

Rapport.

Visie grootschalig bio-SNG

Vergroening van het aardgassysteem door de inpassing van grootschalige bio-SNG productie en de mogelijke routes om dit te realiseren

66970094-GCS GCS 10.R.21292

Visie grootschalig bio-SNG

**Vergroening van het aardgassysteem door de
inpassing van grootschalige bio-SNG productie
en de mogelijke routes om dit te realiseren**

Groningen, 22 april 2011

Auteurs R. Bahlmann, J. van Wingerden

In opdracht van Agentschap NL



Agentschap NL
Ministerie van Economische Zaken



Creatieve Energie
EnergieTransitie

auteur : R. Bahlmann
67 blz.

22-04-2011

beoordeeld : H. Vlap
goedgekeurd : J. Gigler

22-04-2011
22-04-2011

VOORWOORD

In 2010 heeft KEMA in opdracht van het Platform Nieuw Gas een studie uitgevoerd naar de mogelijkheden van import dan wel productie van bio-SNG in Nederland. De achterliggende reden was het vergroten van het inzicht in de verschillende routes voor de levering van bio-SNG aan het Nederlandse aardgassysteem. Het uiteindelijke doel was om ondermeer op basis van voorgenoemde studie te komen tot een visie voor de komende 10 jaar.

Het voorliggende rapport omvat zowel de studie naar de mogelijke routes voor de levering van bio-SNG alsmede een aanzet voor de visie. Het eerste deel (A) omvat belangrijke elementen en overwegingen voor een visie voor de verdere ontwikkeling en rol van bio-SNG in de Nederlandse energiehuishouding. Deze notitie is het resultaat van de besprekingen met de discussiegroep. De discussiegroep bestond uit personen uit het werkveld en leden van het Platform Nieuw Gas.

Het tweede deel (B) omvat de gedetailleerde studie naar de verschillende routes voor de levering van bio-SNG aan het Nederlandse aardgassysteem. In deze studie zijn aan de hand van scenario's de verschillende aanvoerroutes met elkaar vergeleken op basis van (kost)prijzen en kosten voor vermeden CO₂. De ontwikkelde scenario's en resultaten van de vergelijkingen zijn teruggekoppeld aan een klankbordgroep. De klankbordgroep bestond uit personen uit het werkveld en leden van het Platform Nieuw Gas. Verder hebben de resultaten dus als basis gediend voor de aanzet tot een visie.

Deel A

Belangrijke bouwstenen voor een visie:

1. Vergassingstechnologie biedt flexibiliteit aan de input- en de outputkant en qua inpassing in het energiesysteem.

Vergassing is één van de cruciale technologieschakels om biomassa in een scala aan andere producten om te zetten, met als eerste basisproduct na vergassing en gasreiniging syngas, dat uit CO en H₂ bestaat. Syngas kan direct als brandstof (t.b.v. warmte en elektriciteit), als chemische grondstof of als basisgrondstof voor de productie van SNG en biotransportbrandstoffen (methanol, FT-diesel, waterstof etc) worden ingezet.

Vergassingstechnologie biedt flexibiliteit in meerdere dimensies:

- aan de biomassa-inputkant. Dit geldt met name voor diverse relatief droge (houtachtige) biomassastromen;
- via het scala aan te maken eindproducten (zoals grondstoffen, elektriciteit) en de brede inzetbaarheid daarvan;
- aan de 'afvoerkant van het gas' vanwege de mogelijkheid om syngas op te werken tot bio-SNG, dat vrijwel altijd in het aardgasnet kan worden ingepast.

Vergassing is een technologie die naar verwachting over 5 à 10 jaar beschikbaar kan zijn voor producten waarvoor langere koolstof(ketens) nodig zijn. Met de beschikbaarheid van een dergelijke technologie kan biomassa in de toekomst als volwaardige vervanger voor fossiele grondstoffen breed worden ingezet. Momenteel liggen daar nog veel technologische uitdagingen.

2. Syngas – 3 kansrijke toepassingen zijn warmte, chemie en flexibiliteit.

Uit de KEMA-studie, die de vergassing van biomassa in Nederland en Rusland met elkaar vergelijkt (zie deel B), blijkt dat de 'syngasroute' de laagste kosten (per MJ over de keten) heeft¹. Dat is logisch omdat de laatste processtap (methaansynthese) niet nodig is, waardoor een kostenreductie van ca. 10% haalbaar is. Vanuit syngas geredeneerd, lijkt een drietal routes bijzonder kansrijk:

- hoogwaardige warmteproductie (meestal industriële warmte- en stoomproductie);
- productie van een chemische grondstof, bijvoorbeeld syngas als basis voor methanolproductie, FT-diesel, waterstof en SNG;
- flexibele elektriciteitproductie (invulling van piekvraag door inzet syngas/SNG).

Vanwege het feit dat bijna de helft van de verbruikte energie in Nederland uit aardgas komt, liggen hier grote mogelijkheden om via de toepassing van biomassavergassingstechnologie grote stappen voorwaarts te maken in het verduurzamingsproces van de energievoorziening en de chemie.

¹ Zie deel B, pagina 13, figuur 2

3. Import van bio-SNG/bio-syngas vanuit bijvoorbeeld Rusland lijkt niet de voorkeur te hebben als voorzieningszekerheid het uitgangspunt is.

In de KEMA-studie (zie deel B) is onderzocht waar productie van bio-syngas dan wel bio-SNG het kosteneffectiefst kan plaatsvinden, in casu in Rusland of in Nederland². Voor klimaatbeleid is internationaal gezien ETS (emissiehandel) als instrument beschikbaar. De motivatie voor de inzet van duurzame energie ligt met name in het feit dat het tot een verhoging van de voorzieningszekerheid leidt. Vanuit dat opzicht is productie van bio-SNG of bio-syngas elders en import naar Nederland niet wenselijk en ligt productie in Nederland voor de hand. Daarnaast is het nog de vraag of bio-syngas (in tegenstelling tot bio-SNG) vanuit technisch oogpunt 'transporteerbaar' is over grote afstanden, omdat hiervoor nog geen systeem beschikbaar is, waardoor onevenredig hoge investeringen nodig kunnen zijn. Import van biomassa is voornamelijk geen probleem vanuit het oogpunt van voorzieningszekerheid, omdat het aanbod in potentie een grote geografische verspreiding heeft. Dit is echter wel een belangrijk aandachtspunt bij het samenstellen van het biomassaportfolio (diversificatie in de herkomstregio's).

4. Import van biomassa is noodzakelijk om van deze route een succes te maken.

Voor economisch aantrekkelijke toepassing van vergassingstechnologie lijken schaalgrootten van minimaal ca. 100 MWth noodzakelijk. In Nederland zijn diverse biomassa(rest)stromen geschikt en beschikbaar voor de biomassavergassingroute. De hoeveelheden zijn echter van onvoldoende omvang om grootschalig van betekenis te kunnen zijn en logistiek (inzameling en transport) stelt dit grote uitdagingen vanwege de geografische spreiding van biomassastromen in Nederland. Dat sluit niet uit dat er op kleine schaal biomassa(rest)stromen ingezet zullen/kunnen worden in de vergassingsroute, bijvoorbeeld gekoppeld aan toepassingsgerichte (goedkope) reststromen aan de inputkant en aan warmtenetten en elektriciteitsproductie (warmtekrachtkoppeling) aan de outputkant. Het aandeel in de energievoorziening zal echter beperkt zijn.

Nederland heeft vanwege haar positie als logistiek knooppunt van Noord-West Europa een goede uitgangspositie als vestigingsland voor biomassavergassingstechnologie, gelet op de aanwezigheid van grote havens (Rotterdam, Eemshaven/Delfzijl, Amsterdam, Vlissingen), het grote achterland, de ervaring vanuit de sterke landbouw(import)positie, de aardgasinfrastructuur en de ambitie om de gasrotonde van (Noord-West) Europa te worden, en het moderne (petro)chemisch cluster dat goede mogelijkheden biedt als afzetkanaal van syngas en gerelateerde producten. Vanwege de schaalgrootte, de noodzaak om biomassa te

² Zie deel B, pagina 18, figuur 4. Hier zijn een vijftal transport-omzettingopties uitgewerkt waarbij biomassa dan wel bio-SNG in verschillende hoedanigheden vanuit Rusland naar Nederland wordt getransporteerd.

importeren en de koppeling met de industrie, ligt vestiging van biomassavergassers in/nabij de grote havens voor de hand. Import van biomassa zal vanwege de grote energie- en bulkdichtheid bij voorkeur als getorrificeerde- dan wel gepyroliseerde biomassa plaatsvinden.

5. Rol die Nederland kan spelen bij de ontwikkeling/vermarkting van technologie.

Met ECN, HoSt, BTG, Dahlman, TNO, KEMA, technische universiteiten e.a. lijkt Nederland een aantal waardevolle partijen (kennispartners en industrie) te hebben die een rol kunnen spelen in het ontwikkelen en op de markt brengen van (onderdelen van) de vergassingsketen, dan wel voor het leveren van de benodigde expertise. Daarnaast speelt Nederland als gasland internationaal een rol van betekenis. Vanuit industriepolitiek opzicht liggen er dus kansen om Nederland op het internationale podium te laten meespelen. Dit vereist het creëren van de juiste randvoorwaarden zodat bedrijven en instellingen in Nederland in staat worden gesteld om deze goede uitgangspositie maximaal te kunnen benutten. Door de bundeling van krachten kan een grote slagkracht ontwikkeld worden om (demonstratie)projecten in Nederland van de grond te krijgen.

6. Betrouwbaar stimuleringsbeleid voor de vergassingsroute nodig.

De 14% duurzame energiedoelstelling die de EU voor Nederland heeft vastgesteld, is een belangrijke drijfveer voor de vergassingsroute. In het geval van biotransportbrandstoffen is er een verplichtende richtlijn die een markt creëert. Momenteel wordt de markt voor vergassingsproducten (zoals elektriciteit en gas) gecreëerd door de SDE/plus die zich richt op duurzame energieproductie. Deze stimulans is absoluut noodzakelijk voor de vergassingsroute om tot ontwikkeling te komen, met andere woorden het zal niet vanzelf gebeuren. Een biomassavergasser vergt een grote investering, waarbij betrouwbaarheid van de financiële ondersteuning een belangrijke factor is bij de besluitvorming van de initiatiefnemers over de onderliggende businesscase.

7. Opschaling en implementatie: een enorme uitdaging.

Rekening houdend met de huidige stand der techniek, zal de opschaling van nu (pilotvergasser van < 1MWth) naar praktijkschaal (units van 100-200 MWth) tenminste nog een jaar of 10 duren (eerst opschaling naar demoschaal van 10-20 MWth – factor 10, daarna weer opschaling tot commerciële schaal met een factor 10 tot 100-200 MWth)³. Ervaringen uit andere pilotprojecten in Europa leert dat vooral het integreren van de verschillende procesonderdelen nog een technische uitdaging is die verdere R&D vereist. Daarom lijkt in het meest gunstige geval de productie in 2020 op 0,5-1 miljard m³ aan syngas/SNG uit biomassa te kunnen komen. De periode 2010-2020 staat daarom in het teken van het

³ Zie deel B, pagina 55, figuur 27. In figuur 27 is de huidige voortgang in de ontwikkeling van de vergassingstechnologie voor bio-SNG uiteengezet.

innovatietraject om de technologie opgeschaald en marktrijp te krijgen, de periode 2020-2030 staat in het teken van het implementatietraject om deze route een betekenisvolle bijdrage aan de Nederlandse energievoorziening te laten leveren.

8. Gevoel voor geschatte omvang en benodigde investeringen.

Kijkend naar de afnamemogelijkheden aan de (eind)productenkant (hoogwaardige warmte, chemie, flexibele elektriciteit) is er in principe een grote markt in Nederland aanwezig, waarin makkelijk enkele miljarden m³ aan groengasproducten (syngas, bio-SNG etc) kan worden afgezet. Ter vergelijking: voor de productie van 1 miljard m³ bio-SNG is een installatie nodig die, uitgaande van units van 200 MWth, 7 á 8 units telt (1.500 MWth). Qua omvang is dit vergelijkbaar met een grote kolencentrale. De benodigde biomassa-input bedraagt 4-5 miljoen ton. Investeringen voor een centrale liggen in de ordegrrootte van 2 miljard Euro onder de aanname dat de technologie 'volwassen' is.

9. Next steps

De aanbevelingen aan het Platform Nieuw Gas om de biomassavergassingsroute te kunnen versnellen, dan wel om het doel te behalen om biomassavergassingstechnologie in 2020 een significante bijdrage te laten leveren aan de duurzame energiehuishouding, luiden als volgt:

- Zorg ervoor dat ondersteuning van R&D voor de biomassavergassingsroute (de hele keten) vanuit de nationale innovatiegelden hoog op de agenda blijft staan;
- Faciliteer consortiavorming zodat er zicht is op de belangstelling vanuit de markt/industrie en dat hun concrete behoeften inzichtelijk zijn. Hierbij is samenwerking tussen kennisleveranciers en de industrie van belang, waarbij de wensen en eisen van de industrie leidend moeten zijn;
- Probeer inzichtelijk te krijgen op welke onderdelen in de vergassingsketen Nederland zich kan onderscheiden ten opzichte van het internationale speelveld en maak dat prioritair in de besteding van R&D- en demonstratiegelden;
- Probeer zicht te krijgen op mogelijke knelpunten die bij het implementatietraject kunnen optreden en onderneem daar waar nodig actie om de knelpunten op te lossen.
- Leer van de ervaringen die in het buitenland zijn/worden opgedaan en houd een brede focus (niet op één proces 'gokken') om de kansen op succes zo groot mogelijk te maken.

Deel B

INHOUD

	blz.
Samenvatting	11
1 Inleiding	15
1.1 Achtergronden	15
1.2 Vraag- en doelstelling	15
1.3 Leeswijzer	16
2 Transport-omzettingsopties	17
2.1 Beleid en ambitie	17
2.2 Scenario's	18
3 Analyse transport-omzettingsopties	21
3.1.1 Scenario 1	21
3.1.2 Scenario 2	22
3.1.3 Scenario 3	23
3.1.4 Scenario 4	24
3.1.5 Scenario 5	25
3.2 Resultaten schaalgrootte	26
3.3 Resultaten locatie biomassateelt	28
3.4 Resultaten biomassavoorbewerking	29
3.5 Resultaat berekeningen emissiereductie	30
4 Evaluatie mogelijke barrières	33
4.1 Biomassa	33
4.2 Technologie	33
4.3 Kosten	34
4.4 Duurzaamheid	35
5 Conclusies	36
Bijlage A Biomassa	40
Bijlage B Productietechnologie bio-SNG	50
Bijlage C Gastransport	59
Bijlage D Emissies	65
Bijlage E Gevoeligheidsanalyse	67

SAMENVATTING

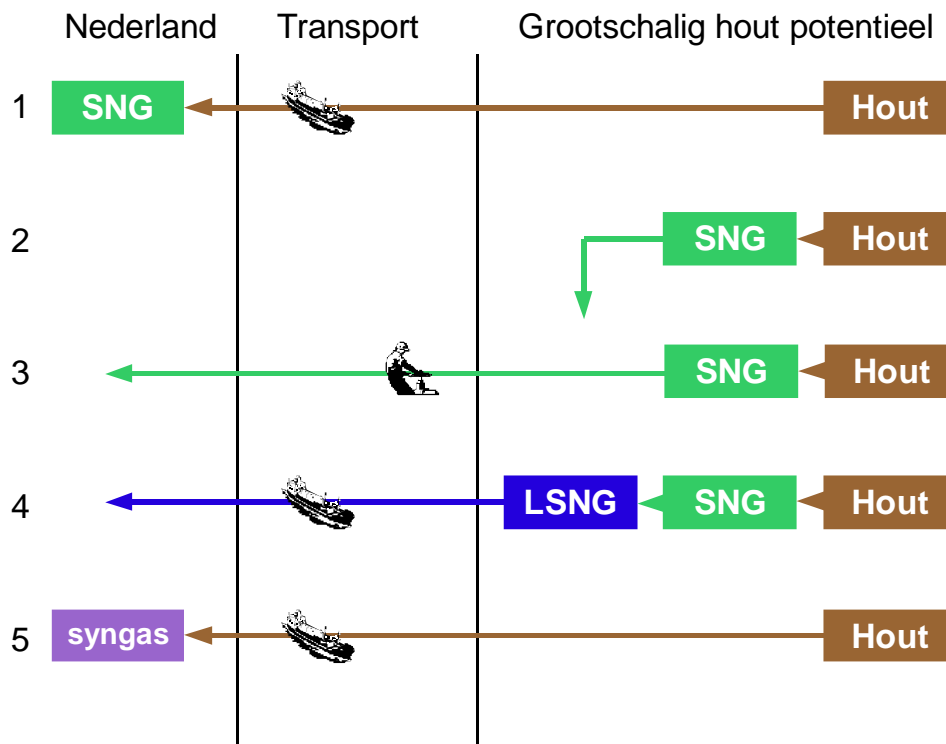
Nederland heeft de ambitie haar energievoorziening te verduurzamen. In de energietransitie heeft Nederland een belangrijke rol voor aardgas weggelegd. Aardgas is de schoonste fossiele brandstof, die efficiënt wordt in gezet om warmte en/of elektriciteit op te wekken. Ook is een wijdvertakt gastransport- en distributienetwerk aanwezig. Tevens is ruim vijftig jaar ervaring met de problematiek rond aardgas aanwezig. Hierdoor heeft Nederland veel kennis en ervaring op gasgebied. Een mogelijkheid om aardgas duurzaam te maken en de CO₂ uitstoot terug te dringen is door Groen Gas via het aardgasnetwerk te distribueren. "Biological Synthetic Natural Gas", of kortweg bio-SNG kan door vergassing op grote schaal geproduceerd worden. Hierdoor kan deze technologie potentieel een grote bijdrage leveren aan de duurzaamheidsambities.

Het Platform Nieuw Gas ondersteunt de bio-SNG route, maar voorziet -vooral door de noodzakelijke schaalgrootte van de vergassingsinstallaties- barrières opkomen voor deze route. Het is bekend dat de vergassingstechnologie verder ontwikkeld moet worden, maar onderbelicht blijven de logistieke aspecten rond de inpassing van grootschalige bio-SNG productie. Deze studie beantwoordt de vraag waar bio-SNG het beste kan worden geproduceerd. Voor de verschillende transport-omzettingopties zijn vijf scenario's ontwikkeld:

1. Biomassatransport, bio-SNG productie in Nederland;
2. Bio-SNG productie in Rusland, gas lokale markt, certificaat handel;
3. Bio-SNG productie in Rusland, gastransport naar Nederland;
4. Bio-SNG productie in Rusland, LSNG transport naar Nederland;
5. Biomassatransport, syngasproductie in Nederland.

De vijf scenario's hebben als basis gediend voor de bepaling van de kosten en emissies van de verschillende ketens. Bij de bepaling van de kosten en emissies is rekening gehouden met mogelijke variaties door schaalgrootte van de technologie, herkomst van de biomassa en voorbewerkingstechnieken van houtachtige biomassa.

In figuur 1 is een overzicht gegeven van de vijf scenario's waarbij bio-SNG of syngas (een gasmengsel van koolstofmonoxide en waterstof) in Nederland of in het land van herkomst van de biomassa geproduceerd wordt. Bij productie in het buitenland, wordt het gas via gastransportleidingen of als LSNG (vloeibaar SNG, analoog aan LNG) naar Nederland getransporteerd, of het gas wordt op de lokale markt afgezet en de groenwaarde wordt met behulp van certificaten in Nederland verkocht.



