

Hergebruik van LNG-infrastructuur in Nederland

TNO 2025 R10437_V1 – 13 Maart 2025

Hergebruik van LNG- infrastructuur in Nederland

Auteurs	T. Speelman R. de Kler L. J. Buijs
Rubricering rapport	TNO Intern
Titel	TNO Intern
Rapporttekst	TNO Intern
Aantal pagina's	53 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	0
Opdrachtgever	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Projectnaam	LNG import terminal conversion to H2
Projectnummer	060.62420

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2025 TNO

Samenvatting

De import van LNG (Liquefied Natural Gas, vloeibaar aardgas) uit het buitenland, speelt een steeds belangrijkere rol in de energievoorziening van Nederland. De komende jaren zal de LNG-infrastructuur essentieel zijn voor het waarborgen van gasleveringszekerheid. Er bestaan daarnaast initiatieven om de LNG-importcapaciteit in Nederland verder uit te breiden.

In een energie- en grondstoffentransitie brengt dit de vraag met zich mee of (de aanleg van) alle hiervoor benodigde infrastructuur voor de import van LNG, een fossiele brandstof, niet een fossiele 'lock-in' kan creëren en in de toekomst kan leiden tot "stranded assets". Een mogelijke oplossing is (deels) de LNG-import infrastructuur in de toekomst in te zetten voor de import van waterstof(dragers), zoals vloeibare waterstof (LH₂), ammoniak, methanol of synthetische methaan.

Om hier inzicht in te verkrijgen heeft TNO in opdracht van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei de bestaande LNG-infrastructuur in Nederland geanalyseerd en vanuit technisch oogpunt bekeken hoe de infrastructuur kan worden ingezet voor de import (opslag en verwerking) van de waterstof(dragers): ammoniak, vloeibare waterstof, methanol en synthetisch methaan. Voor de herbestemming van bestaande of nieuwe LNG-terminals zijn modificaties benodigd die zijn samengevat in Tabel 1.

Synthetisch LNG of bioLNG kan zonder aanpassingen worden geïmporteerd met de huidige LNG-terminals. Derhalve is de inzet van de huidige LNG-infrastructuur voor het importeren van synthetisch LNG of bioLNG vanuit technisch perspectief het meest logisch. Gate terminal is reeds gecertificeerd voor de import van bioLNG [1]. Over het algemeen worden de kosten van het produceren en transporteren van synthetisch LNG hoger ingeschat dan vloeibaar waterstof, methanol of ammoniak [2]. Aspecten zoals de beschikbaarheid van biogas en eventuele kostenvoordelen door hergebruik van infrastructuur in de waardeketen van synthetisch methaan vallen buiten de reikwijdte van deze studie. Voor synthetisch LNG zijn geen aanpassingen aan de LNG-infrastructuur nodig. Daarom is synthetisch LNG niet in Tabel 1 opgenomen.

Indien de import van synthetisch LNG of bioLNG niet mogelijk is, dan ligt de herbestemming naar ammoniak of vloeibaar waterstof het meest voor de hand. Beide waterstofdragers hebben namelijk net als LNG een cryogene terminal⁷ nodig om te importeren. In Nederland is de Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen 12 (PGS-12) van toepassing op de opslag en verlading van ammoniak. De PGS-12 schrijft een aantal maatregelen voor die ervoor zorgen dat materialen die doorgaans worden toegepast in het duurste component van de terminal, de opslagtank, niet geschikt zijn voor ammoniak. De opslag van vloeibaar waterstof vergt extremere condities dan LNG. Indien de terminal hier op voorhand niet voor ontworpen is, valt de benodigde temperatuur buiten de ontwerpcondities van de verschillende componenten. Er zijn dan significante aanpassingen nodig aan de terminal bij herbestemming voor vloeibaar waterstof. Daarnaast zijn de verschillende terminal

⁷ Cryogene terminals zijn faciliteiten die zijn ontworpen voor het hanteren, opslaan en transporteren van cryogene stoffen bij zeer lage temperaturen. Doorgaans ligt dit punt bij -153 °C om het te onderscheiden van conventionele koeling.

componenten voor vloeibaar waterstof op dit moment niet beschikbaar op de schaalgrootte van LNG, met name de opslagtank.

