belgium/infrastructure>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Fluxys, *Bouwen aan de waterstof- en CO₂-infrastructuur voor België*, <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>, laatst geraadpleegd 20/02/2021
- Fluxys, *Info session: shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium*, <https://vimeo.com/505138786>, januari 2021
- Fluxys, *Memorandum*, juli 2020.
- FOD Economie, AG Energie, *Energy Key Data*, augustus 2020
- FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu, *Nationaal debat over koolstofarifiering*, <https://klimaat.be/2050-nl/koolstofarifiering>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- FPS Health, DG Environment, Climate Change Section, *Exploring pathways towards a climate neutral Belgium by 2050*, April 2021
- Gas.be en ValBiom, *Quelle Place Pour Le Biométhane en Belgique?*
- GasUnie en Tennet, *Infrastructure Outlook 2050*, 2019
- Hydrogen Council, *Hydrogen insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*, February 2021
- Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021
- IEA, *Direct Air Capture*, <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>, June 2021
- IEA, *Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration*, 2019, update februari 2021
- IEA, *The Future of Hydrogen*, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- IRENA, *Green Hydrogen. A Guide to Policy Making*, IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf, p. 30, laatst geraadpleegd op 19/02/2021
- K. Welkenhuysen, A. Ramirez, R. Swennen, K. Piessens, *Strategy for ranking potential CO₂ storage reservoirs: A case study for Belgium*, 2013
- KU Leuven, <https://www.kuleuven.be/onderzoeksverhalen/2019/waterstofpaneel>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Magneschia D., Zhang T., Munson R., *The Impact of CO₂ Capture on Water Requirements of Power Plants*, July 2017
- Marcogaz, *Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use*, september 2019
- Ministère de l'économie des finances et de la relance, *Stratégie nationale pour le développement l'hydrogène décarboné en France*, Septembre 2020
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Kabinetsvisie waterstof*, maart 2020
- Navigant, *Gas for Climate*, 2019
- North CCU Hub, <https://northccuhub.eu/>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Northern Lights, *What we do*, <https://northernlightscs.com/en/about>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- Porthos, *CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee*, <https://www.porthosco2.nl/>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- Power to Methanol Antwerp, <https://powertomethanolantwerp.com/>, 2021
- Renewable Energy Directive (2018/2001/EU)
- Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen, *Pb. L. 328/82*, 21 december 2018.
- Rihko-Struckmann, Liisa & Peschel, Andreas & Hanke-Rauschenbach, Richard & Sundmacher, Kai. *Assessment of Methanol Synthesis Utilizing Exhaust CO₂ for Chemical Storage of Electrical Energy*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 49. 10.1021/ie100508w., 2010
- Uebbing, Jennifer & Rihko-Struckmann, Liisa K. & Sundmacher, Kai. *Exergetic assessment of CO₂ methanation processes for the chemical storage of renewable energies*, Applied Energy, Elsevier, vol. 233, pages 271-282, 2019
- Valbiom, *Le premier site d'injection de biométhane wallon a été inauguré*, <https://valbiomag.labiomasseenwallonie.be/news/le-premier-site-dinjection-de-biomethane-wallon-ete-inaugure>, oktober 2020
- Valbiom, *Panorama de la Biométhanisation en Wallonie*, 2020
- Verordening (EU) Nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad van 17 april 2013 betreffende de richtsnoeren voor trans-Europese energie-infrastructuur.
- VITO, *Warmte in Vlaanderen*, 2015
- VLAIO, Deloitte, *Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie*, november 2020
- Waterstof Industrie Cluster, *Een Vlaamse Waterstofstrategie*, december 2020
- WaterstofNet en Hincio, *Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart*, October 2018
- Wind Europe, *Our energy, our future – How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*, 2019
- World Energy Council, *World Energy Trilemma Index*, <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>, 2020



Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, a UK private company limited by guarantee (“DTTL”), its network of member firms, and their related entities. DTTL and each of its member firms are legally separate and independent entities. DTTL (also referred to as “Deloitte Global”) does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about for a more detailed description of DTTL and its member firms.

Deloitte provides audit, tax and legal, consulting, and financial advisory services to public and private clients spanning multiple industries. With a globally connected network of member firms in more than 150 countries, Deloitte brings world-class capabilities and high-quality service to clients, delivering the insights they need to address their most complex business challenges. Deloitte has in the region of 312,000 professionals, all committed to becoming the standard of excellence.

This publication contains general information only, and none of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, its member firms, or their related entities (collectively, the “Deloitte Network”) is, by means of this publication, rendering professional advice or services. Before making any decision or taking any action that may affect your finances or your business, you should consult a qualified professional adviser. No entity in the Deloitte Network shall be responsible for any loss whatsoever sustained by any person who relies on this publication.