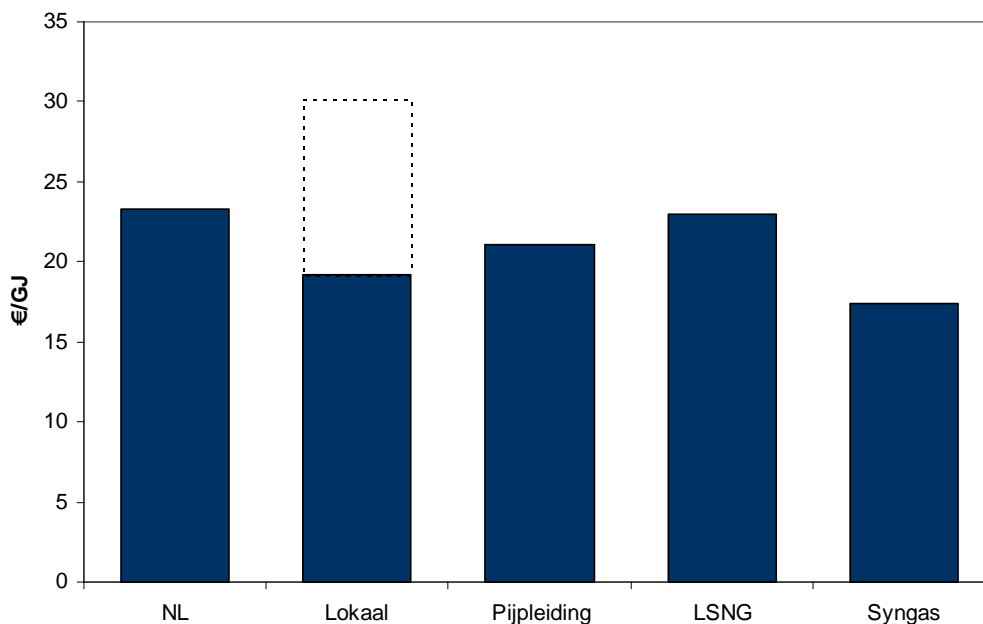
Figuur 1: Overzicht transport–omzettingopties bio-SNG en syngasproductie

Bij het opstellen van de scenario's komt een aantal algemene knelpunten naar voren. De belangrijkste knelpunten liggen op het terrein van technologie en biomassapotentieel ontwikkeling. Zowel de beschikbaarheid van technologie als het aanbod van biomassa zijn randvoorwaarden voor de ontwikkeling van de bio-SNG in zijn geheel. Bij technologie gaat het vooral om opschaling en integratie van de verschillende productieonderdelen in de keten, zodat de kwaliteit door de ketens gewaarborgd is. Daarnaast zal de productie van grondstoffen zich verder moeten ontwikkelen om aan de vraag te kunnen voldoen, zelfs bij dalende prijzen.

Een ander belangrijk punt is de kostprijs voor bio-SNG en de kosten voor vermeden CO₂. Voor beide indicatoren geldt dat deze beduidend hoger liggen dan de prijs voor aardgas of de momenteel geldende prijs voor vermeden CO₂-emissies. Daarmee is bio-SNG op dit moment niet een echt alternatief voor fossiele brandstoffen zoals aardgas en is een vergelijking met andere duurzame brandstoffen meer op zijn plaats.

In de vergelijking tussen de scenario's heeft scenario 5, productie van syngas in Nederland, de laagste kostprijs, gevolgd door scenario 3, transport van bio-SNG via pijpleidingen naar Nederland. Daarna volgen scenario 4 en 1, respectievelijk transport van bio-SNG als LSNG en bio-SNG productie in Nederland, met onderling vergelijkbare kostprijzen. Het scenario met veruit de hoogste kostprijs is scenario 2, de lokale productie en afzet van bio-SNG. De

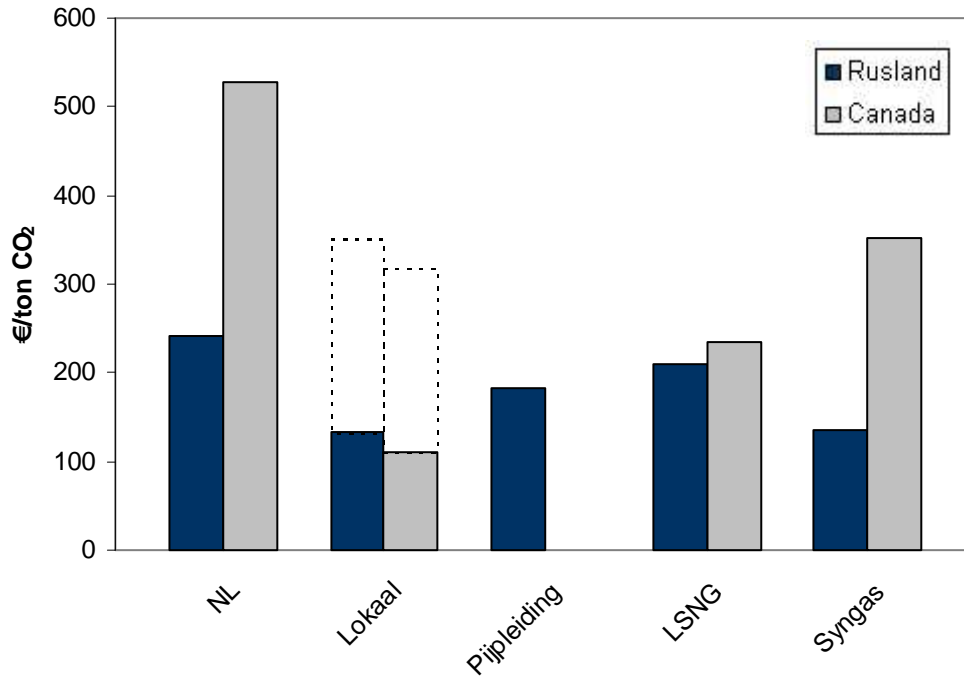
kostprijs van lokale bio-SNG productie en afzet ligt net boven die van syngasproductie. Het bio-SNG komt echter fysiek niet naar Nederland waardoor er een alternatieve bron beschikbaar moet zijn. Deze additionele kosten zijn weergegeven aan de hand van de kolom (zie kolom met onderbroken lijn) bovenop de kosten voor lokale productie en afzet van bio-SNG.



Figuur 2: Overzicht kostprijzen scenario's bio-SNG en syngasproductie

In figuur 2 is een overzicht gegeven van de kostprijzen voor de verschillende scenario's. Voor de berekening van de kostprijzen is uitgegaan van een vergasser ter grootte van 240 MW_{output} en de biomassa is afkomstig uit Rusland, Leningrad regio.

De vergelijking op basis van de kosten voor vermeden CO₂ laat een vergelijkbaar beeld zien als voor de kostprijzen van de vijf scenario's. Het beeld verschuift indien de oorsprong van houtachtige biomassa West Canada is. Vooral de grote afstand tussen West Canada en Nederland zorgt voor hoge emissies door het scheeptransport, dat zijn weerslag heeft op de hoeveelheid vermeden CO₂. In deze situatie is scenario 4, bio-SNG transport als LSNG, een serieuze optie.



Figuur 3: Kosten per ton vermeden CO₂ voor zowel houtachtige biomassa afkomstig uit Rusland en Canada

Op basis van de vergelijkingen kan worden geconcludeerd dat scenario 3 en 5, respectievelijk productie van syngas in Nederland en transport van bio-SNG via pijpleidingen naar Nederland, de meest kansrijke scenario's zijn voor de toekomst. Naarmate de afstand tussen Nederland en de oorsprong van houtachtige biomassa grotere wordt, verschuift dit naar scenario 4, het transport van bio-SNG als LSNG.

1 INLEIDING

1.1 Achtergronden

Nederland is bij uitstek een gasland. In de eerste plaats doordat het aandeel aardgas in de Nederlandse energievoorziening relatief hoog is. In de elektriciteitsvoorziening is dit ongeveer 60%. Ook heeft Nederland een goed ontwikkelde gasinfrastructuur en een uitgebreide gasmarkt. Hierdoor heeft Nederland een grote hoeveelheid kennis en ervaring op gasgebied. De Nederlandse gasector kan een belangrijke rol spelen in het voldoen aan de Nederlandse ambitie om de energievoorziening te verduurzamen.

In de energietransitie is dus een belangrijke rol voor aardgas weggelegd. Aardgas is de schoonste fossiele brandstof en kent vele zeer efficiënte toepassingen, bijvoorbeeld warmte/kracht koppeling. Aardgas is echter een fossiele brandstof en draagt bij aan de CO₂-uitstoot. Een mogelijkheid om de CO₂-uitstoot te verminderen is aardgas te vervangen door Groen Gas, dat is geproduceerd uit hernieuwbare bronnen en is opgewerkt tot aardgaskwaliteit. Voorbeelden zijn Groen Gas uit vergisting (biogas) en Groen Gas uit vergassing ook wel "Biological Synthetic Natural Gas", kortweg bio-SNG genoemd. Voor de toekomst wordt vooral veel verwacht van bio-SNG. De vergassingstechnologie biedt ten opzichte van vergistingstechnologie een aantal voordelen, zoals een potentieel veel grootschalige productie en in vergelijking met de meeste vergistingstechnologieën een efficiëntere omzetting van biomassa.

Het Platform Nieuw Gas ondersteunt de bio-SNG route, maar ziet -vooral door de mogelijke schaalgroottes van de vergassingsinstallaties- barrières opkomen voor deze route. Het is bekend dat de technologie voor de productie van bio-SNG nog verder ontwikkeld moet worden. Vooral de logistieke aspecten rond de inpassing van grootschalige bio-SNG productie zijn tot op heden echter onderbelicht gebleven. Deze hebben met name betrekking op de aanvoer van de benodigde biomassa en de accommodatie van de bio-SNG in de bestaande aardgasinfrastructuur.

1.2 Vraag- en doelstelling

Het Platform Nieuw Gas heeft KEMA gevraagd om een visie voor de komende 10 jaar te ontwikkelen, met daarin de stappen die noodzakelijk zijn om grootschalige SNG productie en -inpassing mogelijk te maken. In deze studie zijn de barrières voor de ontwikkeling van de bio-SNG keten onderzocht, met als uiteindelijk doel het beantwoorden van de vraag waar het bio-SNG het beste kan worden geproduceerd.

Door op kwantitatieve wijze inzicht te geven in de economische indicatoren en impact op de CO₂-emissies van de verschillende logistieke ketens voor bio-SNG wordt invulling aan de vraag gegeven. Met behulp van een ketenanalyse zijn de verschillende opties vergeleken. Binnen deze opties zijn verschillende bio-SNG productielocaties met elkaar vergeleken. Hierbij is de mogelijkheid om in Nederland te produceren en de benodigde biomassa uit het buitenland te importeren meegenomen. Ook kan het bio-SNG in het land van herkomst van de biomassa geproduceerd worden en vervolgens in gasvorm (via leidingen) of in vloeibare vorm (via schepen) naar Nederland worden getransporteerd dan wel het bio-SNG wordt lokaal afgezet. Bij lokale afzet kan met behulp van een internationaal certificeringssysteem de groenwaarde naar Nederland worden geëxporteerd. Een alternatief voor de productie van bio-SNG is syngas. Syngas is feitelijk het halffabrikaat voor de productie van bio-SNG, maar kan ook rechtstreeks worden ingezet voor bijvoorbeeld elektriciteitsproductie. Hiermee wordt tevens bereikt, dat aardgas wordt vervangen door een duurzaam alternatief. Syngas heeft echter als beperking, dat het niet kan worden getransporteerd via het aardgasnetwerk.

In de ketenanalyse zijn voor de verschillende (productie)onderdelen investeringskosten en operationele kosten bepaald. Aan de hand van een netto contante waarde berekening zijn vervolgens tarieven bepaald voor de verschillende (productie)onderdelen. Tevens is voor iedere keten een broeikasgasbalans opgesteld. Aan de hand van de broeikasgasbalans kan de impact op het milieu worden vastgesteld alsmede de kosten voor vermeden CO₂. Aan de hand van de uitkomsten van de ketenanalyse kunnen de verschillende opties onderling worden vergeleken en kan worden bepaald, waar het bio-SNG het beste kan worden geproduceerd.

1.3 Leeswijzer

In het hoofdstuk 2 zijn de verschillende transport-omzettingopties beschreven. In de bijlagen A t/ D zijn de achtergronden van de belangrijkste onderdelen in de ketens uiteengezet. In de bijlagen komen respectievelijk de biomassa, de bio-SNG productietechnologie, het gastransport en de emissies aan bod. Voor ieder onderdeel zijn de gehanteerde aannames voor de analyse van de transport-omzettingopties beschreven. De analyse van de transport-omzettingopties, zelf is opgenomen in hoofdstuk 3. In de analyse zijn de resultaten van de berekeningen weergegeven. Hoofdstuk 4 geeft een overzicht van de mogelijke barrières en knelpunten, die uit de verschillende opties en modelresultaten zijn afgeleid. Tot slot zijn in hoofdstuk 5 de conclusies geformuleerd.

2 TRANSPORT-OMZETTINGOPTIES

Om te kunnen bepalen waar bio-SNG het beste kan worden geproduceerd zijn de verschillende onderdelen in samenhang geanalyseerd. Hiertoe zijn een vijftal scenario's uitgewerkt.

2.1 **Beleid en ambitie**

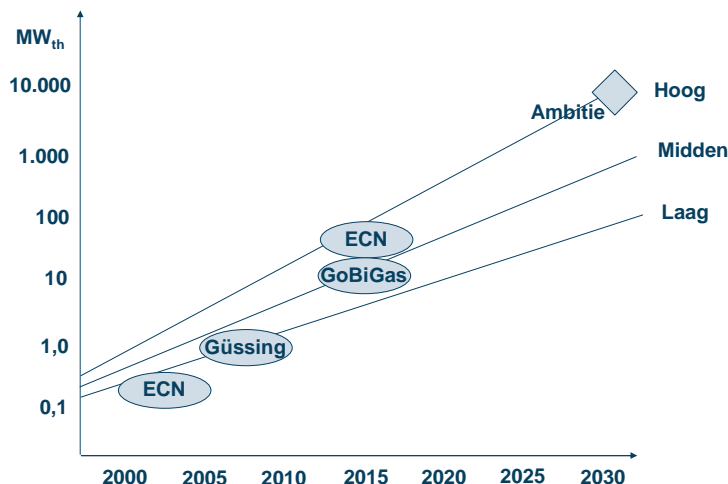
Een belangrijk vertrekpunt voor de ontwikkeling van de scenario's is het ingezette beleid en ambitie. Door de overheid is de opmars en de mogelijke rol van groen gas in de energiehuishouding gesignaleerd⁴. Voor alsnog heeft de overheid hier geen concrete ambities aan verbonden. Door het Platform Nieuw Gas zijn wel concretere ambities uitgewerkt voor de ontwikkeling van groen gas in de toekomst⁵. In de meest recente bijstelling door het platform wordt gesproken over een mogelijk productievolume van 4 – 4,5 miljard m³ (BCM) in 2020⁶.

De vergassingstechnologie zou verantwoordelijk moeten zijn voor significant deel van dit productievolume. In figuur 4 is de vooruitgang van de bio-SNG productietechnologie geschetst aan de hand van lopende en geplande projecten. In het optimistische scenario zal in 2030 een productievolume worden bereikt van circa 5 (BCM). Dit betekent dat tien jaar later dan volgens de huidige ambitie het beoogde productievolume wordt gerealiseerd, maar gezien de huidige ontwikkelingen geen onrealistische scenario. Op basis van de vooruitgang in de bio-SNG productietechnologie kunnen drie scenario's onderscheiden worden. Er is een hoog, midden en laag scenario afgeleid. In het hoge scenario wordt de Nederlandse ambitie dus in 2030 gerealiseerd, terwijl in het lage scenario er duidelijk een stagnatie optreedt. Het hoge scenario komt overeen met 5,4 BCM, het midden scenario met 0,5 BCM en het lage scenario met 0,1 BCM.

⁴ Uit "schoon en zuinig"; *Groen gas is in opmars. Gas uit onder meer covergisting wordt opgewerkt naar aardgaskwaliteit en gewoon in het gasnet opgenomen. Ook de vergassingstechniek is nu zo ver ontwikkeld dat uit duurzaam geproduceerde biomassa gas van aardgaskwaliteit kan worden gemaakt.*

⁵ Zie "Vol gas vooruit" van Platform Nieuw Gas.

⁶ Zie "Op weg naar een volwassen groen gas markt" van het Platform Nieuw Gas

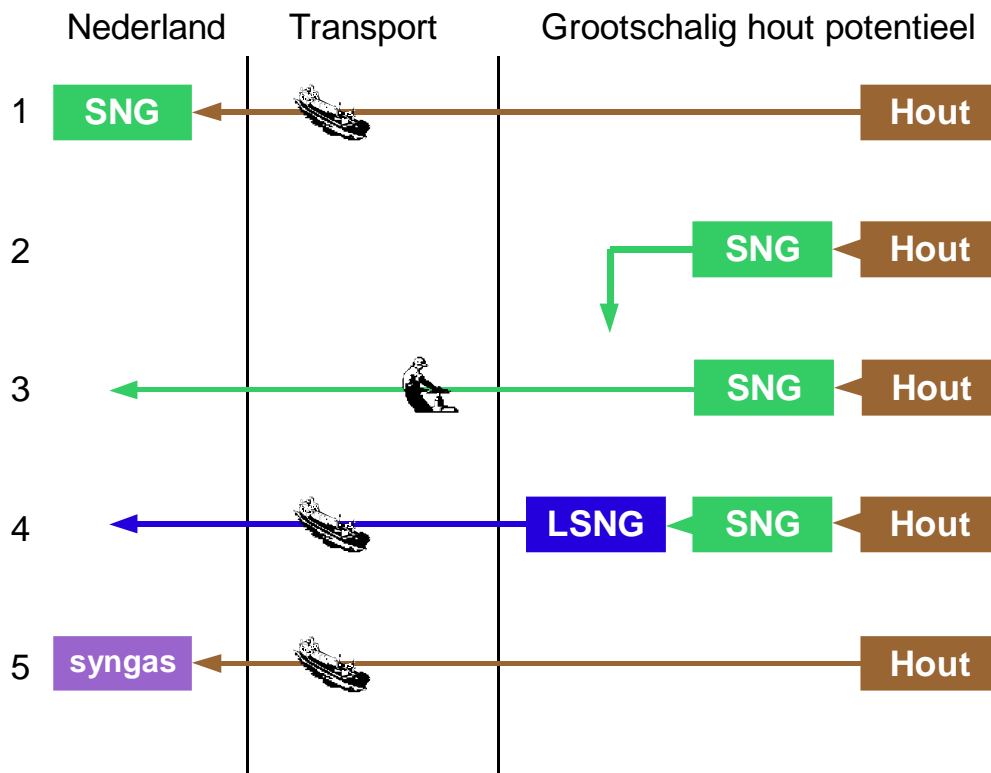


Figuur 4: Vooruitgang vergassingstechnologie

2.2 Scenario's

Om te kunnen bepalen waar bio-SNG het beste kan worden geproduceerd, zijn een vijftal scenario's uitgewerkt. In het eerste scenario wordt vanuit Rusland dan wel Canada voorbereid hout naar Nederland getransporteerd. In Nederland wordt de biomassa vervolgens omgezet in bio-SNG. In het tweede scenario wordt de biomassa in het land van herkomst omgezet in bio-SNG. De geproduceerde bio-SNG wordt vervolgens lokaal afgezet. In het derde scenario wordt de biomassa wederom in het land van herkomst omgezet in bio-SNG. Het geproduceerde bio-SNG wordt vervolgens via aardgaspijpleidingen naar Nederland getransporteerd. In het vierde scenario wordt eveneens de biomassa in het land van herkomst omgezet en vervolgens wordt het bio-SNG vloeibaar gemaakt en met schepen naar Nederland getransporteerd. Tot slot, in het laatste en vijfde scenario wordt het voorbereidte hout vanuit Rusland dan wel Canada naar Nederland getransporteerd. In plaats van de biomassa om te zetten in bio-SNG wordt niet verder gegaan dan de productie syngas, dat naar verwachting direct zal worden ingezet voor de productie van elektriciteit.

Alle scenario's starten bij de levering van houtchips en stoppen bij de levering van bio-SNG of syngas aan de Nederlandse grens. Een bio-SNG of syngas productie-installatie in één van de beoogde havenlocaties wordt ook gezien als levering aan de grens. Alle scenario's zijn samengevat weergegeven in figuur 5. Bovendien kennen alle scenario's een hoog, midden en laag scenario gebaseerd op de mogelijke ontwikkelingen van de productievolumes.