Tabel 1. Samenvatting van de aanpassingen benodigd bij de herbestemming van LNG-terminals voor ammoniak, vloeibare waterstof of methanol aan de verschillende terminal componenten. Synthetisch methaan is niet meegenomen in dit overzicht omdat er geen aanpassingen benodigd zijn.

Terminal component		Ammoniak		Vloeibaar waterstof		Methanol
Opslagtanks	●	Significante modificaties benodigd om te voldoen aan PGS-12. Inzet van materialen LNG-tanks (nog) niet aangetoond.	●	Significante modificaties benodigd. Inzet materialen LNG-tanks niet aangetoond. Huidige technologie onvoldoende op schaal beschikbaar.	○	Geen modificatie benodigd. Een conventionele tank is echter economisch voordeliger. Dit maakt het hergebruik van de tank voor methanol onwaarschijnlijk.
BOG-systeem	●	Modificaties benodigd	●	Significante modificaties benodigd. Huidige stand van technologie is onvoldoende	●	Niet van toepassing. Vervangen door dampterugwinnings-systeem/ dampverwerking-systeem
Pompen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen of verwijderen
Leidingwerk	●	Mogelijk inzetbaar onder voorwaarden PGS-12. Supports en bruggen verzwaren.	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Geen modificaties benodigd. Supports en bruggen verzwaren.
Steiger	●	Geen modificaties benodigd	●	Geen modificaties benodigd	●	Geen modificaties benodigd
Laadarmen	●	Onder voorwaarden inzetbaar	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Geen modificaties benodigd
Verdamper	●	Mogelijk inzetbaar bij modificatie	●	Mogelijk inzetbaar indien materialen bestand zijn voor lagere temperaturen, anders significante modificaties of vervangen.	●	Niet benodigd
Meet- en regeltechniek	●	Modificaties benodigd	●	Modificaties benodigd	●	Modificaties benodigd

● Inzetbaar, ● modificaties benodigd, ● significante modificaties of vervangen, ○ inzetbaar maar economisch onwaarschijnlijk, ● niet van toepassing.

Methanol kan en wordt reeds geïmporteerd in conventionele terminals. Herbestemming van een cryogene LNG-terminal voor methanol betekent het ombouwen van cryogene terminal naar een conventionele terminal. Dit levert het minste hergebruik van de terminal op en dient alleen overwogen te worden als er verder geen cryogene of gekoelde stoffen worden geïmporteerd.

Al met al kan worden geconcludeerd dat geen van de drie alternatieven in Tabel 1 als een meest geschikt alternatief naar voren komt aangaande hergebruik van LNG-infrastructuur.

Naast de benodigde technische aanpassingen zijn de nationale juridische eisen om bestaande projecten en nieuwe initiatieven voor LNG-importterminals in de toekomst te kunnen inzetten voor waterstofdragers geïnventariseerd. Op dit moment hebben alle terminals een ontheffing voor gereguleerde tarieven. Toekomstige nieuwe terminals of significante uitbreiding van bestaande infrastructuur komt, door de uitwerking van het Decarbonisatiepakket van de EU, alleen nog maar in aanmerking voor een ontheffing als de investering geen negatieve impact heeft op het koolstofvrij maken van de EU. Bij herbestemming van een LNG-terminal naar een 'waterstofterminal' zal het regulerend kader verschuiven van gereguleerde derdentoegang naar het minder stringente onderhandelde derdentoegang.

Bij de herbestemming van LNG-terminals is het raadzaam om te kiezen voor een duidelijke focus op óf vloeibaar waterstof óf ammoniak, aangezien een ontwerp dat beide stoffen kan verwerken te complex en economisch inefficiënt is.

- Vloeibaar waterstof:
Herbestemming naar vloeibaar waterstof vereist terminals met hoge isolatie-eisen en een ontwerp dat bestand is tegen extreme cryogene temperaturen ($\sim -253^{\circ}\text{C}$). Dit resulteert vaak in een overgedimensioneerde infrastructuur, zowel qua ontwerpcondities als qua isolatie, in vergelijking met wat strikt noodzakelijk zou zijn voor LNG.
- Ammoniak:
Bij ammoniak ligt de nadruk op het verzaamd uitvoeren van het ontwerp van civiele constructies en materiaal specificaties in verband met spanningscorrosie. Civiele constructies (zoals fundering, betonnen buitenwanden en pijpbruggen) dienen verzaamd te worden vanwege de grotere dichtheid van ammoniak ten opzichte van LNG, en dus hoger gewicht. Daarnaast zullen technische richtlijnen voorgeschreven in de PGS-12 in de praktijk resulteren in een maximaal volume van 60 kton ammoniak (ongeveer 90.000 m^3). Een LNG-terminal met tanks van dit volume kan door het missen van schaalvoordelen in het ontwerp, economische nadelen ondervinden omdat het opslagvolume per tank relatief klein is in vergelijking met LNG (200.000 m^3).