Figuur 5: Overzicht transport-omzettingopties bio-SNG en syngasproductie

Om voor ieder scenario een tarief te kunnen bepalen is een netto contante waarde (NCW) berekening uitgevoerd. Vanwege de verschillende opties is de netto contante waarde berekening per blok uitgevoerd, te weten voorbereiding, bio-SNG productie en LSNG. De gehanteerde parameters voor de netto contante waarde berekening zijn weergegeven in tabel 1.

Tabel 1: Modelparameters netto contante waarde

Parameter	Eenheid	Waarde
Indexatie opbrengsten	%	100
Belasting	%	25,5
Inflatie per jaar	%	2,00
Projectperiode	jaar	20
Afschrijvingstermijn (vanaf aanvang bouw)	jaar	12
Terugverdientermijn	jaar	10
Rendement	%	10

De kosten voor de transport-omzettingopties zijn gebaseerd op de belangrijkste componenten namelijk de biomassa inclusief transport en voorbereiding, de productie van bio-SNG en het bio-SNG transport via pijpleidingen of schepen. Een gedetailleerde

beschrijving van biomassasoorten, potentieel, verbewerkingstechnieken, schiptransport en de bijbehorende kostenfactoren is opgenomen in bijlage A. Bijlage B bevat een gedetailleerde beschrijving van de bio-SNG productietechnologie aan de hand van de verschillende processtappen met de bijbehorende kosten. De laatste component bio-SNG transport is beschreven in bijlage C en geeft inzicht in de gastransportopties en bijbehorende kostenfactoren.

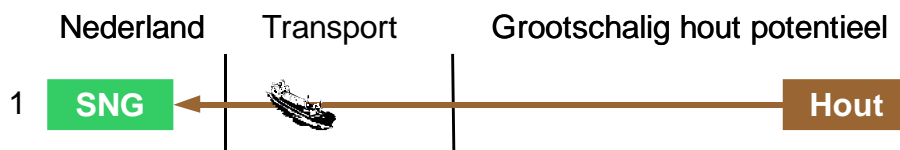
Naast de kosten en prijzen is ook de impact op de emissies en dus milieu van belang. Met behulp van emissiefactoren voor de belangrijkste componenten is voor de verschillende routes het emissieniveau vast gesteld. Aan de hand van de (kost)prijzen, emissies en kosten voor vermeden CO₂ zijn de scenario's met elkaar vergeleken. De resultaten van de berekeningen en onderlinge vergelijking van scenario's zijn beschreven in hoofdstuk 3.

3 ANALYSE TRANSPORT-OMZETTINGOPTIES

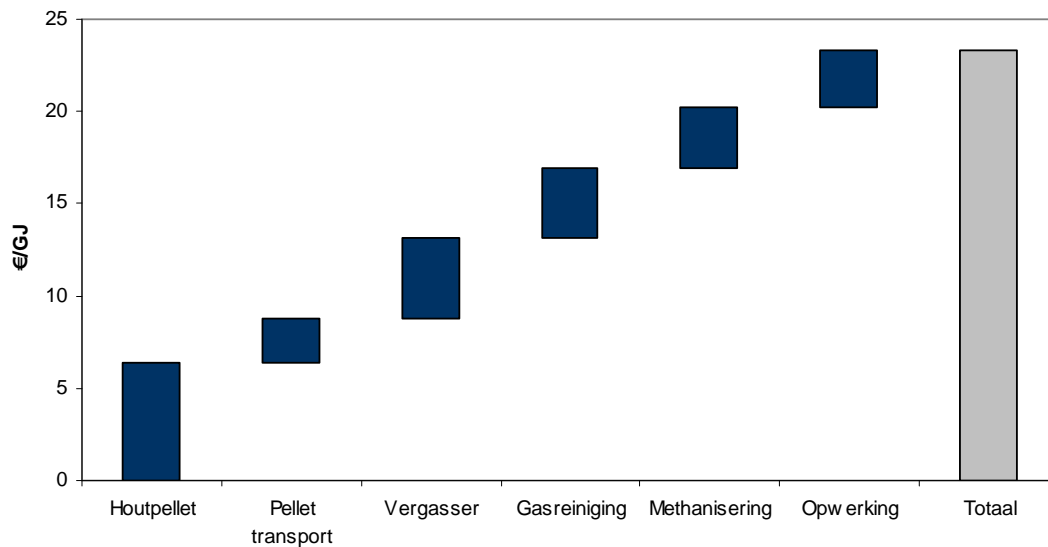
In dit hoofdstuk zijn de scenario's en bijbehorende resultaten beschreven. Binnen de scenario's is tevens ingegaan op de schaalgrootte van de bio-SNG productie, de voorbereidingstechnieken en locaties.

De vijf scenario's zijn doorgerekend met behulp van de netto contante waarde berekening en voor ieder scenario is een tarief bepaald. Het tarief is uitgedrukt in euro per geproduceerde hoeveelheid bio-SNG in GJ (gigajoule). Voor alle in deze paragraaf gepresenteerde resultaten geldt, dat hiervoor is aangenomen, dat de houtpellets afkomstig zijn uit de Leningrad regio. Tevens is steeds gerekend met een typische capaciteit van de vergassingsreactor, horende bij het midden scenario qua technologische vooruitgang zoals gepresenteerd in tabel 7 (bijlage B).

3.1.1 Scenario 1

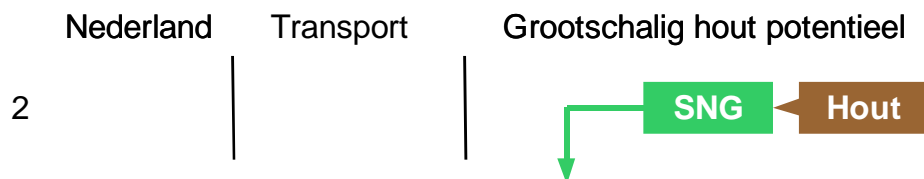


In scenario 1 worden houtpellets naar Nederland getransporteerd en in Nederland omgezet tot bio-SNG. In figuur 6 is weergegeven, hoe de totale kostprijs is opgebouwd aan de hand van de verschillende onderdelen in de keten. Hieruit wordt duidelijk dat de aanschafkosten van houtpellets een aanzienlijk deel van de kostprijs zijn. De productie van bio-SNG en dan vooral de vergasser beslaat echter het grootste gedeelte van de totale kostprijs. Het pellettransport is relatief gezien maar een klein onderdeel, dit ook vooral vanwege de relatieve korte afstand. De totale kostprijs voor dit scenario komt uit op 23,2 €/GJ.



Figuur 6: Kostprijs bio-SNG in scenario 1

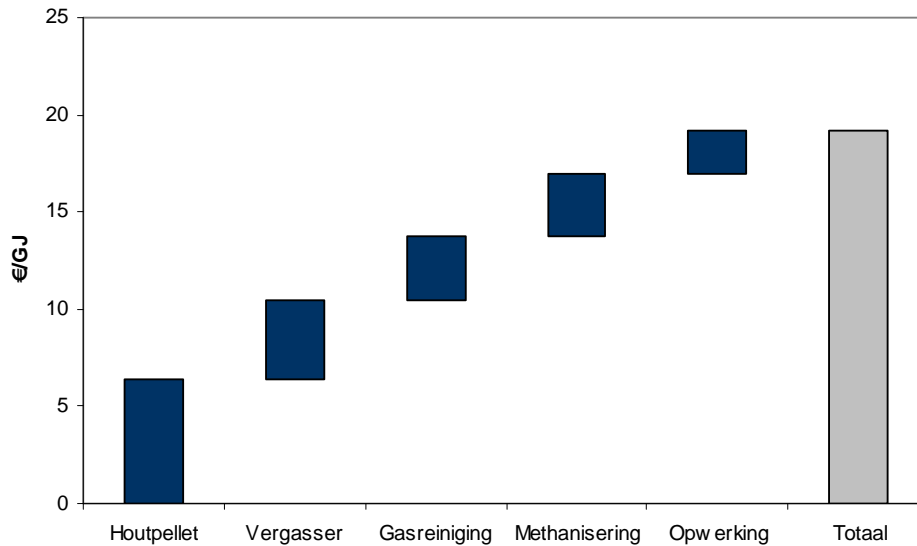
3.1.2 Scenario 2



In scenario 2 worden houtpellets niet in Nederland maar in de Leningrad regio omzet in bio-SNG en ook nog eens lokaal afgezet. In de tariefbepaling zijn verdere distributiekosten voor bio-SNG niet meegenomen. Ook de eventuele kosten voor een certificatenstelsel, waarmee vergroening en CO₂-emissiereductie kan worden toegerekend aan Nederland, zijn buiten beschouwing gelaten. Voor de uiteindelijke prijs van aardgas, inclusief vergroening en CO₂-emissiereductie in Nederland, moet dus rekening worden gehouden met de hier berekende prijs plus kosten voor een certificatenstelsel en plus de kosten voor een alternatieve aardgasbron.

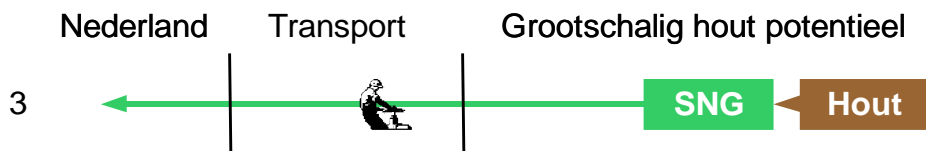
Doel van dit scenario was echter voornamelijk om de transportcomponent in de keten inzichtelijk maken. In figuur 7 is weergegeven, hoe de totale kostprijs is opgebouwd aan de hand van de verschillende onderdelen in de keten. Hieruit wordt wederom duidelijk dat de aanschafkosten van houtpellets een aanzienlijk deel van de kostprijs voor hun rekening nemen. De productie van bio-SNG neemt het echter het grootste gedeelte voor haar rekening, maar is in vergelijking tot bio-SNG productie in Nederland goedkoper. Het verschil

is bijna 2 €/GJ, wat vooral wordt veroorzaakt door de lagere energie- en personeelskosten. De totale kostprijs van de bio-SNG is 19,2 €/GJ.

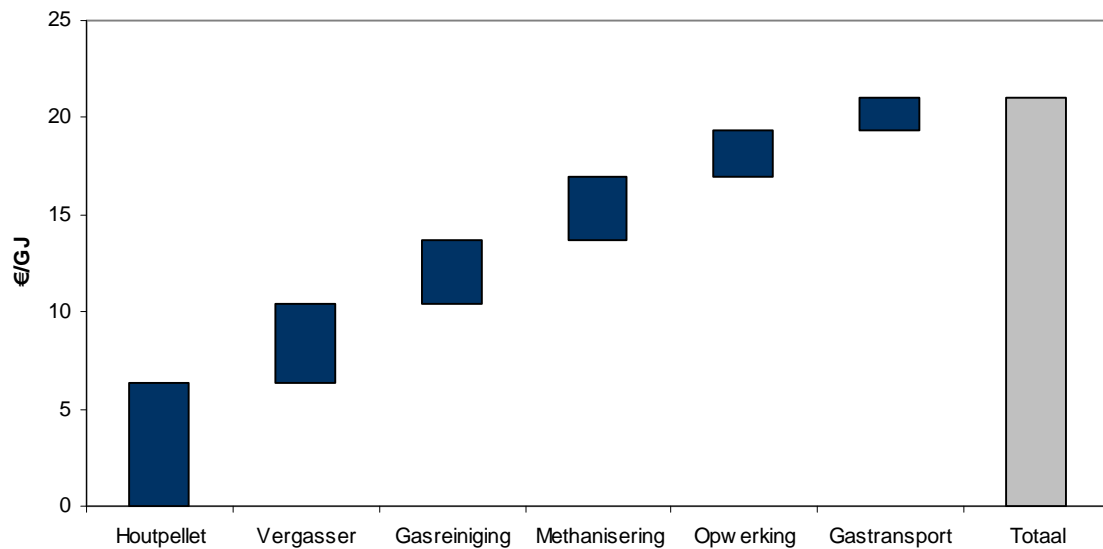


Figuur 7: Kostprijs bio-SNG in scenario 2

3.1.3 Scenario 3

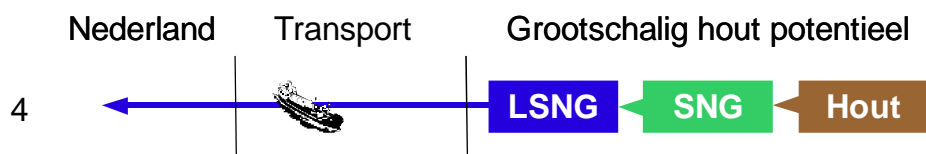


In scenario 3 worden houtpellets niet in Nederland maar in de Leningrad regio omzet in bio-SNG en vervolgens via het Europese aardgassysteem naar Nederland getransporteerd. Eén van de mogelijke routes om het gas naar Nederland te transporteren is via de Nord Stream. Het gas wordt vervolgens lokaal in Nederland afgezet. De kosten vanaf de grens zijn niet meegenomen in de kostprijs bepaling. De kostprijs van de bio-SNG per onderdeel van de keten is weergegeven in figuur 8. Uit de figuur is af te leiden, dat het aandeel van het gastransport op de totale kostprijs gering is. Het gastransport is zelfs 0,6 €/GJ goedkoper dan pellettransport. Samen met de lagere productiekosten voor bio-SNG in Rusland komt de totale kostprijs van de bio-SNG uit op 21,1 €/GJ.



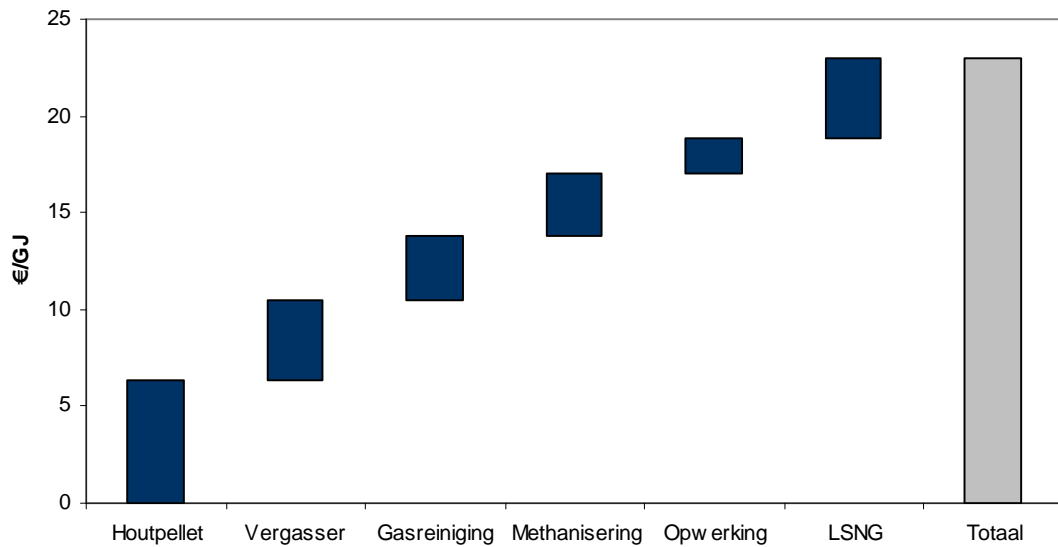
Figuur 8: Kostprijs bio-SNG in scenario 3

3.1.4 Scenario 4



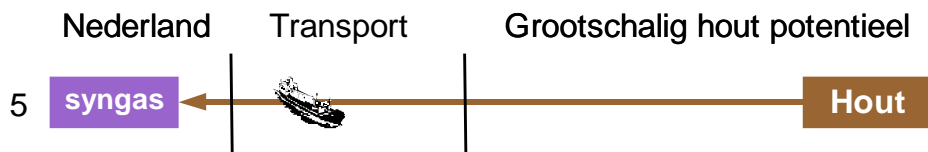
In scenario 4 worden houtpellets niet in Nederland maar in de Leningrad regio omzet in bio-SNG. Het gas wordt vervolgens vloeibaar gemaakt en met een LNG tanker naar Nederland getransporteerd. In Nederland wordt de bio-SNG weer gasvormig gemaakt.

Het vloeibaar transporteren van (aard)gas is een alternatief voor pijpleidingentransport. Echter in dit scenario is de LSNG route ruim 3 €/GJ duurder dan transport via pijpleidingen. Bekend is dat LNG transport bij grotere afstand, meer dan 2.000 km, voordeliger wordt dan transport via pijpleidingen. Daarnaast vraagt de LSNG forse investeringen in opslag en marinesfaciliteiten, die afgestemd moeten zijn op de grootte van de LNG tankers. De kostprijs van de bio-SNG per onderdeel van de keten is weergegeven in figuur 9. De totale kostprijs van de bio-SNG komt uit op 23,0 €/GJ.

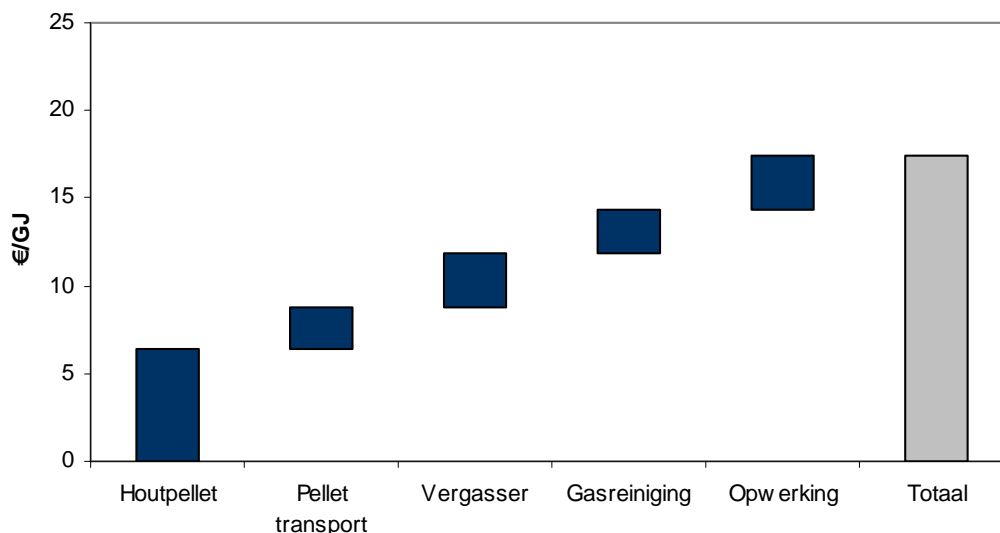


Figuur 9: Kostprijs bio-SNG in scenario 4

3.1.5 Scenario 5



In scenario 5 worden houtpellets naar Nederland getransporteerd en in Nederland omgezet tot syngas. In dit scenario vindt er dus geen omzetting plaats naar bio-SNG. Het syngas wordt naar verwachting vooral toegepast voor de productie van elektriciteit. Deze kosten zijn niet in de berekening meegenomen. Syngas kan niet via het bestaande aardgasnetwerk worden getransporteerd. Kosten voor een syngasnetwerk zijn eveneens niet meegenomen. De kostprijs van het syngas per onderdeel van de keten is weergegeven in figuur 10. In de kostenopbouw is de methanisatie komen te vervallen. Ook de opwerking is sterk vereenvoudigd en bestaat voornamelijk uit de compressor voor het leveren van de gewenste druk. De totale kostprijs van het syngas is 17,4 €/GJ.



Figuur 10: Kostprijs syngas in scenario 5

Als we alle scenario's met elkaar vergelijken blijkt dat scenario 5 (productie van syngas) de allerlaagste kostprijs heeft, gevolgd door de lokale productie en afzet van bio-SNG in de Leningrad regio. Echter hierin zijn niet inbegrepen de extra kosten voor het certificatenstelsel en vervangende aardgasbronnen. Hierdoor zal de kostprijs voor het gas in Nederland verder toenemen. De scenario's om het bio-SNG in Nederland te produceren dan wel in vloeibare vorm naar Nederland te transporteren blijken veruit de duurste oplossingen te zijn. Als alternatief voor de goedkope syngas optie blijft over het bio-SNG vanuit de Leningrad regio met pijpleidingen naar Nederland te transporteren. Hoewel het kostprijsverschil tussen beide scenario circa 4 €/GJ bedraagt, kan bij de laatste optie optimaal gebruik worden gemaakt van de aanwezige aardgasinfrastructuur in Nederland. Voordeel hiervan is, dat het bio-SNG kan worden inzet in allerlei efficiënte gastoepassingen, zodat maximaal gebruik kan worden gemaakt van het CO₂-reductiepotentieel.

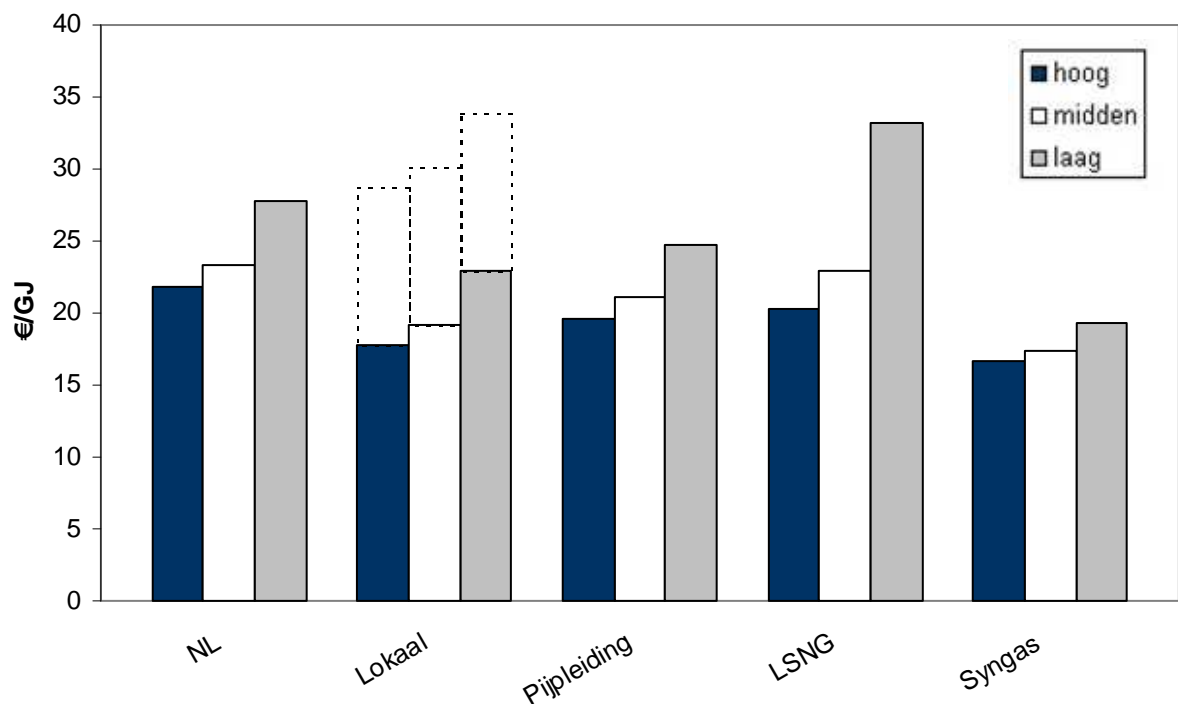
Voor een verdere gedetailleerde vergelijking wordt verwezen naar bijlage E, waarin een gevoeligheidsanalyse is opgenomen. In de gevoeligheidsanalyse zijn een aantal belangrijke kostencomponenten dan wel financiële parameters gevarieerd. In figuur 33 staan de resultaten van de analyse.

3.2 Resultaten schaalgrootte

In de vorige paragraaf is voor alle vijf scenario's een kostprijs gegeven met de bijbehorende opbouw. In de berekening is telkens uitgegaan van een vergasser ter grootte van 240 MW_{output}, zoals is bepaald aan de hand van het midden scenario voor technologie

ontwikkeling en ambitie. Om de ambitie van $5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ groen gas op de langere termijn te kunnen realiseren is een verdere opschaling vereist.

In de totale kostprijs van bio-SNG keten is de productie van bio-SNG een aanzienlijk deel. Door gebruik te maken van schaalvoordelen zou de kostprijs verder gereduceerd kunnen worden. De invloed van de grootte van de vergasser is voor het lage-, midden- en hoge scenario met elkaar vergeleken. Uitgangspunt hierbij is dat de bio-SNG keten gebruik maakt van houtpellets afkomstig uit Leningrad regio als grondstof.



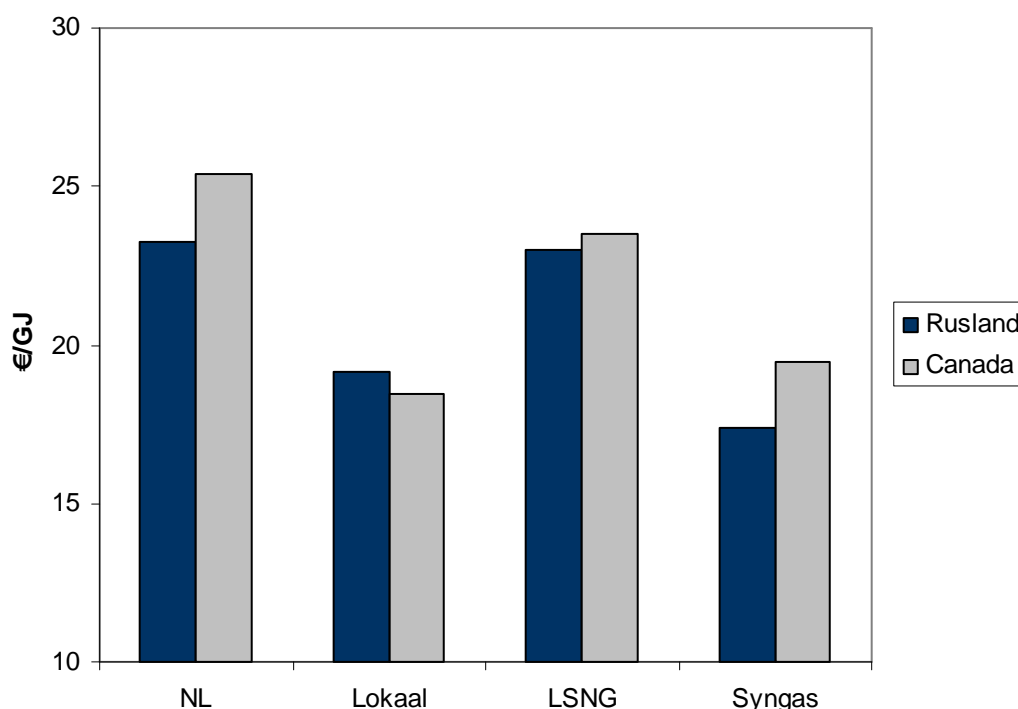
Figuur 11: Invloed grootte vergasser op kostprijs bio-SNG

In figuur 11 is het effect van verdere opschaling duidelijk zichtbaar. Naarmate de vergasser groter wordt, daalt de kostprijs. Voor de scenario's 1 t/m 3 komt dit neer op een daling van circa 1,5 €/GJ ten opzichte van het midden scenario. Voor de keten op basis van LSNG is dit effect groter en bij syngas is dit effect kleiner. Echter in het lage scenario liggen de kostenprijzen aanzienlijk hoger met een forse uitschieter voor LSNG ten gevolge van de keuze voor een vaste grootte voor het schip. Indien LSNG buiten beschouwing wordt gelaten, kan een schaafeffect worden bereikt, dat ligt tussen de 2,5 en 6,0 €/GJ tussen respectievelijk het hoge- en lage scenario.

Naast het effect van de schaalgrootte geeft figuur 11 ook inzicht in de scenario's onderling. Hieruit blijkt, dat de productie van syngas de laagste kostprijs heeft, gevolgd door lokale productie en afzet van bio-SNG. Echter als de kosten voor de vervangende bron worden meegenomen (zie kolom met onderbroken lijn), blijkt dit laatste scenario veruit de hoogste kostprijs te hebben. De kostprijs is zelfs hoger dan die van het scenario met LSNG. Hieruit volgt, dat na syngas, bio-SNG via pijpleidingen de laagste kostprijs heeft.

3.3 Resultaten locatie biomassateelt

Tot dusver is voor de berekeningen steeds als uitgangspunt genomen dat de houtpellets uit Leningrad regio komen. In hoofdstuk 2 is al ingegaan op de beschikbaarheid van houtachtige biomassa. Hierbij is tevens aangegeven, dat in de huidige wereldmarkt de westkust (provincie British Columbia) van Canada een belangrijke leverancier is van houtchips en – pellets. Vooral vanwege het transportaspect (de afstand) zijn beide regio's onderling met elkaar vergeleken. In deze vergelijking is het scenario (3) met bio-SNG transport via pijpleiding buiten beschouwing gelaten, omdat deze route vanuit Canada als niet realistisch kan worden beschouwd. De resultaten van de vergelijking zijn weergegeven in figuur 12.



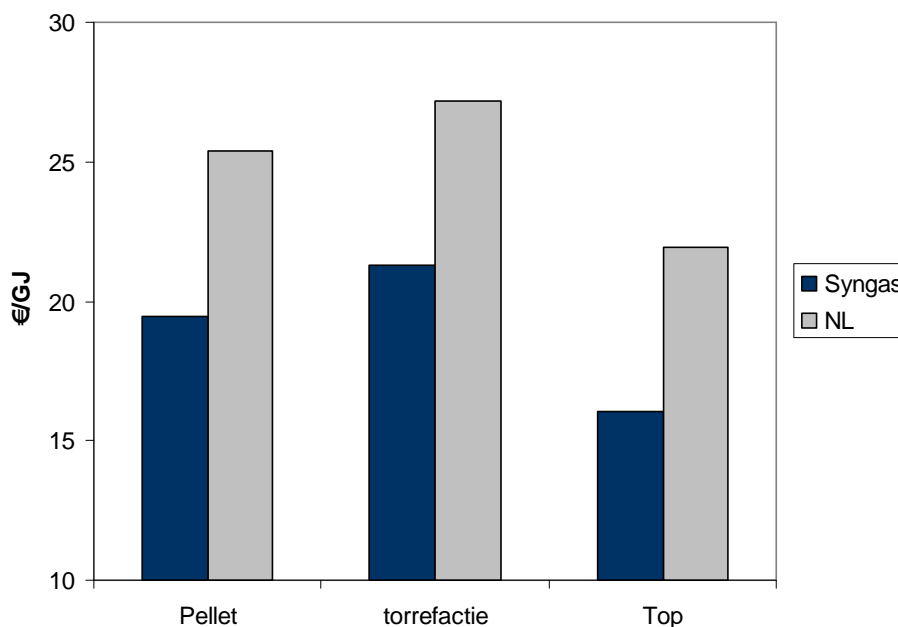
Figuur 12: Invloed locatie biomassateelt

In scenario 1 en 4 is de invloed van de grotere afstand van de desbetreffende regio tot Nederland duidelijk zichtbaar. De kostprijs voor houtpellettransport van Canada naar

Nederland is meer dan het dubbele dan die van Rusland naar Nederland. Dit effect wordt overigens voor een deel gecompenseerd door de lage grondstofprijs in Canada ten opzichte van Rusland. Het effect van de lage grondstofprijs is goed zichtbaar in scenario 2, waar het bio-SNG lokaal wordt geproduceerd en afgezet. In deze situatie is de productie in Canada nog goedkoper dan in Rusland. Het relatief kleine verschil voor de LSNG route wordt veroorzaakt doordat beide eerder genoemde effecten elkaar min of meer opheffen.

3.4 Resultaten biomassavoorbewerking

Op de vijf scenario's zijn tot zover twee variaties toegepast in de vorm schaalgrootte vergassingsreactor en herkomst houtachtige biomassa. De laatste variatie is de voorbewerking van de houtachtige biomassa. In hoofdstuk 2 zijn een drietal technieken beschreven waarmee houtchips verder geschikt gemaakt kunnen worden voor transport en vergassing. In deze paragraaf is een vergelijking gemaakt van de invloed van de verschillende voorbewerkingstechnieken op de kostprijs van de bio-SNG keten. Er is voor gekozen om deze vergelijking te maken voor de route vanuit Canada in verband met de impact op de transportkosten. De vergelijking is dan ook alleen relevant voor scenario 1 en 5, omdat alleen in deze scenario's houtachtige biomassa naar Nederland wordt getransporteerd.



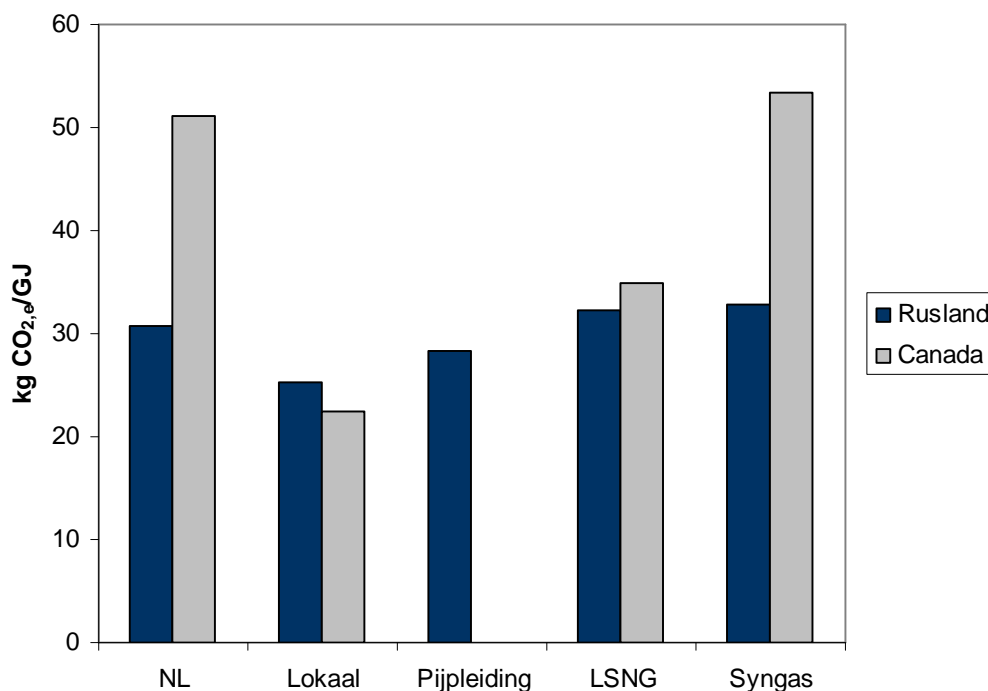
Figuur 13: Invloed biomassavoorbewerking

In figuur 13 is de vergelijking voor de verschillende voorbewerkingstechnieken weergegeven. In de vergelijking kan de voorbewerkingstechniek om te komen tot houtpellets worden gezien als referentie, aangezien deze ook steeds is toegepast in alle voorgaande berekeningen. Het voordeel van torrefactie ten opzichte van houtpellets is dat eigenschappen, zoals

maalbaarheid, zijn verbeterd. Een nadeel is echter, dat de bulkdichtheid een stuk lager is dan die van houtpellets. De transportkosten nemen ook met meer dan 3 €/GJ toe. Om het nadeel van torrefactie op de transportkosten weg te nemen kan het nadien worden gepelletiseerd, ook wel torrefactiepellets (TOP). Het voordeel van TOP is hogere een energiedichtheid en bulkdichtheid dan voor houtpellets, tegen lagere productiekosten en met vooral een besparing op de transportkosten van ongeveer 2 €/GJ. Op kortere afstanden zal dit effect nivelleren, maar voor scenario 1 (bio-SNG productie in Nederland) betekent dit wel dat het scenario 3 dichter nadert, 21,8 €/GJ om 21,1 €/GJ.

3.5 Resultaat berekeningen emissiereductie

Voor het bepalen van de impact zijn dezelfde scenario's gehanteerd als voor de bepaling van de kostprijs. De emissies voor de ketens zijn berekend aan de hand van de emissiefactoren voor de verschillende onderdelen in de keten. De verbranding van bio-SNG is CO₂-neutraal bij gebruik van duurzaam geproduceerd hout. In figuur 14 zijn de emissies weergegeven in kg CO_{2,e}/GJ voor alle scenario's, voor zowel Rusland als Canada.

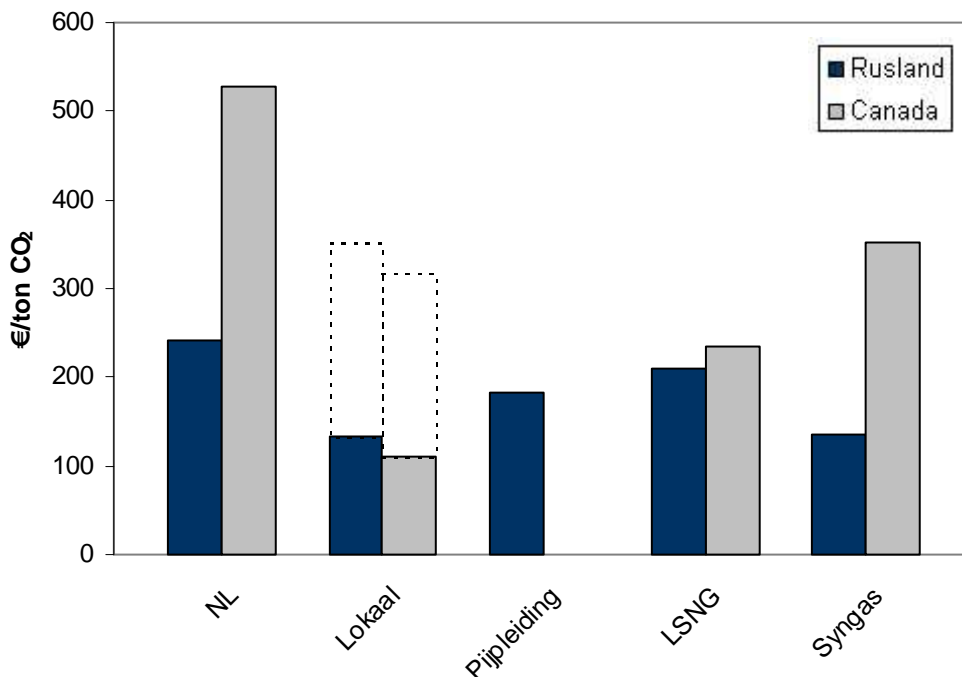


Figuur 14: CO₂-emissies van de scenario's voor zowel Rusland als Canada

Uit de figuur is af te leiden dat transport van houtachtige biomassa over grote afstanden een duidelijk negatieve impact heeft op de CO₂-emissies. Voor zowel scenario 1 als 5 (respectievelijk productie van bio-SNG en syngas in Nederland) is een sterke stijging te zien

als de biomassa uit Canada wordt aangevoerd. Daarentegen is het transport in de vorm van LSNG een efficiënte wijze. Indien wordt gekeken naar de laagste emissies dan hebben met name scenario 2 en 3 een lage impact. In beide gevallen wordt de biomassa in Rusland (Leningrad regio) omgezet in bio-SNG en vervolgens lokaal afgezet of via pijpleidingen naar Nederland getransporteerd.

De uiteindelijke bijdrage aan de vergroening wordt veelal uitgedrukt in €/ton CO_{2,vermeden}. Via de emissiefactoren is bepaald wat de impact is van de vijf scenario's. De resultaten hiervan zijn afgezet tegen de emissies, die vrijkomen bij de toepassing van aardgas in Nederland. Het overgrote deel van de emissies bij aardgas worden veroorzaakt door de verbranding van aardgas. Voor 2009 is deze factor vastgesteld op 56,7 kg CO₂/GJ. Daarnaast veroorzaken allerlei processen, zoals productie, transport LNG en opslag, CO₂-emissies. Hiervoor is een factor van 18,8 kg CO_{2,e}/GJ gehanteerd [29]. Om de kosten te bepalen is gerekend met een aardgasprijs van 11 €/GJ⁷.⁸ De kostprijzen zijn overgenomen van de berekeningen met het hoge scenario voor de vergassingstechnologie, dus maximale schaalvoordeel.