Bij nieuwe LNG-terminals kunnen no-regret opties worden overwogen, waarbij deels beperkte pre-investeringen worden gedaan om de terminal later relatief eenvoudig te herbestemmen voor waterstof of ammoniak. Dergelijke maatregelen zijn:

- Het ontwerpen van opslag- en overslagfaciliteiten met extra ruimte voor toekomstige aanpassingen zoals het plaatsen van een ammoniak kraker.
- Het gebruik van materialen en technieken die zowel voor LNG als voor waterstof of ammoniak geschikt zijn.
- Leidingwerk en pompsystemen dusdanig ontwerpen zodat deze in de toekomst gemakkelijk kunnen worden vervangen of gemodificeerd.

De transitie van LNG-terminals naar een duurzame functie zal technische en economische uitdagingen met zich meebrengen. De keuze tussen waterstof en ammoniak als nieuwe core business vereist een zorgvuldige afweging van ontwerpvereisten, economische haalbaarheid en lange-termijn klimaatdoelstellingen. Door vooruit te plannen met no-regret maatregelen, kunnen terminals toekomstbestendig(er) worden gemaakt zonder grote desinvesteringen in een later stadium.

Het doel van de gestelde voorwaarden, voor LNG-terminals, zou moeten zijn om minimale aanpassingen aan de terminal te realiseren, terwijl de impact op de omgeving equivalent blijft. Aandachtspunten zijn hierbij:

- Funderingen en andere civiele constructies zoals pijpbruggen dienen te zijn ontworpen op belasting gebaseerd op ammoniak.
- De materiaalkeuze en ontwerpcondities zijn, daar waar mogelijk, compatibel met zowel LNG als ammoniak of waterstof.
- In de lay-out en vergunning dient rekening gehouden te worden met het toegenomen risico van waterstof of ammoniak. Het naakte (niet-gemitigeerde) brandrisico neemt toe vanwege het toenemende explosiegevaar bij waterstof of toxiciteit bij ammoniak.
- In de lay-out en vergunning dient rekening gehouden te worden met eventuele additionele activiteiten.

Op dit moment is er geen beschikbaar ontwerp voor een opslagtank die zowel voor ammoniak als LNG voldoet aan de vergunningseisen. Voor vloeibaar waterstof zijn er momenteel geen 'flat-bottom tanks' commercieel beschikbaar op de schaalgrootte die bij LNG-terminals wordt toegepast. Dit benadrukt de noodzaak om bij nieuwe terminals vroegtijdig keuzes te maken en een duidelijke focus te leggen op één specifieke toepassing, zoals ammoniak of waterstof, om ontwerp- en vergunningscomplexiteit te beperken.

Bij bestaande terminals is er geen rekening gehouden met herbestemming, wat de benodigde modificaties uitgebreider en complexer maakt. Daarbij biedt synthetisch methaan of biogas een oplossing, mits deze voldoen aan duurzaamheidscriteria zoals in de RED-regelgeving is opgenomen. Bij nieuwe terminals (of significante uitbreidingen van bestaande terminals) biedt EU-richtlijn 2024/1789 een handvat om middels ontheffing herbestemming op termijn af te dwingen.

Bij nieuwbouw kan er beter rekening gehouden worden met overeenkomende materialen en ontwerpcondities tussen LNG en ammoniak of vloeibaar waterstof. Om bij nieuwbouw herbestemming naar ammoniak te faciliteren, zal meer aandacht moeten worden gegeven aan het ontwikkelen van een (vergunbaar) tanktype dat geschikt is voor beide stoffen, met name het materiaal. Om bij nieuwbouw herbestemming naar vloeibaar waterstof te faciliteren, zal meer aandacht moeten worden gegeven aan het tankontwerp opschalen naar de schaalgrootte van LNG. Indien voor ammoniak en vloeibaar waterstof het ontwerp beter bekend is, kan de economische haalbaarheid beter worden ingeschat. Voor methanol ligt het importeren middels conventionele terminals meer voor de hand.