Figuur 15: Kosten per ton vermeden CO₂ voor de scenario's met zowel Rusland als Canada voor de biomassa

⁷ Eurostat, 2009

⁸ Endex, cal-09

In figuur 15 komt het effect van de hoge emissies bij biomassatransport vanuit Canada duidelijk voren. Beide opties resulteren in veruit de hoogste kosten per ton vermeden CO₂. Indien de biomassa uit Canada afkomstig is, zijn lokale afzet dan wel transport in de vorm van LSNG serieuze opties. Indien de biomassa afkomstig is uit Rusland zijn vooral transport via pijpleidingen of productie van syngas de meeste kansrijke opties. Voor de lokale afzet moet rekening worden gehouden met een alternatieve bron, wat zorgt voor additionele kosten. Het gevolg hiervan is, dat de kosten voor vermeden CO₂ aanzienlijk stijgen (zie kolom met onderbroken lijn). Naar verwachting zijn vooral transport via schepen of productie van bio-SNG in Nederland nog mogelijke alternatieven.

4 EVALUATIE MOGELIJKE BARRIERES

In dit hoofdstuk zijn op basis van de berekende transport–omzettingopties de resultaten geëvalueerd en bediscussieerd. Hierbij worden de technologie van het productieproces, de knelpunten in de scenario's, kosten van de verschillende scenario's, de impact op de emissies en de verschillende rollen behandeld.

4.1 Biomassa

Bij transport–omzettingopties is steeds uitgegaan van voldoende beschikbaarheid van biomassa. Ook de verschillende rapporten laten een groot potentieel zien aan biomassa in de betreffende gebieden in Rusland en Canada [5, 6, 9, 11]. De huidige Europese markt voor houtpellets heeft een omvang 6,8 megaton per jaar [2]. Om het ambitieniveau in 2030 te kunnen realiseren is 19 megaton per jaar nodig. De huidige import bedraagt overigens 0,9 megaton/jaar. Er is dus een aanzienlijke groei noodzakelijk.

De huidige markt wordt voornamelijk beleverd vanuit Zweden, Canada en de Verenigde Staten. Terwijl Rusland op dit moment circa 300-400 kiloton per jaar produceert aan houtpellets. Deze hoeveelheden liggen nog ver af van de mogelijke behoefte. Waarbij, door verdere opschaling, mogelijk ook de kosten verder kunnen dalen. In dit rapport is voor houtchips uit Noord-Amerika een prijs gehanteerd van 25 €/ton_{droog}, terwijl houtchips in Rusland circa 50 €/ton_{droog} [9] kosten. Houtchips is de grondstof voor de houtpelletproductie.

4.2 Technologie

De transport–omzettingopties zijn gebaseerd op de aanname dat de vergassingstechnologie op grote schaal beschikbaar is en dat de opschaling van de kostprijzen voor deze technologie vergelijkbaar zijn met de opschaling van de kostprijzen van andere chemische installaties. Op dit moment is de productietechnologie voor bio-SNG alleen beschikbaar op pilotschaal. Voordat de technologie commercieel beschikbaar is op grote schaal moet er nog veel onderzoek gedaan worden, maar zullen vooral stappen moeten worden gezet in de opschaling naar grotere installaties.

De productie van bio-SNG is een keten van verschillende processtappen. Uit de evaluatie van de pilotprojecten in Güssing en Petten is gebleken dat biomassavergassing een moeilijk beheersbaar proces is. De kwaliteit van de biomassa moet zeer constant zijn. Na vergassing moet het teer voldoende verwijderd worden, omdat de katalysator van de methaniseringreactor zeer snel inactiveert. Ook zwavelcomponenten als thiofeen, die in de vergassingreactor ontstaan, veroorzaken zeer snel inactiviteit van de

methanisatiekatalysator. Een zeer diepgaande syngasreiniging is van zeer groot belang voor behoud van de methanisatie en alle opvolgende procesonderdelen. Methanisatie is een bekend proces, maar ook een complex- en kapitaal intensief proces. Na de methanisatie volgt de opwerking waar het gas op de gewenste kwaliteit wordt gebracht. De opwerking dient alle ongewenste componenten te verwijderen. Dit is van essentieel belang, omdat deze componenten tot ernstige schade kunnen leiden in alle navolgende systemen. De Integratie van alle onderdelen in de productie is nog maar op beperkte schaal getest.

De eisen die de gasindustrie stelt aan de gaskwaliteit zijn hoog. Een goede beheersing van het productieproces en alle componenten die kunnen voorkomen is van essentieel belang om de vereiste kwaliteit te kunnen waarborgen. In een aantal situaties zou het gas gemengd kunnen worden met andere gassen om het effect weg te nemen. Echter dit is niet in alle situaties mogelijk. Op deze wijze zou bijvoorbeeld het effect van waterstof kunnen worden verminderd. Waterstof is een component die normaal niet in aardgas voorkomt. Doordat waterstof andere eigenschappen heeft dan methaan zou dit consequenties kunnen hebben voor de veiligheid van de gasinfrastructuur en gastoepassingen.

Niet alleen de kwaliteit van het product (bio-SNG) maar ook die van de grondstof moet van een constante- en hoge kwaliteit zijn. Processen om de ingaande kwaliteit te verbeteren zijn torreficeren in combinatie met pelletiseren. Het torrefactieproces en het pelletiseren van getorreficeerd hout zijn technieken die nog in ontwikkeling zijn. Op dit moment zijn er plannen voor drie torrefactie-installaties in Nederland. Hier gaat getorreficeerd hout of 'biocoal' geproduceerd worden uit houtchips. De technologie heeft zich wel bewezen op middelgrote schaal, maar op de wereldmarkt voor biomassa is nauwelijks getorreficeerd materiaal verkrijgbaar.

Samengevat kan worden vastgesteld dat de technologie zich nog verder moet ontwikkelen. Hierbij gaat het vooral om opschaling en integratie van de ketens, zodat de kwaliteit door de ketens heen is gewaarborgd. Het realiseren van projecten waar bio-syngas wordt geproduceerd ter vervanging van aardgasinzet zal – zowel economisch als ook technologisch gezien de eerste stap vormen.

4.3 **Kosten**

Vanuit de verschillende transport–omzettingopties zijn vijf scenario's afgeleid. De vijf scenario's hebben als basis gediend voor de berekening van de kostprijzen van de verschillende ketens met bijbehorende varianten. Alle berekende kostprijzen voor bio-SNG

liggen ruim boven de aardgasprijs voor industrie van 11 €/GJ⁹,¹⁰. De meest competitieve prijzen worden gevonden voor syngas (16,7 €/GJ, best case) als vervanger van aardgas voor de productie van elektriciteit.

Belangrijke kostencomponenten zijn de houtchips en de productie van bio-SNG. De kosten voor het bulktransport van bio-SNG dan wel voorbewerkte biomassa hebben ten opzichte van de eerder genoemde componenten een geringe impact. De verschillende scenario's (routes) laten wel degelijk verschillen zien maar belangrijke kostenreductie moet feitelijk komen uit de biomassa en productietechnologie.

Gelet op de berekende kostprijzen en de prijzen voor aardgas valt niet te verwachten dat dit gat, zeker voor de kortere termijn, gedicht kan worden door verdere opschaling van de bio-SNG technologie. Aanvullende maatregelen zullen nodig zijn, om bio-SNG meer kosten effectief te laten zijn.

4.4 Duurzaamheid

Ook voor de bepaling van kosten voor vermeden CO₂ is gebruik gemaakt van dezelfde vijf scenario's. In alle scenario's ligt prijs boven de €100/ton CO_{2,vermeden}. De voor de scenario's berekende prijzen liggen ver boven de huidige prijzen voor CO₂ in het emissiehandelssysteem van Europa (13-15 €/ton CO₂ voor 2009). Kortom CO₂-emissies reduceren met behulp van bio-SNG zal financiële steun behoeven.

Indien alleen wordt gekeken naar de emissiereductie, zonder de kosten hierin te betrekken, zorgen vooral de lokale productie met lokale afzet of gastransport van bio-SNG voor de meeste reductie. De emissiereductie in deze scenario's bedraagt respectievelijk 50-47 kg CO_{2,e}/GJ, wat meer dan een halvering is van de emissies met aardgas. Een forse besparing met bio-SNG is dus mogelijk.

Voor de realisatie van het potentieel is het van belang dat de duurzaamheid van de biomassa kan worden aangetoond. Bij de productie van hout voor bio-SNG moet er sprake zijn van een gesloten kringloop. Het hout zou alleen moeten komen uit duurzaam beheerd bos, zodat ontbossing wordt tegengegaan. Om de duurzaamheid goed te kunnen garanderen zou certificering tegen bijvoorbeeld NTA 8080 moeten plaatsvinden, zodat naast de broeikasgasbalans ook aspecten als concurrentie met voedsel/lokale toepassingen, biodiversiteit, milieu, welzijn en welvaart zijn getoetst.

⁹ Eurostat, 2009

¹⁰ Endex, cal-09

5 CONCLUSIES

De barrières voor de ontwikkeling van de bio-SNG keten zijn onderzocht, met als uiteindelijk doel het beantwoorden van de vraag waar het bio-SNG het beste kan worden geproduceerd. Voor de verschillende transport-omzettingopties zijn vijf scenario's ontwikkeld. De vijf scenario's hebben als basis gediend voor de bepaling van de kosten en emissies van de verschillende ketens. De volgende vijf scenario's zijn gehanteerd:

1. Biomassatransport, bio-SNG productie in Nederland
2. Bio-SNG productie in Rusland, gas lokale markt, certificaat handel
3. Bio-SNG productie in Rusland, gastransport naar Nederland
4. Bio-SNG productie in Rusland, LSNG transport naar Nederland
5. Biomassatransport, syngasproductie in Nederland

Bij het opstellen van de scenario's komt een aantal algemene knelpunten naar voren. De belangrijkste knelpunten liggen op het terrein van technologie en biomassaontwikkeling. Zowel technologie als biomassa is een belangrijke randvoorwaarde voor de ontwikkeling van de bio-SNG in zijn geheel. Bij technologie gaat het vooral om opschaling en integratie van de verschillende productieonderdelen in de keten, zodat de kwaliteit van de halffabrikaten en eindproducten door de ketens gewaarborgd is. Daarnaast zal de productie van houtpellets zich verder moeten ontwikkelen om aan de vraag vanuit de bio-SNG keten te kunnen voldoen en dit bij dalende prijzen.

Een ander belangrijk punt is de kostprijs voor bio-SNG en de kosten per vermeden ton CO₂. Voor beide indicatoren geldt dat deze beduidend hoger liggen dan de prijs voor aardgas of CO₂. Daarmee is bio-SNG op dit moment economisch gezien beslist geen alternatief voor fossiele brandstoffen als aardgas en is een vergelijking met andere duurzame brandstoffen meer op zijn plaats.

In de vergelijking van de scenario's laten scenario 3 en 5, respectievelijk bio-SNG transport naar Nederland via pijpleidingen en syngasproductie in Nederland, de laagste kostprijs en kosten voor vermeden CO₂ zien. Scenario 1, de productie van bio-SNG in Nederland, laat een gemiddelde kostprijs zien, maar hoge kosten voor vermeden CO₂. De scenario's met de hoogste kosten zijn 2 en 4, respectievelijk lokale productie en afzet van bio-SNG en LSNG transport naar Nederland. Waarbij de kosten voor vermeden CO₂ bij LSNG wat minder hoog zijn. Op basis van de vergelijking zijn dus scenario 3 en 5 de meest gunstige opties.

LITERATUUR

- 1 Faaij, A.P.C., Bio-energy in Europe: changing technology choices, *Energy Policy* 34 (2006) 322-342;
- 2 Herold, Status and future perspective for the European Pellet Market, *New Energy Finance*, November 2009;
- 3 Balat, M., Balat, M., Kirtay, E., Balat, H., 2009. Main routes for thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals. Part 2: Gasification systems. *Energy conversion and management*, vol. 50, 3158-3168
- 4 Skytte, K., Meibom, P., Henriksen, T. C., Electricity from biomass in the European union — With or without biomass import, *Biomass & Energy* (2006) 385-392;
- 5 Universiteit Utrecht, et al, Assessment of global biomass potentials and their links to food, water, biodiversity, energy demand and economy, *Climate change, Scientific assessment and policy analysis*, Biomass Assessment, januari 2008;
- 6 Global volume of woody biomass, above ground (tonnes-ha) and across regions, <http://www.fao.org/docrep/004/y1997e/y1997e07.htm>
- 7 Food and agriculture organisation of the united nations. State of the world forest. 2001
- 8 Koppejan, J., Elbersen, W., Meeusen, M., Bindraban, P. Beschikbaarheid van Nederlandse biomassa voor elektriciteit en warmte in 2020. november 2009
- 9 Gerasimov, Y., Karjalainen, T., Estimation of supply and delivery cost of energy wood from Northwest Russia, Finnish Forest Research Institute, Oktober 2006;
- 10 Gassner, H., Challenges of integrating biopower into the energy mix, RWE Innogy GmbH, Biopower Generation, Amsterdam, 15 March 2010;
- 11 Karjalainen, T., Gerasimov, Y., Goltsev, V., Ilavský, J., Tahvanainen, T., Assessment of Energy Wood Resources in the Leningrad Region, Finnish Forest Research Institute, Oktober 2006;
- 12 Bradley, D., Diesenreiter, F., Wild, M., Tromborg, E., IEA Task 40, World Biofuel Maritime Shipping Study, July 1, 2009
- 13 C. Hamelinck, R. Suurs, A. Faaij, International bioenergy transport costs and energy balance, Universiteit Utrecht, Copernicus Institute, August 2003
- 14 Uslua, A., Faaij, A.P.C., Bergman P.C.A., Pre-treatment technologies, and their effect on international bioenergy supply chain logistics. *Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation*, *Energy* 33 (2008) 1206-1223
- 15 Bergman, P.C.A. Combined torrefaction and pelletisation, the TOP process. Juli 2005
- 16 M. Tijmensen, A. Faaij, C. Hamelinck, M.R.M van Hardeveld, Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification, *Biomass and Bioenergy* 23 (2002) 129-152
- 17 Rauch, R. Indirectly heated gasifiers – the case of the Güss reactor. European summer school on renewable motor fuels, 2005

- 18 M. Gassner, F. Maréchal, Methodology for the optimal thermo-economic, multi-objective design of thermochemical fuel production from biomass, *Computers and Chemical Engineering* 33 (2009) 769–781
- 19 Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum gemeinnützige GmbH, Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem, April, 2009
- 20 R. Felder, R. Dones, Evaluation of ecological impacts of synthetic natural gas from wood used in current heating and car systems, *Biomass and Bioenergy* 31 (2007) 403–415
- 21 Arthur D Little. West European gas transmission tariff comparisons at 1 february 2009. ADL, june 2010
- 22 Begazo, C.D.T., Carvalho, E.C., Simões-Moreira, J.R., 2007. Small-scale LNG plant technologies. *Hydrocarbon World*
- 23 Price, B., Fossela, J., Hoffart, S., 2008. Developing mid-scale LNG projects from the contractor's perspective. *Hydrocarbon processing*
- 24 Lang, M., Schier, M., 2009. Consider mid-scale LNG to monetize natural gas. *WGC 2009*
- 25 Gassner, M., Maréchal, F., 2009. Thermo-economic process model for thermochemical production of synthetic natural gas (SNG) from lignocellulosic biomass. *Biomass and bioenergy*, 33, 1587-1604
- 26 IEA statistics, CO₂ emissions from fuel combustion, 2009 edition, <https://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>, OECD/IEA, 2009
- 27 Staatscourant 2010 nr. 7195, Kennisgeving standaard emissiefactor aardgas 2010, 14 mei 2010
- 28 Areva, Procedures for measuring and reporting sustainable development and continuous progress indicators, PO ARV SDI GEN 2
- 29 M. Sevenster, H. Croezen, The natural gas chain, Toward a global life cycle assessment, CE Delft, January 2006
- 30 T. Okamura, M. Furukawa, H. Ishitani, Future forecast for life-cycle greenhouse gas emissions of LNG and city gas 13A, *Applied Energy* 84 (2007) 1136–1149
- 31 Arteconi, A., Brandoni, C., Evangelista, D., Polonara, F., 2010. Life-cycle greenhouse gas analysis of LNG as a heavy vehicle fuel in Europe. *Applied energy* 87, 2005-2013
- 32 F. Magellia, K. Boucherb, H. T. Bib, S. Melinc, A. Bonolia, An environmental impact assessment of exported wood pellets from Canada to Europe, *Biomass and Bioenergy* 33 (2009) 434 – 441
- 33 Kavalov, B., Petrić, H., Georgakaki. A. Liquefied natural gas for Europe – Some important issues for consideration. *JRC*, 2009
- 34 Flynn, B., World Fiber Hot Spots, Energy Demands, and the US Southeast, *RISI*, November 2009;

- 35 Sadaka, S., Negi, S., Improvements of Biomass Physical and Thermochemical Characteristics via Torrefaction Process, *Environmental Progress & Sustainable Energy* (Vol.28, No.3) 427-434
- 36 Thek, G., Obernberger, I., Wood pellet production costs under Austrian and in comparison to Swedish framework conditions, *Biomass and Bioenergy* 27 (2004) 671–693
- 37 Tweede Kamer der Staten Generaal, Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), Planologische kernbeslissing deel 3a: kabinetsstandpunt na behandeling door de tweede kamer, Tweede Kamer, vergaderjaar 2008–2009, 31 410, nr. 15
- 38 J. Vorgang, A. Riva, A. Cigni, D. Hec, Reduction of methane emissions in the EU natural gas industry, *Macrogaz*, Joint Group Environment, Health & Safety EU
- 39 Natural Resources Canada, Canadian LNG Import and Export Projects: Status as of May 2009, <http://nrcan.gc.ca/eneene/sources/natnat/imppro-eng.php>
- 40 M. Bosi, Emission reductions in the natural gas sector through project-based mechanisms, International Energy Agency, 2003
- 41 Wuppertal Institute for Climate and Max-Planck-Institute for Chemistry, Greenhouse Gas Emissions from the Russian Natural Gas Export Pipeline System, Results and Extrapolation of Measurements and Surveys in Russia, February 2005
- 42 A. Caputo, M. Palumbo, P.M. Pelagagge, F. Scacchia, Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables, *Biomass and Bioenergy* 28 (2005) 35-51

BIJLAGE A BIOMASSA

1. Biomassasoorten

Groen Gas kan uit verschillende biomassa reststromen geproduceerd worden. Er zijn in Nederland veel natte organische reststromen beschikbaar zoals drijfmest en organisch restafval. Deze natte stromen zijn erg geschikt om in een vergister anaëroob om te zetten tot biogas en in een reinigingsproces op te werken tot Groen Gas [1, 3]. Deze natte biomassastromen zijn minder geschikt om via de thermische route bio-SNG te produceren.

Naast de natte organische stromen zijn er ook drogere, meer houtachtige biomassastromen. Deze stromen kunnen in thermoschemische processen als vergassing omgezet worden tot synthesegas (kortweg syngas) en worden omgezet tot bio-SNG. De gedroogde- en vernalen biomassa wordt verhit tot de temperatuur van het vergassingsproces, waarbij een deel van de energie verloren gaat bij het verdampen van het vocht in de biomassa. Bij een hoger vochtgehalte in de biomassa gaat er meer energie verloren om het vergassingsproces op gang te houden, waardoor het energetisch rendement van het proces omlaag gaat. Het is dus van belang een laag vochtpercentage in de biomassa te hebben, waardoor de energiedichtheid hoger wordt [3]. Tevens kan er meer energie per volume- en/of gewichtseenheid worden getransporteerd, wat de ketenefficiëntie ten goede komt. Houtachtige biomassa heeft een laag vochtgehalte en is op grote schaal verkrijgbaar op de wereldmarkt. Vooral houtchips en houtpellets zijn commerciële producten die op grote schaal verhandeld worden. In dit onderzoek wordt daarom specifiek ingezoomd op hout, als primaire biomassastroom. Deze biomassastroom zal naar verwachting een belangrijke rol gaan spelen in de wereldmarkt voor de productie van duurzame energie [3].

Voor houtachtige biomassastromen kan een diversiteit aan bronnen worden onderscheiden. De belangrijkste zijn:

- Industrieel hout (bosbouw, afval van zagerijen en houtverwerkende industrie) en gebruikt hout;
- Stro (graanproductie, hooi uit landschapsonderhoud, etc.);
- Reststromen uit de voedselindustrie (cacaodoppen, palmpitten, olijfpitten, etc.);
- Afvalstromen (huishoudelijk groente-, fruit- en tuinafval, snoei- en kniphout, sloophout en bewerkt hout).

In dit rapport zijn specifiek houtstromen uit de bosbouw beschouwd. Het gaat hierbij om ruw hout uit kap van bosbouwpercelen (rondhout), uit het ruimen van bos percelen (o.a. aanleg van infrastructuur, stedenbouwkunde) en uit het dunnen van bosbouwpercelen. Deze schone stromen van hout zijn het meest geschikt om te verwerken en om te zetten in bio-SNG. Voor de overige stromen geldt dat hier minder ervaring mee is opgedaan voor het produceren van bio-SNG en bovendien veelal een aantal nadelen kennen. Stro is niet het hele jaar beschikbaar en bevatten afvalstromen allerlei vervuilende componenten zoals metalen die het proces nadelig kunnen beïnvloeden.

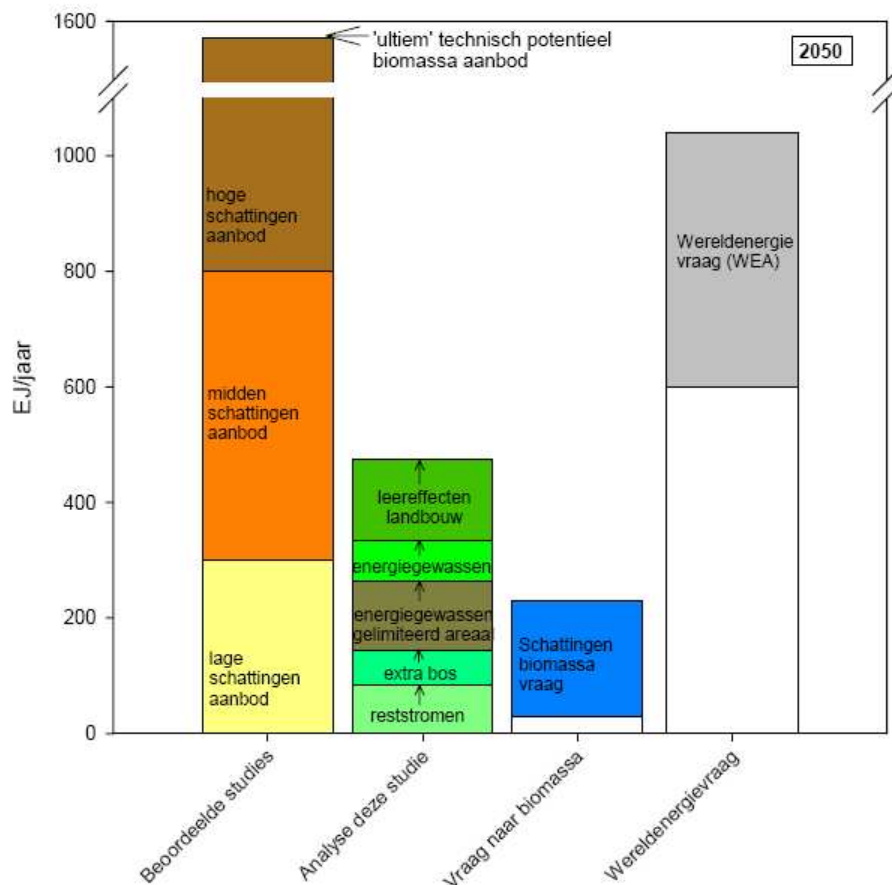
2. Beschikbaarheid biomassa

Hout is in Europa en wereldwijd ruimschoots beschikbaar voor energieproductiedoelinden. In dit hoofdstuk wordt nader ingegaan op de beschikbare houtvoorraden in Nederland, Europa en Noord Amerika. In deze studie wordt onder beschikbare biomassa de op de vrijmarkt verhandelbare biomassa verstaan [2].

Houtproducten hebben vele concurrerende toepassingen. Cascadering van het gebruik van houtachtige biomassa is vanuit het oogpunt van duurzaamheid wenselijk. Het hout wordt eerst ingezet in toepassingen waarbij de hoogste meerwaarde gecreëerd kan worden. De vrijgekomen reststromen kunnen voor laagwaardiger toepassingen gebruikt worden. Hout wordt dan bijvoorbeeld eerst ingezet voor woningbouw en het sloophout wordt in energie omgezet. Daarnaast bepaalt de prijs of een energietoepassing aantrekkelijk is.

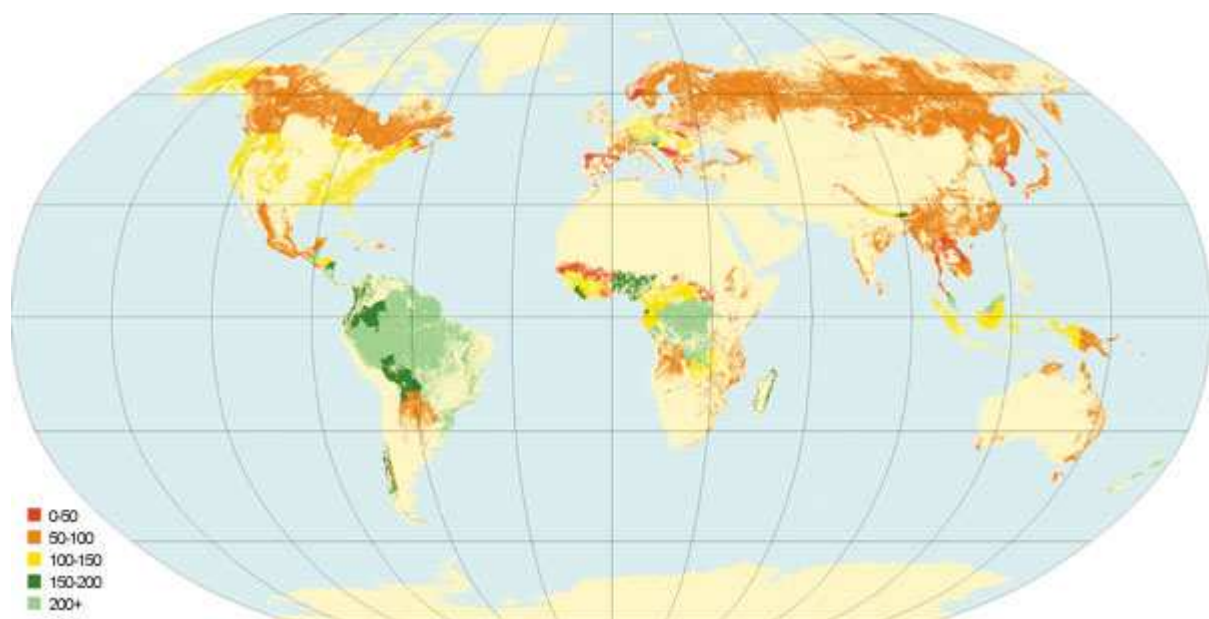
Er zijn vele studies uitgevoerd naar het biomassapotentieel voor energietoepassingen. In een overzichtsstudie van de Universiteit Utrecht zijn de resultaten van diverse studies geïnterpreteerd [5]. Het toekomstige potentieel van biomassa wordt door vele aspecten bepaald. Vooral de beschikbaarheid van water is erg belangrijk, maar lastig in te schatten. Ook het landbouwareaal en het potentieel voor teelt van gewassen op de beschikbare grond zijn bepalend voor het aanbod. Verwacht wordt dat, vanwege de concurrentie van bio-energie met andere energiebronnen, de vraag naar biomassa in de toekomst kleiner zal zijn dan het aanbod, vanwege de concurrentie van bio-energie met andere energiebronnen [5].

Figuur 2 geeft inzicht in de wereldwijd beschikbare hoeveelheid bio-energie. Het potentieel houtachtige biomassa maakt daar een groot deel van uit. In de figuur is de informatie uit verschillende biomassa beschikbaarheidstudies weergegeven. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen studies die in verschillende biomassapotentieën (laag, midden en hoog) voorzien. In de studie is met het MARKAL model op basis van parameters als beschikbaar landbouw areaal berekend dat er maximaal 1600 EJ/biomassa beschikbaar is als technisch maximaal te realiseren potentieel. In de tweede kolom staat de invloed van een aantal van de belangrijkste parameters uitgezet als leereffecten landbouw, energiegewassen en extra bos. De vraag naar biomassa wereldwijd wordt geschat op circa 200 EJ/jaar. Vergelijken met een wereldenergievraag van circa 1000 EJ/jaar, wordt geschat dat circa 20% van de wereldwijde energiebehoefte kan worden voorzien door de inzet van biomassa.



Figuur 16: Vergelijking tussen diverse biomassa-aanbodpotentiëlen en de wereldenergievraag in EJ/jaar in 2050 [5]

Het potentieel aan houtachtige biomassa zal vanwege geografische verschillen niet evenredig verdeeld zijn over de wereld. In figuur 17 is de wereldwijde verdeling van het houtachtige biomassapotentieel weergegeven in tonnen houtachtige bovengrondse biomassa per hectare. De tropische regenwouden in Zuid-Amerika en Midden-Afrika bevatten vanwege de dichte begroeiing een zeer groot potentieel aan houtachtige biomassa. Brazilië is ook het land dat in absolute tonnage het grootste potentieel herbergt. Daarnaast zijn er in Noord-Amerika en Rusland grote gebieden te herkennen met een significant potentieel aan houtachtige biomassa. Rusland herbergt het grootste volume aan houtachtige biomassa. Het verschil ten opzichte van Brazilië wordt vooral veroorzaakt door het type begroeiing. Beide landen worden -qua omvang aan potentieel beschikbare biomassa- gevolgd door Canada en de Verenigde Staten.



Figuur 17: Verspreiding van het wereldpotentieel voor houtachtige biomassa in 2001. Opgave in tonnen houtachtige bovengrondse biomassa [6,7]

Nederland zelf heeft maar een beperkt potentieel aan houtachtige biomassa. Naar verwachting kan in 2020 2.000-3.000 kton per jaar [8] aan houtachtige biomassa beschikbaar zijn in Nederland. Dit hout komt voornamelijk uit de houtverwerkende industrie, bosbeheer, fruitteelt en schoon afvalhout. Een dergelijke hoeveelheid hout zou kunnen resulteren in de maximale productie $480 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ bio-SNG ofwel 18,5 PJ.

3. Biomassavoorbewerking

Het ruwe hout kan diverse voorbereidingen ondergaan om de vergassingseigenschappen te verbeteren en de energiedichtheid toe te laten nemen. De voorbereidingstechnieken die het eerst in aanmerking komen zijn chippen, pelletiseren, torrefactie en een combinatie van de laatste twee technieken.



Chippen is een conventionele voorbereidingstechniek alvorens te malen, pelletiseren, torreficeren of een combinatie van torreficeren en pelletiseren [9]. Hout wordt als rondhout getransporteerd naar een lokale chip fabriek of wordt direct na het vellen versnipperd. Houtchips hebben een grootte van ongeveer 40 mm. Opslag- en transporteigenschappen van het hout worden met chippen verbeterd.

Figuur 18: Houtchips

Pelletiseren is een conventioneel, commercieel beschikbaar proces voor de voorbereiding van houtachtige biomassa. Houtpellets worden in Nederland op grote schaal ingezet als bij- en meestookbrandstof in poederkool elektriciteitscentrales [2]. Op dit moment bestaat de wereldmarkt voor hout vooral uit hout in de vorm van houtpellets. Het hout wordt eerst gechipt en gezeefd, om eventueel aanwezige stenen en metaal te verwijderen. Vervolgens wordt het hout gedroogd, gemalen en tot pellets geperst. Het malen vindt plaats met hamermolens of gelijkwaardige technologie. De deeltjes, met een grootte van ca. 4 mm, worden gedroogd. Vervolgens wordt het hout geperst en geëxtrudeerd [35]. Door middel van dit proces wordt het vochtgehalte verlaagd en de dichtheid vergroot.



Figuur 19: Houtpellets

**Figuur 20: TOP pellets**

Met een thermisch proces wordt het gemaalde hout gedroogd en worden de ligno-celluloseketens deels opengebrouwen. Bij een temperatuur van 200-300°C en in een inerte atmosfeer vindt de torrefactie plaats [10]. Door de bewerking wordt het materiaal nog verder gedroogd en neemt de energiedichtheid verder toe. Verhoging van het vochtgehalte is mogelijk tot ongeveer 5%. Ook worden de vergassingseigenschappen uniform, doordat de samenstelling van de pellets gelijkwaardiger is.

Het getorreficeerde hout is echter bros en hoog volumineus. Daarom kan in een volgende stap het getorreficeerde hout in pellets geëxtrudeerd worden tot TORrefactie Pellets (TOP). Deze pellets zijn meer geschikt voor transport over langere afstanden [9]. Voordeel is dat de bulkdichtheid circa driemaal zo hoog is ten opzichte van alleen maar getorreficeerd hout. Naast hout kan dit proces ook op bijvoorbeeld stro toegepast worden. De procesefficiency is erg hoog, omdat het brandbare gas dat bij de torrefactie vrijkomt, gebruikt kan worden om de reactor op te warmen. Daarnaast is het energiegebruik van het pelleteerproces veel lager ten opzichte van het gebruikelijke pelleteerproces, vanwege de lage brosheid van het getorreficeerde hout. [6]. Torrefactie is een proces dat momenteel alleen op pilotschaal in Nederland wordt toegepast. Op dit moment zijn er minstens drie initiatieven om een torrefactie-installatie in Nederland te bouwen. In tabel 2 staan de indicatieve brandstofeigenschappen van verschillende brandstoffen en is een vergelijk gemaakt met kolen, wat de gebruikelijke brandstof is voor vergassing.

4. Uitwerking in het model

Voor de kwantificering van de kosten voor biomassa is er enerzijds voor gekozen om twee regio's en drie voorbereidingstechnieken in de studie te betrekken. De twee regio's zijn de Leningrad regio in Rusland en de provincie British Columbia in West Canada. Beide regio's zijn voornamelijk geselecteerd vanwege de beschikbaarheid van hout voor energieproductie, toegang tot grote havens in de nabijheid van de houtindustrie en toegang tot aardgasinfrastructuur. De drie voorbereidingstechnieken zijn pelletiseren, torreficeren en een combinatie van beide.

Tabel 2: Indicatieve biobrandstofeigenschappen vergeleken met kolen

	Eenheid	Vers hout	Hout pellets	Torrefactie Pellets	Kolen
Chemische eigenschappen					
Vochtgehalte	%a.r.	30 – 45	7 – 10	1 – 5	10 – 15
LHV _{a.r.}	MJ/kg	9 – 12	15 – 16	20 – 24	23 – 28
Vluchtig	%a.r.	35 – 55	70 – 75	55 – 65	15 – 30
Koolstof gebonden	%a.r.	10 – 15	15 – 20	28 – 35	50 – 55
Dichtheid bulk	kg/m ³	200 – 250	550 – 750	750 – 850	800 – 850
Energie dichtheid	GJ/m ³	2.0 – 3.0	7.5 – 10.4	15.0 – 18.7	18.4 – 23.8
Handeling- en vergassingseigenschappen					
Stof		Gemiddeld	Beperkt	Beperkt	Beperkt
Hydrofiële eigenschappen		Hydrofiel	Hydrofiel	Hydrofoob	Hydrofoob
Biologische degradatie		Ja	Ja	Nee	Nee
Maalbaarheid		Speciaal	Speciaal	Gebruikelijk	Gebruikelijk
Transport eigenschappen		Speciaal	Eenvoudig	Eenvoudig	Eenvoudig
Product consistentie		Beperkt	Hoog	Hoog	Hoog
Transportkosten		Hoog	Gemiddeld	Laag	Laag

In de Leningrad regio, maar ook verder daarbuiten, zijn grote hoeveelheden biomassa beschikbaar in de vorm van niet-industrieel hout en houtafval. Nu al is beschikbaar 8-18 TWh [9] aan niet industrieel hout en houtafval beschikbaar. Dit komt overeen met $0,5 \cdot 10^9$ m³ aardgas.

In het gehele Noordwest Russisch gebied is 80 TWh [9] aan energiehout beschikbaar. De interne markt voor hout is klein en de huidige houtproductie is vooral voor de export. De houtindustrie is redelijk ontwikkeld en het aantal houtpelletfabrieken in Rusland is sterk gegroeid in de afgelopen jaren. Er is een relatief korte afstand van de bossen tot de houtverwerkende industrie en de havens van Vyborg, Ust Luga en St. Petersburg [11]. Daarnaast is er vanuit deze regio toegang tot grote aardgasleidingen zoals de Nord Stream en Jamal om, bij bio-SNG productie ter plaatse, het gas naar Nederland te kunnen transporteren.

Startpunt voor het model is het feit dat er houtchips beschikbaar zijn tegen een prijs van 50 €/ton_{droog} [9]. De houtchips worden hiervoor geleverd aan de voorbereidingfabriek in de

haven St. Petersburg. Na de voorbereiding zal het hout vanuit de haven via schepen naar Nederland worden getransporteerd over een afstand van 1.935 km.



Figuur 21: Leningrad regio, Noordwest Federaal District, Rusland [Google Maps]

In Noord Amerika en vooral in West Canada bevinden zich grote houtvoorraden. Op dit moment wordt een groot aandeel van de wereld houtpelletmarkt bediend vanuit West Canada. De bosbouwindustrie is in hoge mate ontwikkeld en diverse grote installaties, waar biomassavoorbewerking plaatsvindt, zijn aan de kust gebouwd. Op dit moment levert vooral de "Mountain Pine Beetle Infestation" in de British Columbia provincie enorme hoeveelheden houtpellets en chips voor energie productie. Naast de westkust is er een groot potentieel aanwezig aan de Lawrence River Delta aan de oostkust [12].

De locatie aan de westkust is -naast de huidige positie op de wereldmarkt- gekozen vanwege de maximale transportafstand, zodat de effecten hiervan kunnen worden geanalyseerd. Ook hier is het startpunt de beschikbaarheid van houtchips, maar tegen een prijs van 25 €/ton_{droog}. De houtchips worden hiervoor geleverd aan de voorbereidingfabriek in de haven Vancouver. Vanuit de haven zal het hout via schepen naar Nederland worden getransporteerd over een afstand van 16.690 km.



Figuur 22: Provincie British Columbia, Canada [Google Maps]

Voor het model is uitgegaan van een schip, dat door het Panamakanaal kan varen, zodat de kosten vanuit West-Canada zo beperkt mogelijk kunnen worden gehouden. De huurprijs van het schip en alle overige kosten voor het scheepsvervoer zijn gesteld op € 45.000/dag. Met behulp van de afstand en de snelheid zijn vervolgens de kosten berekend. In tabel 3 is een samenvatting geven van de belangrijkste modelparameters voor de biomassalogistiek.

Tabel 3: Modelparameters biomassalogistiek

Biomassalogistiek parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Snelheid schip	30	km/uur	13
Snelheid laden/uitladen	180	ton/uur	13
Scheepshuur	45.000	€/dag	12, 13
Scheepslading	105.000	m ³	12, 13

Alvorens het hout naar Nederland wordt verscheept, ondergaat het in het land van herkomst een voorbewerking. In het model zijn een drietal voorbewerkingstechnieken onderscheiden, namelijk pelletiseren, torreficeren en een combinatie van torreficeren en pelletiseren.

Om een inschatting te kunnen maken van de kosten voor de verschillende voorbereidingstechnieken is gebruik gemaakt van kengetallen uit de literatuur [14, 15]. Deze kengetallen hebben betrekking op de investerings- en energiekosten.

Tabel 4: Aannames biomassavoorbewerking [14, 15]

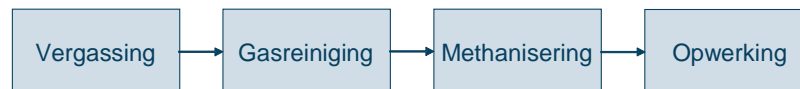
	Eenheid	Hout pellets	Getorreficeerd hout	Torrefactie pellets TOP
Investering	M€/MW _{th, input}	0.16	0.16	0.20
Energieverbruik, elektrisch	kWh/ton _{input}	129	92	102
Energieverbruik, warmte	kWh/ton _{input}	524	218	218

De overige twee kostenposten zijn personeel en onderhoud. Voor personeel is aangenomen de er gewerkt wordt in ploegdienst met vijf ploegen. Iedere ploeg bestaat tenminste uit 2 personen plus 1 reserve. Voor onderhoud is een vast percentage gehanteerd van de investeringskosten, namelijk 5% [14, 36].