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
1 Inleiding	8
1.1 Achtergrond van het rapport	8
1.2 Doel van het rapport	9
1.3 Structuur van het rapport	9
2 LNG en alternatieve energiedragers	10
2.1 LNG	10
2.2 Waterstof	10
2.3 Ammoniak	11
2.4 Methanol	11
2.5 Synthetisch methaan	12
2.6 Fysische eigenschappen	12
3 Bestaande LNG-importinfrastructuur	13
3.1 Generieke beschrijving LNG-terminal	13
3.2 Beschrijving van de Gate terminal	14
3.3 Beschrijving van de EemsEnergyTerminal	20
3.4 Beschrijving van de Peakshaver	23
4 Technische en wettelijke voorwaarden	25
4.1 Omgevingswet	25
4.2 Gaswet	26
4.3 Technische randvoorwaarden	29
4.4 Specifieke richtlijnen voor LNG	29
4.5 Specifieke richtlijnen voor ammoniak	30
4.6 Specifieke richtlijnen voor vloeibare waterstof	31
5 Benodigde aanpassingen aan LNG-terminals	32
5.1 Opslagtank	32
5.2 BOG-systeem	34
5.3 Pompen en leidingwerk	35
5.4 Steiger en laadarmen	35
5.5 Verdampers	36
5.6 Meet- en regeltechniek	37
5.7 Samenvatting	38
5.8 Kosten	38
6 Benodigde aanpassingen aan bestaande LNG-infrastructuur	41
6.1 Aanpassingen benodigd aan de Gate terminal	41
6.2 Aanpassingen benodigd aan de EemsEnergyTerminal	45
6.3 Aanpassingen benodigd aan de Peakshaver	45
7 Voorwaarden herbestemming van LNG-terminals	46
7.1 Voorwaarden voor LNG-terminals in het buitenland	46
7.2 Mogelijke voorwaarden voor LNG-terminals in Nederland	47
8 Verwijzingen	49
Ondertekening	52

1 Inleiding

1.1 Achtergrond van het rapport

Sinds de oorlog tussen Oekraïne en Rusland is het energielandschap in Europa compleet veranderd. Om de verminderde inkomende gasstroom uit Rusland te compenseren, hebben de Europese lidstaten veel maatregelen ingezet om energie te besparen, hernieuwbare energie te stimuleren, de gasopslagen op tijd gevuld te krijgen voor de winter, een gezamenlijk inkoopplatform van gas in EU-verband op te zetten, en de importcapaciteit voor vloeibaar aardgas (LNG) uit te breiden. De import van LNG speelt een belangrijke rol bij het vervangen van gas uit Rusland.

De importcapaciteit van LNG in Nederland is in 2022 verdubbeld van 12 miljard m³ naar 24 miljard m³ per jaar. Hiervoor is een nieuwe drijvende terminal in de Eemshaven aangelegd, de EET terminal (+8 miljard m³), en meer optimale benutting van de bestaande Gate-terminal in Rotterdam (+4 miljard m³). Gate terminal wordt met ingang van september 2026 uitgebreid met een vierde tank met een capaciteit van 4 miljard m³ per jaar. De terminals in de Eemshaven en Rotterdam worden stapsgewijs verder uitgebreid tot een totale capaciteit van maximaal 30 miljard m³ in 2026.

De komende jaren zal deze infrastructuur essentieel zijn voor het waarborgen van gasleveringszekerheid. Er bestaan daarnaast initiatieven om de LNG-importcapaciteit in Nederland verder uit te breiden.

Dit brengt de vraag met zich mee of de aanleg van alle hiervoor genoemde infrastructuur voor de import van LNG, een fossiele brandstof, mogelijk een fossiele lock-in kan creëren en in de toekomst kan leiden tot “stranded assets”. Een mogelijke oplossing is (deels) de LNG-import infrastructuur in de toekomst in te zetten voor de import van waterstof(dragers), zoals vloeibare waterstof (LH₂), ammoniak, methanol of synthetische methaan. De term “waterstof ready importterminals” wordt vaak gebruikt in deze context.