BIJLAGE B PRODUCTIETECHNOLOGIE BIO-SNG

1. Bio-SNG productie

De productie van bio-SNG uit biomassa vindt grofweg plaats in vier stappen. De vier processtappen zijn vergassing, gasreiniging, methanisering en opwerking (zie figuur 23). Binnen deze vier stappen zijn er vele procesvarianten mogelijk. Onderzoek, dat is gericht op de afzonderlijke installatieonderdelen, evenals de gehele productieketen vindt volop plaats. Deze studie richt zich primair op de volledige productieketen. De afzonderlijke processtappen zijn in de navolgende paragrafen kort beschreven.



Figuur 23: Schematisch overzicht processtappen bio-SNG productie

2. Vergassing

Vergassing is de basis voor de productie van bio-SNG. Vergassing is een endotherm proces, waarbij de lange koolhydraatketens in vaste biomassa worden omgezet in waterstof, koolmonoxide, kooldioxide, koolwaterstoffen, teer en as. Het afbreken van biomassa vindt plaats als gevolg van een reeks van verschillende reacties bij temperaturen tussen de 500°C en 900°C [3]. De belangrijkste reactievergelijkingen voor de vergassing zijn de Boudouard reactie, heterogene- en homogene water–gas shift reacties. De warmte om dit endotherme proces op gang te houden wordt geproduceerd door een verbrandingsreactie en/of partiële oxidatie reactie te laten verlopen. In

tabel 5 zijn de belangrijkste reactievergelijkingen van het hele vergassingsproces weergegeven. Naast deze basis reactievergelijkingen ontstaan er bij het kraken van de biomassa ook nog hogere koolwaterstoffen. Tevens vinden er ook reacties met de sporenelementen, die aanwezig zijn in de biomassa, plaats.

Tabel 5: Vergassingsreacties

Reactie	Naam	$\Delta_r H_T^a$ [kJ/mol]
$C(s) + CO_2 \leftrightarrow 2CO$	Boudouard reactie	+172
$C(s) + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$	Heterogene water–gas shift reactie	+131
$C(s) + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$	Methanisatie reactie	-75
$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$	Methaan reforming reactie	+206
$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$	Homogene water–gas shift reactie	-41
$C(s) + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO$	Partiële oxidatie reactie	-111
$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$	Verbrandingsreactie	-283
$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$	Verbrandingsreactie	-242
$CH_nO_m + k H_2O \rightarrow a H_2 + b CO + c CO_2 + d CH_4$	Overall vergassingsreactie	

Het afbreken van de biomassa vindt plaats in een reactor. Er zijn drie basis types voor het reactor ontwerp te onderscheiden:

- De up/downdraft reactor;
- De fluidized bed reactor;
- De entrained flow reactor.

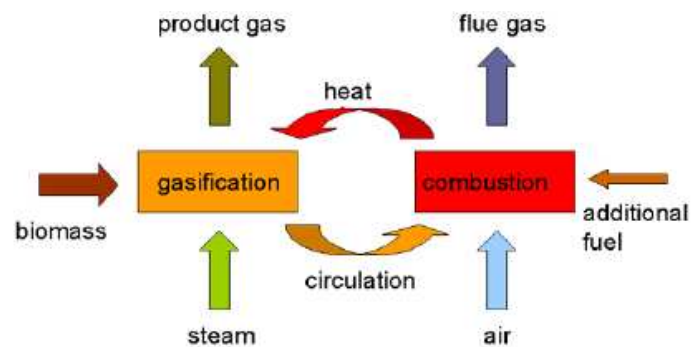
In Europa is er binnen diverse (pilot)installaties ervaring opgedaan met de verschillende ontwerpen voor reactoren. Indien echter niet alleen de vergassingsreactor wordt beschouwd, maar het gehele productieproces zijn er twee projecten die een significante bijdrage leveren aan de ontwikkeling bio-SNG productie:

- Güssing, Oostenrijk. 8 MW_{input}, pilot installatie, gebouwd in 2001;
- ECN, Petten, Nederland. 800 KW_{th}, pilot installatie, gebouwd in 2009 (15 MW_{th} installatie gepland in 2015).

Beide projecten gebruiken een vergassingsreactor van het type dual fluidized bed reactor. Deze reactor heeft in vergelijking tot andere reactoren een lagere vergassingstemperatuur, zodat het geproduceerde syngas reeds een hoog aandeel methaan bevat.

Zoals reeds opgemerkt is het vergassingsproces een endotherm proces. De benodigde warmte hiervoor kan worden geleverd door partiele oxidatie of verbranding. Deze warmte kan direct in de reactor zelf door de biomassa worden geleverd dan wel vanuit een extern proces worden toegevoerd. Nadeel van de warmteproductie binnen het vergassingsproces zelf is, dat het synthesegas wordt verdund met rookgasproducten. In een dual bed reactor wordt het synthesegas apart van het rookgas geproduceerd. De verbranding vindt plaats in een aparte zone en de vergassing in een zone met alleen stoomtoevoer, waardoor het synthesegas niet verder wordt verdund. De verbrandingswaarde van het syngas is hierdoor relatief hoog, namelijk 12-18 GJ/m³.

Het proces is complex en daardoor kapitaalintensief, maar erg efficiënt in vergelijking tot andere reactoren [16]. In figuur 24 is het proces van de dual fluidised bed vergasser schematisch weergegeven. Bij dit type vergasser bestaat de brandstof uit koolstof, dat vrijkomt bij het vergassingsproces.



Figuur 24: Schematisch overzicht dual fluidized bed vergassingreactor [17]

3. Gasreiniging

Het syngas dient te worden gereinigd, alvorens de omzettingssap naar methaan kan worden uitgevoerd. Het syngas bevat onder andere nog teer, zwavelcomponenten, chloriden en metalen. Deze componenten worden gevormd bij het vergassingsproces dan wel worden meegevoerd vanuit de biomassa. Al deze componenten kunnen de activiteit van de katalysator verminderen en moeten daarom worden verwijderd. De meeste katalysatoren zijn gebaseerd op nikkel en bijzonder gevoelig voor koolstofafzetting en zwavelvergiftiging. Daarnaast zijn voorgenoemde componenten niet toegestaan in het SNG vanwege de specificaties van de aardgasnetwerkoperator. In figuur 25 zijn de verschillende stappen in een typische koude gasreiniging schematisch weergegeven.



Figuur 25: Schematisch overzicht processtappen gasreiniging syngas

Het synthesesgas uit de vergassingsreactor wordt door middel van een blower naar een warmtewisselaar geleid, waar het gas wordt gekoeld tot 150°C en over een pre-coat filter wordt geleid. Hierbij wordt het grootste deel van de gevormde as, stof, bedmateriaal en een deel van het teer verwijderd. In de koolzaadolie (rape methyl ester = RME) wasser wordt het overgebleven teer verwijderd. In het actief kool bed worden de achtergebleven deeltjes verwijderd en een deel van het H₂S en organisch zwavel. Na verwarming worden in het ZnO-bed tot slot de overgebleven zwavelcomponenten verwijderd.

Naast de zogeheten koude gasreiniging kan ook de warme gasreiniging worden toegepast, waarbij ondermeer de teren katalytisch dan wel thermisch worden gekraakt. Het toepassen van een warme gasreiniging betekend overigens, dat het gehele ontwerp van zowel de vergassingsreactor, gasreiniging als methanisatie zal wijzigen, omdat naast hogere temperatuur er ook met hogere drukken wordt gewerkt.

4. Methaniseren

Nadat het syngas is gereinigd, reageren koolmonoxide en waterstof met behulp van een katalysator in een reactor tot methaan. De methaniseringreactie is sterk exotherm. Het reactorontwerp is daarom erg bepalend voor het beheersen van de omzettingsgraad. Veel reactortypen hebben meerdere adiabatise reactoren, echter een fluidized bed reactor met interne warmtewisselaar maakt een isotherm reactorontwerp mogelijk. Een nadeel van dit ontwerp is dat het gas onder druk gebracht dient te worden. De katalysatoren in de reactor zijn veelal gebaseerd op het metaal nikkel. Katalysatorinactivatie, ten gevolge van vervuilingen zoals teer, is een reden voor de korte levensduur van het katalysatormateriaal. Een andere belangrijke vervuilende component is thiofeen, wat in lage concentraties al grote inactiviteit veroorzaakt. Het katalysatormateriaal moet opgewerkt worden voor hergebruik.

5. Opwerking

Het ruwe SNG heeft een hogere methaanconcentratie dan het syngas, maar bevat tevens nog hoge concentraties aan CO₂ en H₂. Voor invoeding op het aardgasnetwerk of het vloeibaar maken (LSNG) moeten de componenten CO₂, NH₃, H₂ en H₂O verwijderd worden. In figuur 26 zijn de verschillende stappen voor de opwerking schematisch weergegeven.



Figuur 26: Schematisch overzicht processtappen upgrade

Het gas wordt na de methanisering gekoeld tot 25°C en in een zuurwater wordt NH₃ verwijderd. Vervolgens wordt in een aminewater het CO₂ verwijderd. Het gas wordt tot 10 bar gecomprimeerd en teruggekoeld tot 25°C, waarna het gas gedroogd wordt in een triethylene glycol (TEG) droogunit. Met een membraan wordt het grootste deel van de waterstof verwijderd en is dan gereed voor compressie.

De werkelijke keuze voor een specifieke techniek hangt ondermeer af van de druk van het ruwe synthegas en partiële drukken van de te verwijderen gassen. Daarnaast zullen de toegepaste scheidingstechnieken en dan met name de membraantechniek, zoveel mogelijk moeten aansluiten bij gewenste einddruk bijvoorbeeld ten behoeve van de invoeding in het aardgasnetwerk. In deze processtap wordt het gas gecomprimeerd tot de benodigde transport- of procesdruk.

6. Uitwerking in model

Voor de kwantificering van de kosten voor de bio-SNG productie is er voor gekozen om het proces te modelleren aan de hand van de efficiency van de verschillende stappen. De efficiency van een vergassingsproces wordt veelal weergegeven aan de hand van de zogenaamde "Cold Gas Efficiency" (CGE). Vanuit de ervaring met de pilotinstallatie in Güssing, Oostenrijk, zijn de CGE-waarden van de verschillende processtappen bekend:

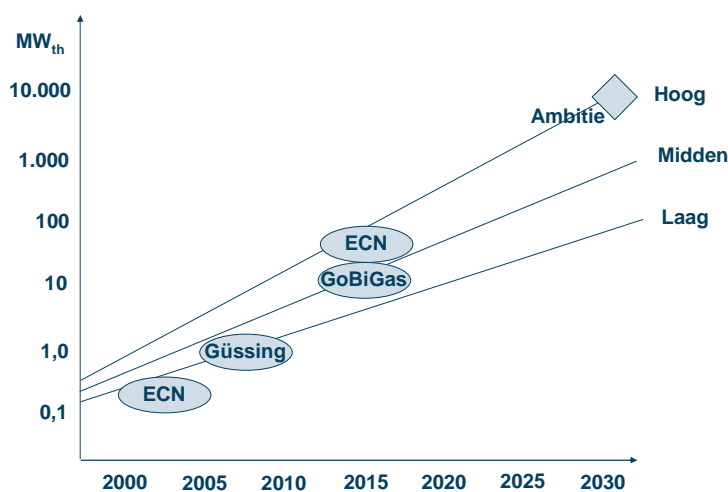
- 70-80% voor vergassing;
- 100% voor gasreiniging;
- 74-90% voor methanisering;
- 95-98% voor opwerking.

Tevens is bekend wat de chemische samenstelling is van het ruwe gas na de diverse processtappen. Met behulp van deze samenstellingen en de CGE-waarden is het mogelijk om op hoofdlijnen een massabalans op te stellen. Aan de hand van de massabalans is een inschatting gemaakt van de grote c.q. capaciteit van de verschillende installatieonderdelen, evenals het gebruik van grond- en hulpstoffen. In tabel 6 is een overzicht weergegeven van de gassenstellingen na de verschillende processtappen.

Tabel 6: Gassenstellingen in het vergassingproces [25]

Mol %	Vergassing	Gasreiniging	Methanisering	Opwerking
CH ₄	11,2%	11,2%	48,2%	96,0%
C ₂ H ₄	2,3%	2,3%	0%	0%
N ₂	0,5%	0,5%	0,8%	1,6%
CO ₂	19,3%	19,3%	44,7%	0,5%
CO	26,5%	26,5%	0,1%	0,3%
H ₂	40,1%	40,1%	6,2%	1,6%

Om de grootte c.q. capaciteit en gebruik van grond- en hulpstoffen te kunnen bepalen zijn een aantal scenario's ontwikkeld. In figuur 27 zijn de projecten weergegeven op basis van schaalgrootte en planning. Naast de lopende projecten van ECN en Güssing is tevens het project van GoBiGas weergegeven in figuur 27. GoBiGas in Göthenburg, Zweden heeft een installatie gepland van 20 MW_{output} op basis van dezelfde technologie als in Güssing. Volgens de huidige planning is deze in 2015 operationeel. Ook is de ambitie van de Nederlandse overheid op het gebied van Groen Gas in de figuur geprojecteerd. Aan de hand projecten en ambitie zijn de verschillende scenario's voor de ontwikkeling te onderkennen.



Figuur 27: Vooruitgang vergassingstechnologie in verschillende scenario's

Op basis van de vooruitgang in de vergassingstechnologie kunnen drie scenario's onderscheiden worden. Er is een hoog, midden en laag scenario gemaakt. In het hoge scenario wordt de Nederlandse ambitie gerealiseerd, terwijl in het lage scenario de huidige trend in de ontwikkelingen zich doorzet. Deze scenario's zijn dus afhankelijk van de ontwikkeling van de vergassingstechnologie en ambities in de komende jaren. In tabel 7 zijn - voor de drie scenario's- typische vermogens weergegeven van de vergassingstechnologie. In het lage scenario is gekozen voor een typische output van de vergassingstechnologie van 72 MW. Om in het lage scenario de totale hoeveelheid bio-SNG te kunnen produceren zijn er

dus 2 eenheden nodig. Bij de verdere groei van de vergassingstechnologie is rekening gehouden met de omvang van de vergassing technologie voor kolen. In analogie met het lage scenario betekent dat in het midden scenario er 3 eenheden nodig zijn van 240 MW_{output} en in hoge scenario 16 eenheden van 451 MW_{output}. In de modellering is gebruik gemaakt van deze typische eenheden om het verschil tussen de drie scenario's te kunnen vaststellen.

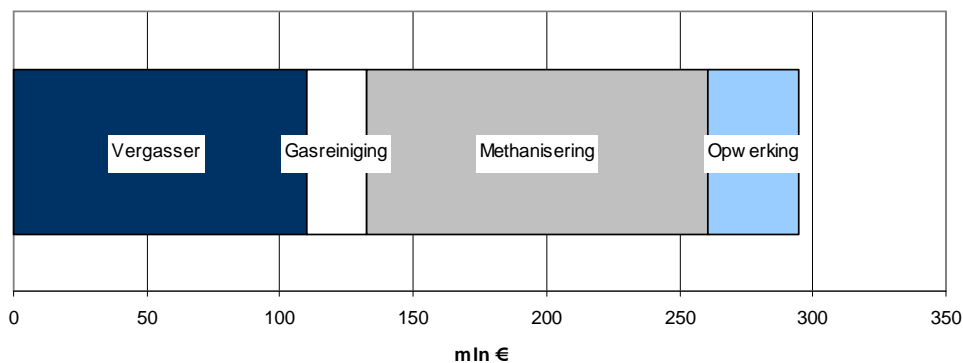
Tabel 7 Typische vermogens vergassingseenheden

Scenario	Vermogen MW _{th} *	Biomassa Mton/jr	Bio-SNG 10 ⁹ m ³ (n)/jr	Bio-SNG 10 ⁶ m ³ (n)/uur	Output vergasser MW _{output} **
Hoog	10.000	28	5,4	0,68	451
Midden	1.000	2,8	0,5	0,06	240
Laag	200	0,6	0,1	0,01	72

* 10 MJ/kg stookwaarde

** Output op basis van HHV

De meest kapitaal intensieve installatieonderdelen voor de bio-SNG productie zijn de vergassingsreactor en methanisatiereactor. Voor de bepaling van de investeringskosten is gebruik gemaakt van de beschikbare gegevens van het project in Güssing. Deze bedroegen € 8·10⁶, voor de vergassingsunit met een capaciteit van 8 MW_{th,input} aan biomassa [18]. Aan de hand van dezelfde schaalregels zijn ook de investeringskosten voor de methanisatiereactor bepaald. Overige hoofdininstallatieonderdelen zijn bepaald aan de hand van in de literatuur bekende investeringkosten [13,16]. Alle kosten zijn met behulp van de Marshall & Swift index herleid naar 2009. Opschaling van installatieonderdelen heeft plaats gevonden aan de hand van schaalregels gebaseerd op de exponentenmethode voor capaciteit ratio's. In figuur 28 zijn de investeringen weergegeven voor een bio-SNG productie met 240 MW_{output} op basis van bovengenoemde uitgangspunten.



Figuur 28: Investerings voor een bio-SNG productie-eenheid met 240 MW_{output}

Voor de bepaling van de operationele kosten is er onderscheid gemaakt in viertal kostenposten:

- Energie - Energie is veruit de grootste kostenpost. De kosten voor energie zijn voor het overgrote deel toe te wijzen aan het elektriciteitsverbruik van ondermeer diverse blowers en compressoren. De operationele kosten van blowers en compressoren zijn berekend aan de hand van de capaciteit van de installatie. Voor de overige elektriciteitsverbruikers is gebruik gemaakt van kengetallen afgeleid uit de literatuur [19];
- Hulpstoffen - Voor de bepaling van kosten is gebruik gemaakt van kengetallen die zijn afgeleid uit de literatuur [19,20]. Belangrijke hulpstoffen zijn bedmateriaal vergasser, koolzaadolie, actief kool, zinkoxide, calciumcarbonaat, katalysator, aminen en glycol;
- Personeel - Voor de personeelskosten is aangenomen, dat er gewerkt wordt in een ploegdienst met vijf ploegen. Iedere processtap (zie tabel 8) heeft tenminste één operator voor de bediening en voor de gehele installatie is er één operator als reserve beschikbaar. Dit houdt in, dat een ploeg uit tenminste vijf personen bestaat. Daarnaast is het aantal operators per processtap proportioneel met de omvang van de installatie;
- Onderhoud. Voor onderhoud is een vast percentage gehanteerd van de investeringskosten.

In tabel 8 zijn de gehanteerde modelparameters voor de operationele kosten samengevat.

Tabel 8: Modelparameters operationele kosten

Vergassingparameter	Waarde	Eenheid	Bron
Energiekosten	0,11 / 0,065*	€/kWh	Eurostat
Bed materiaal	0,20	€/kg	19
Koolzaadolie	0,90	€/kg	19
Actief kool	5,50	€/kg	19
Zinkoxide	10,00	€/kg	19
Calciumcarbonaat	0,05	€/kg	31

Katalysator	50,00	€/kg	31
Aminen	4,00	€/kg	31
Glycol	2,00	€/kg	31
Aantal personen per shift	5	Persoon/shift	32
Personeelkosten	60 / 20*	k€/jaar	32
Onderhoud	3%		-

* Respectievelijke waarde voor Nederland en Rusland

BIJLAGE C GASTRANSPORT

1. Europese gastransportleidingen

Aardgas wordt na winning over grote afstanden getransporteerd. Het grootste deel van dit transport vindt plaats door pijpleidingen; bijna 80% in 2002. Leidingen kunnen een verbinding vormen tussen twee vaste locaties of een netwerk vormen van onderling verbonden leidingen. Een aardgasleidingsysteem bestaat uit de leidingen, compressorstations, import/export stations en meet & regelstations. Diameters variëren van 25 tot 150 cm. Gastransport over grote afstanden vindt plaats onder hoge druk. Afhankelijk van het net kan deze druk tot 100 bar zijn. Om voor drukverlies, ten gevolge van wrijving van het gas met de leidingwand, te kunnen compenseren, wordt gebruik gemaakt van compressorstations. De compressoren worden veelal aangedreven door gasturbines of -motoren. Bij onderzeese leidingen wordt tot een initiële hogere druk gecompriëerd, omdat hier geen tussenliggende compressorstations mogelijk zijn. In figuur 29 zijn de hoofdleidingen van het Europese aardgasleidingsysteem weergegeven.

Door het bio-SNG in te voeden op het Europese aardgasleidingsysteem kan het dus over grote afstanden en naar een groot aantal gebieden worden getransporteerd. Alvorens het bio-SNG te kunnen invoeden, dient het te voldoen aan de kwaliteitscriteria zoals deze worden gesteld aan het aardgas. De kwaliteitscriteria zijn enerzijds gericht op het veilig en betrouwbaar kunnen transporteren en opslaan van aardgas en anderzijds ook op het veilig gebruik van aardgas in de zogenaamde eindgebruikertoepassingen.

Een belangrijk criterium is de Wobbe-index, dat een maat is voor de hoeveelheid energie en verbrandingseigenschappen van het gas. De Wobbe-index kan relatief eenvoudig worden aangepast al gelang de eisen door propaan of stikstof bij te mengen. Er zal echter ook kritisch gekeken moeten worden naar de andere eigenschappen die de verbrandingseigenschappen en de veiligheidsaspecten nadelig kunnen beïnvloeden. Algemeen kan worden gesteld dat bio-SNG zover kan worden opgewerkt, dat het kan voldoen aan de gespecificeerde eisen. Wanneer het bio-SNG dus voldoet aan deze kwaliteitscriteria kan het via de aardgasleidingen worden getransporteerd.



Figuur 29: Bestaande- en geplande gastransportleidingen in Europa (Bron: Eurogas)

Bio-SNG, dat in de Leningrad regio wordt geproduceerd, kan via pijpleidingen naar Nederland worden getransporteerd. Gastransport vanuit de Leningrad regio is mogelijk via twee grote routes voor gastransport naar West Europa die in de nabijheid liggen:

- Nord Stream $55 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($27 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ voor de eerste leiding, operationeel in 2011);
- Yamal (Jamal) $33 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ (sinds 2006 volledig operationeel).

De capaciteit van de routes is dermate groot en bovendien nog niet volledig benut, dat verwacht mag worden, dat een aanzienlijke hoeveelheid bio-SNG via deze routes kan worden getransporteerd. In figuur 30 zijn beide routes weergegeven.



Figuur 30: Routes van de Nord Stream- en Yamal gastransportleidingen

Het is niet noodzakelijk om het bio-SNG naar Nederland te transporteren. Het bio-SNG kan ook lokaal worden afgezet via het regionale en lokale aardgasnetwerk. De lokale afzetmarkt in en rond St. Petersburg wordt geschat op $10 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Wel is het noodzakelijk om een vervangende (gas)bron beschikbaar te hebben, om de levering van gas in Nederland te blijven verzorgen. Om de beoogde CO₂-emissiereductie ten gunste van Nederland te laten komen, zouden er cross border certificaten moeten worden uitgegeven.

2. L(S)NG transport

Naast dat aardgas via pijpleidingen wordt getransporteerd, wordt het ook veelvuldig met behulp van schepen getransporteerd. Indien aardgas met behulp van schepen wordt getransporteerd, gebeurt dit in de vloeibare vorm, ook wel aangeduid als LNG. "Liquid Natural Gas" (LNG) is (aard)gas dat tot -162°C is gekoeld, zodat het vloeibaar wordt. In vloeibare toestand heeft het gas een veel kleiner volume, zodat het over lange afstanden efficiënt getransporteerd kan worden zonder de aanwezigheid van een vaste infrastructuur. LNG wordt geproduceerd door middel van verschillende processtappen. Allereerst dient het gas vrij gemaakt te worden van ongewenste componenten, zoals CO₂, water en andere vervuilingen. De hogere koolwaterstoffen worden tijdens het liquefactieproces eveneens verwijderd. In het liquefactieproces wordt het gas in meerdere stappen gekoeld tot onder het condensatiepunt. De hogere koolwaterstoffen zullen eerder condenseren en worden verwijderd in het proces. Meestal wordt de ethaanfractie later toegevoegd aan de methaanfractie. Mogelijke bijproducten zijn LPG en benzine, de zwaardere fracties in aardgas. De koelers kunnen verschillende koelmiddelen en trappen hebben, afhankelijk van de procesparameters.

LNG wordt opgeslagen in grote opslagtanks (figuur 31) die zijn gemaakt van beton met een 9% nikkel staal coating aan de binnenzijde dan wel in een dubbelwandige tank met stalen buitenwand een binnenwand van nikkel staal en daartussen isolatiemateriaal. Het "boil-off"

gas van de tanks wordt als brandstof voor het liquefactieproces gebruikt of opnieuw geliquificeerd. Vanuit de opslag worden de LNG tankers voor zeetransport met een pomp gevuld. Op de schepen wordt het "boil-off" gas uit de LNG opslagtanks gebruikt als brandstof voor het schip. Op de plaats van bestemming wordt de LNG wederom opgeslagen in tanks, waarna er bij vraag naar gas de regasificatie uitgevoerd wordt. Door middel van (zee)water wordt de LNG verwarmd en -na een kwaliteitscontrole en eventuele menging- geïnjecteerd in het gastransportnetwerk.



Figuur 31: LNG tankers bij een terminal (Bron: <http://www.cbc.ca>)

Productie van LNG is vooral in trek bij afgelegen gasvelden, waar geen lokale markt voor het gas is. Daarnaast dient het gasveld of cluster van velden voldoende gas te bevatten om economische schaalvoordelen te bereiken. Het in Rusland geproduceerde gas wordt voor het overgrote deel via pijpleidingen getransporteerd naar de eigen afzetmarkt en Europa. Meer recent zijn er ook in Rusland ontwikkelingen op het gebied van LNG. Zo wordt er gewerkt aan het Sakhalin project, wat binnen afzienbare tijd LNG moet gaan leveren aan Japan. Ook de gasvelden in de Barentszee zijn kandidaat om als LNG te worden getransporteerd. In Rusland wordt geen LNG geïmporteerd.

In Canada zijn eveneens in de afgelopen jaren diverse plannen en projecten opgezet om LNG zowel te importeren als te exporteren. Er zijn negen LNG regasificatie terminals gepland in Canada, waarvan voor zover bekend er één daadwerkelijk wordt gebouwd.

- WestPac Terminals (Texada Island, British Columbia);
- Enbridge, Gaz Métro, and Gaz de France (Beaumont, Québec – Rabaska project);
- TransCanada and Petro-Canada (Gros Cacouna, Québec – Cacouna Energy project);
- Énergie Grande-Anse (Saguenay, Québec – Projet Grande-Anse);
- Irving Oil Limited and Repsol YPF (Saint John, New Brunswick – Canaport LNG project);
- Maple LNG/Keltic Petrochemicals (Goldboro, Nova Scotia);
- Newfoundland LNG (Grassy Point, Newfoundland & Labrador).

Daarnaast zijn er twee export LNG terminals gepland, namelijk Kitimat LNG export terminal en Teekay Corporation & Merrill Lynch Commodities Inc. Gelet op de meest recente ontwikkelingen in de Noord-Amerikaanse gasmarkt door de nieuwe gasvoorraden, zou de export wellicht meer aandacht kunnen krijgen.

3. Uitwerking in model

Voor de bepaling van de kosten voor gastransport via pijpleidingen wordt er vanuit gegaan, dat er gebruik kan worden gemaakt van het bestaan netwerk. Dit houdt in dat de compressor van de bio-SNG installatie de vereiste druk moet kunnen leveren om het bio-SNG te kunnen injecteren in het netwerk. De kosten hiervoor zijn bij de bio-SNG productie meegenomen. Vervolgens zal er een entry- en exit tarief moeten worden betaald om het bio-SNG te mogen transporteren. Het te transporteren gas zal via meerdere netwerkoperators gaan, die hun netwerk mogelijk ook nog eens in meerdere zones hebben opgedeeld. Het aantal zones is bepaald aan de hand van de geschatte transportafstand tussen Vyborg (Rusland) en Nederland. Voor het model is geschat dat het bio-SNG via zes zones (netwerken) zal worden getransporteerd met een gemiddeld entry/exit tarief van 45 €/m³/h/jr [21].

Voor de LSNG, (Liquefied Synthetic Natural Gas) is er vanuit gegaan dat er een specifieke unit moet worden gebouwd om het bio-SNG vloeibaar te maken. Op deze wijze is de aansluiting tussen de bio-SNG productie en de liquefactie installatie gewaarborgd. De andere onderdelen zoals LNG-tankers en regasificatie terminals, worden verondersteld beschikbaar te zijn, zodat deze diensten kunnen worden ingekocht. Voor de regasificatie terminal is uitgegaan van de algemeen bekende tarieven, die in de orde van grote liggen van 0,35 €/GJ. Voor de LNG schepen is een zelfde benadering gehanteerd als voor schepen met biomassa. De schepen worden per dag gehuurd met hierin inbegrepen alle kosten als personeel, brandstof en havengelden.

Voor de bepaling van de kosten van de liquefactie-installatie is de unit opgedeeld in drie grote installatieonderdelen, namelijk de liquefactie, opslag en de marinefaciliteiten. Doordat ondermeer water en zwavelcomponenten reeds bij de bio-SNG productie vergaand verwijderd, kunnen deze reinigungsstappen achterwege worden gelaten. Wel zal het restant aan CO₂ uit het bio-SNG moeten worden verwijderd. De liquefactie-eenheid kan daardoor eenvoudiger van opzet zijn. De kosten voor een liquefactie-eenheid zijn geraamd aan de hand van gegevens uit de literatuur voor kleinschalige LNG installaties [22, 23].

De kosten voor de opslag en marinefaciliteiten zijn eveneens afgeschat aan de hand van gegevens uit de literatuur [23, 24]. Een belangrijke aanname hierbij is, dat een LNG schip een capaciteit heeft van 75.000 m³. Deze capaciteit is dusdanig gekozen, dat deze nog valt binnen de huidige capaciteit van commerciële schepen. Het gevolg is wel, dat -zeker bij kleinere productie eenheden voor bio-SNG en de daaraan gekoppelde liquefactie-eenheid - een verhoudingsgewijs grote opslagtank en marinefaciliteiten moet worden geplaatst om toch de LNG schepen te kunnen accommoderen.

Voor de bepaling van de operationele kosten van de liquifactie-installatie is onderscheid gemaakt in een drietal kostenposten. De kostenposten zijn energie, personeel en onderhoud. De grootste energieverbruiker is naar verwachting de compressor die de koelcyclus aandrijft. Aan de hand van het benodigde koelvermogen is het vermogen van de compressor bepaald. De personeel- en onderhoudskosten zijn wederom op dezelfde wijze bepaald als bij de biomassavoorbewerking en bio-SNG productie. In tabel 9 is een samenvatting geven van modelparameters voor de operationele kosten.

Tabel 9: Modelparameters operationele kosten LSNG

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Huur schip	50.000	€/dag	-
Energiekosten	0,11 / 0,065	€/kWh	Eurostat
Personeelkosten	60 / 20	k€/jaar	25
Onderhoud	3%		-

BIJLAGE D EMISSIES

1. Methode emissieberekeningen

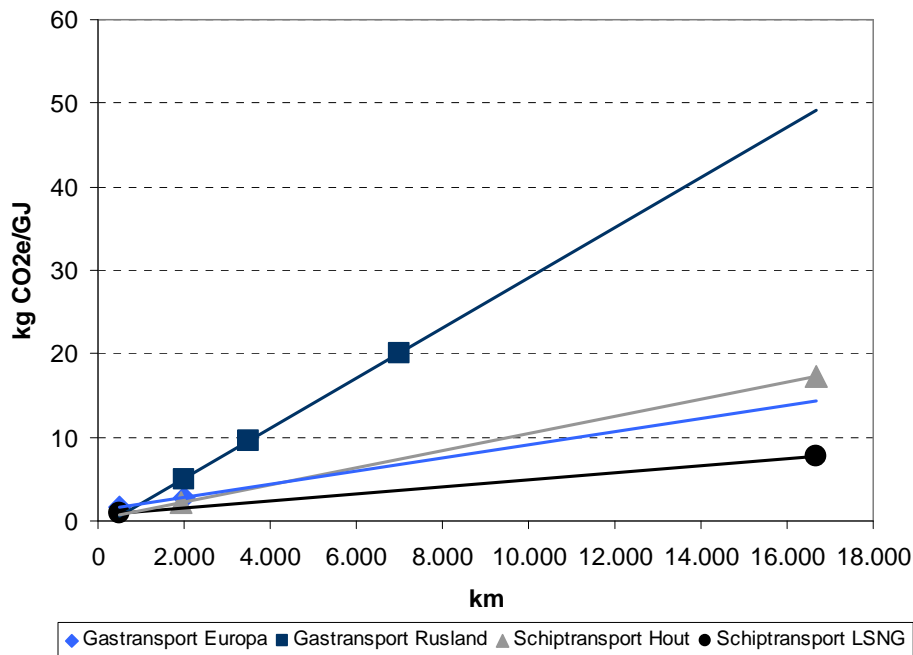
De evaluatie van de duurzaamheid over de keten is op basis van de processtappen uit het economische model uitgevoerd. De keten is per processtap geëvalueerd op basis van de emissiefactoren uit tabel 10. In deze evaluatie zijn alleen de emissiefactoren voor kooldioxide en methaan meegenomen. De emissies voor de bio-SNG productie zijn bepaald aan de hand van het elektriciteitsverbruik en de emissiefactor voor elektriciteit in het desbetreffende land.

Tabel 10 Emissiefactoren deelprocessen omzetting opties

Emissiefactor	Waarde	Eenheid	Aannames	Bron
Algemeen				
CO ₂ equivalenten CH ₄ emissie	23	CO ₂ -eq.	Op massa basis	26
Aardgas	56.7	kg CO ₂ /GJ	Groningen gas (HHV=31.57)	27
Elektriciteit Rusland	0.323	ton CO ₂ /MWh	2007	26
Elektriciteit Canada	0.205	ton CO ₂ /MWh	2007	26
Elektriciteit Nederland	0.405	ton CO ₂ /MWh	2007	26
Diesel	74.1	kg CO ₂ /GJ	3209 kg CO ₂ /ton, 2712 kg CO ₂ /l	28
Benzine	69.3	kg CO ₂ /GJ	3105 kg CO ₂ /ton, 2344 kg CO ₂ /l	28
Gastransport				
Gastransport	3	kg CO ₂ e/GJ		29
LNG productie en transport				
LNG transport	8	g/ton*km		30
LNG productie	6.51	kg CO ₂ /GJ		31
Biomassaproductie en -transport				
Oogst van het hout	29.58	kg CO ₂ /ton pellets		32
Oogst van het hout	24.3	g CH ₄ /ton pellets		32
Lokaal transport biomassa, vrachtwagen	4.675	kg CO ₂ /ton pellets		32
Lokaal transport biomassa, vrachtwagen	0.39	g CH ₄ /ton pellets		32
Pelletiseren, energie verbruik	193	kg CO ₂ /ton pellets	Aardgas brandstof voor het proces	32
Pelletiseren, energie verbruik	924	kg CH ₄ /ton pellets	Aardgas brandstof voor het proces	32
Oceaan schepen voor biomassatransport	7	g/ton*km		
Oceaan schepen voor biomassatransport	23	kg CO ₂ /ton pellets		
Bio-SNG productie				
Bio-SNG productie			Zie emissiefactoren voor elektriciteit	

Een belangrijke reden voor de keuze voor bio-SNG productie in Nederland of in het land van herkomst van de biomassa heeft te maken met de impact van de verschillende

transportmogelijkheden op de CO₂-emissies van de keten. In figuur 32 is een vergelijking gemaakt tussen de verschillende transportopties op basis van de emissiefactoren uitgedrukt CO₂-equivalenten per energie-eenheid GJ.



Figuur 32: CO₂-emissies van de transportopties [29, 30, 33]

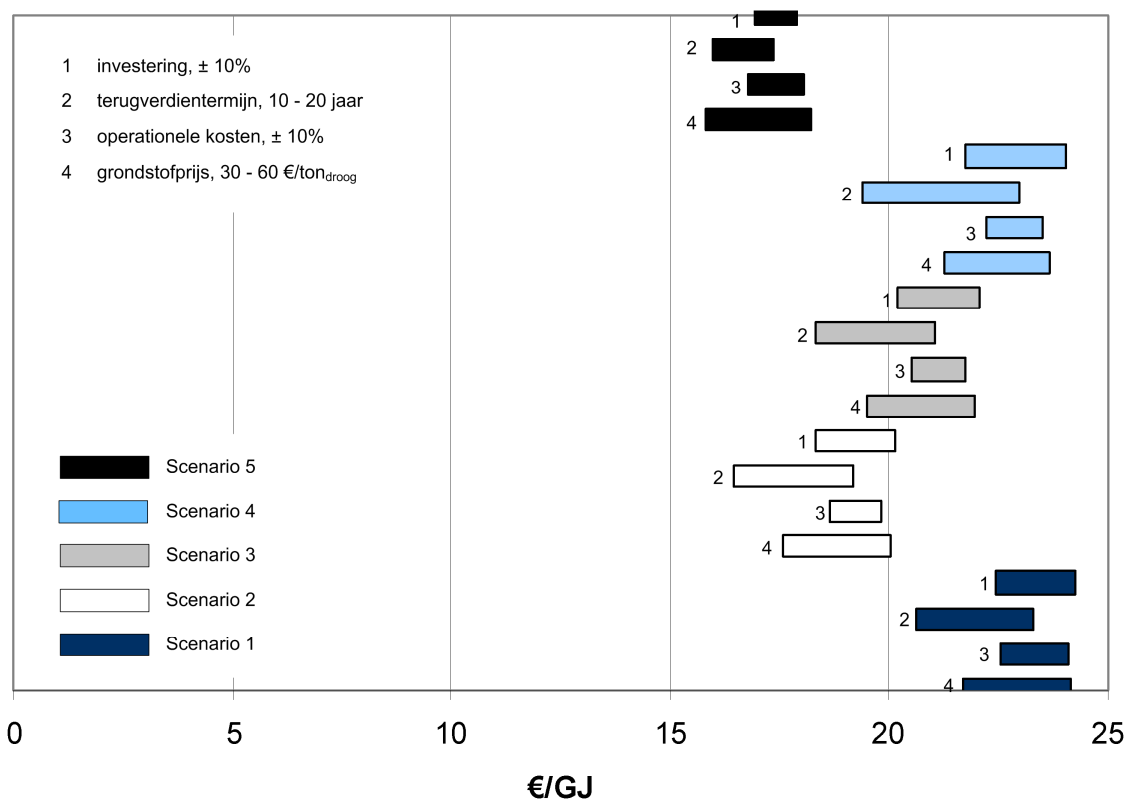
Uit de figuur is af te leiden dat het gastransport via het aardgasnetwerk in Rusland de grootste impact heeft. Zeker bij grotere afstanden is er een duidelijk significant verschil zichtbaar ten opzichte van de andere opties. De hogere emissies worden vooral veroorzaakt door grote hoeveelheden methaan, die vrijkomen bij het gastransport. Indien de emissiefactoren van gastransport via het West-Europese aardgasnetwerk worden vergeleken met transport via schepen, dan komen de emissiefactoren dicht bij elkaar te liggen. Vanuit de literatuur is bekend dat LSNG qua transport de geringste impact heeft. Dit is echter exclusief vloeibaar maken.

BIJLAGE E GEVOELIGHEIDSANALYSE

Op basis van de 5 transport-omzettingopties zoals uitgewerkt in hoofdstuk drie is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Voor iedere scenario zijn viertal kostencomponenten dan wel financiële parameters gevarieerd, te weten:

1. investering, $\pm 10\%$;
2. terugverdientermijn, 10 – 20 jaar;
3. operationele kosten, $\pm 10\%$;
4. grondstofprijs, 30 – 60 €/ton_{droog}

De resultaten staan weergegeven in figuur 33.



Figuur 33: Gevoeligheidsanalyse (biomassa Rusland, midden scenario vergassing)