Maar het is nog onduidelijk wat de kosten, technische en juridische vereisten zijn voor het ombouwen van LNG-terminals voor waterstof(dragers) in Nederland. De fysische eigenschappen van de verschillende dragers brengen hun eigen technische uitdagingen met zich mee. Uit recente studies in het buitenland blijkt dat bestaande LNG-infrastructuur mogelijk kan worden hergebruikt voor de import van waterstof(dragers), voornamelijk van ammoniak met relatieve kleine aanpassingen, maar bestaande infrastructuur moet individueel worden beoordeeld om te bepalen of deze geschikt is voor hergebruik en welke aanpassingen nodig zijn [3].

In de visie van het kabinet kunnen alle typen waterstofdragers op een verantwoorde manier bijdragen aan de energie- en grondstoffentransitie. In de overstap op volledig hernieuwbare ketens ziet het kabinet op korte en middellange termijn vooral een rol voor vloeibare waterstof en LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carriers) [4]. Daarin leent vloeibare waterstof zich vooral voor centrale conversie en distributie op kleinere schaal (zoals mobiliteit) en LOHCs voor grootschaliger doorvoer [4]. Daarnaast wordt gesteld dat op basis van onderzoek blijkt dat synthetisch methaan en hernieuwbare methanol belangrijke maatschappelijke voordelen hebben ten opzichte van andere waterstofdragers. Echter

vragen deze stoffen wel een verdere ontwikkeling van de duurzame koolstofketen. Voor ammoniak ziet het kabinet een rol bij het opbouwen van een mondiale markt voor waterstof. Maar vanwege de toxiciteit van ammoniak geeft het kabinet de voorkeur aan eindgebruik of conversie in de zeehavens zo ver mogelijk van bewoond gebied [4]. Daarbij is doorvoer toegestaan, mits veilig, en bij voorkeur vindt transport plaats middels geconcentreerde stromen via buisleiding of binnenvaart [4].

1.2 Doel van het rapport

In dit rapport wordt de bestaande LNG-infrastructuur in Nederland uiteengezet, alsmede hoe de infrastructuur kan worden ingezet voor de import (opslag en verwerking) van waterstof(dragers). De waterstofdragers die in dit rapport worden behandeld zijn vloeibare waterstof, ammoniak, methanol en synthetisch methaan. Daarnaast worden de technische en juridische eisen om bestaande projecten en nieuwe initiatieven voor LNG-importterminals in de toekomst te kunnen inzetten voor waterstofdragers geïnventariseerd. Deze studie is uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei.

1.3 Structuur van het rapport

Dit rapport bestaat uit zeven hoofdstukken. In hoofdstuk 2 worden de stofeigenschappen van LNG en alternatieve energiedragers geïntroduceerd. Hoofdstuk 3 bespreekt de bestaande Nederlandse infrastructuur op component-niveau. In hoofdstuk 4 wordt ingegaan op de technische en wettelijke voorwaarden van toepassing op LNG en waterstof(derivaten). De benodigde aanpassingen aan LNG-terminals bij herbestemming worden aangegeven in hoofdstuk 5. Hoofdstuk 6 geeft een overzicht van de specifieke aanpassingen die benodigd zijn aan de bestaande LNG-infrastructuur bij herbestemming voor waterstof(derivaten). In hoofdstuk 7 worden de voorwaarden die in het buitenland gesteld worden bij nieuwbouw of uitbreiding van LNG-terminals behandeld, alsmede welke voorwaarden mogelijk gesteld kunnen worden in Nederland.

2 LNG en alternatieve energiedragers

Dit hoofdstuk bevat een inleidend overzicht van de eigenschappen van de energiedragers die in dit rapport besproken worden. De waterstof(dragers) die in dit rapport worden besproken zijn vloeibare waterstof, ammoniak, methanol en synthetisch methaan. Biogas wordt niet behandeld in dit rapport omdat er al reeds LNG-terminals gecertificeerd zijn voor het importeren van bioLNG.

2.1 LNG

LNG (liquefied natural gas) is aardgas dat onder cryogene condities vloeibaar wordt gehouden bij een temperatuur van -162°C en onder atmosferische druk. In vloeibare toestand neemt de dichtheid van aardgas toe en is het eenvoudiger om te transporteren over langere afstanden per schip. Cryogene export terminals zijn nodig om aardgas vloeibaar te maken, middels cryogene koeling.

2.2 Waterstof

Waterstof kan zowel onder druk als in vloeibare vorm worden getransporteerd. Vloeibaar waterstof vereist een lage temperatuur (-253°C) onder atmosferische druk en kan in relatief grote tanks worden vervoerd. Gecomprimeerd waterstof wordt in individuele, relatief kleine, cilinders (tubes) vervoerd onder hoge druk (doorgaans 350 tot 700 bar). De behaalde energiedichtheid ($2.8 - 4.6 \text{ GJ/m}^3$) ligt lager dan dat van vloeibaar waterstof (8.5 GJ/m^3). Het vervloeingsproces voor vloeibaar waterstof is een energie-intensief proces ($8-12 \text{ kWh}_e/\text{kg}$ [5]). De technologie om waterstof te condenseren, transporteren en op te slaan wordt commercieel toegepast maar op een schaal die significant kleiner is dan LNG. De Suiso Frontier (Figuur 1) is momenteel de enige vloeibaar waterstof tanker ter wereld, ontwikkeld door Kawasaki Heavy Industries voor het transport van vloeibaar waterstof van Australië naar Japan. Het transport van waterstof wordt voornamelijk per truck of per pijpleiding gedaan.



Figuur 1: Suiso Frontier aangemeerd in de Hy Touch Kobe terminal in Japan, © HYSTRA, overgenomen van [6]

Vloeibaar waterstof heeft een hogere energiedichtheid per eenheid gewicht dan LNG (120 MJ/kg t.o.v. 48.6 MJ/kg). Vloeibaar waterstof heeft echter een lagere energiedichtheid per eenheid volume dan LNG door de lagere dichtheid van vloeibaar waterstof (71 kg/m^3 t.o.v.

450 kg/m³). Om dezelfde hoeveelheid energie te transporteren zal vloeibaar waterstof ongeveer 2.5 keer meer volume innemen dan LNG (8.5 GJ/m³ t.o.v. 20 – 24.3 GJ/m³).

Bij de omgang met waterstof is het risico op explosie hoger dan bij LNG omdat waterstof een breder ontvlambaarheidsbereik heeft en een lagere ontstekingsenergie. Daarnaast is waterstof een heel klein molecuul. Daardoor kan het gemakkelijker door kleine openingen en poriën in materialen en verbindingen heen dringen. Daarnaast heeft waterstof een hoge diffusiesnelheid door de lage moleculaire massa waardoor het snel(ler) kan diffunderen in metalen en plastics. Beide aspecten zorgen ervoor dat in verhouding tot LNG de kans op de aanwezigheid van een waterstof wolk groter is. Door het risico van een explosie vormt de (mogelijke) aanwezigheid van een waterstof wolk een gevaar voor zijn omgeving. In normaal pijp- en constructiestaal kan waterstof brosheid veroorzaken, vooral bij gelaste verbindingen. Bij dit proces verliezen metalen hun taaiheid en kunnen makkelijker scheuren.

2.3 Ammoniak

Ammoniak kan zowel onder druk (kamertemperatuur, 8-10 bar) als in vloeibare vorm (-33°C, atmosferische druk) worden opgeslagen en getransporteerd. Doordat de vervloeijing temperatuur hoger ligt dan voor LNG vereist ammoniak minder energie intensieve maatregelen om verdamping te voorkomen. Ammoniak heeft een lagere energiedichtheid per eenheid volume dan LNG (11.5 GJ/m³ t.o.v. 23 GJ/m³). Ammoniak wordt op grote schaal geproduceerd en gebruikt in de kunstmestindustrie. Ammoniak wordt internationaal getransporteerd ten behoeve van deze industrie. De opslagvorm (onder druk of gekoeld) verschilt per modaliteit, per schip of grootschalige opslag is doorgaans gekoeld en transport per tankwagen of trein en kleinschalige opslag is doorgaans onder druk.

Ammoniak kan duurzaam worden geproduceerd door hernieuwbare waterstof, die via elektrolyse met hernieuwbare energie wordt opgewekt, te combineren met stikstof uit de lucht in het traditionele Haber-Boschproces. Dit proces wordt gezien als een belangrijke stap in de overgang naar een koolstofarme economie, aangezien ammoniak niet alleen wordt gebruikt als kunstmest, maar ook als potentiële energiedrager en brandstof. Momenteel worden de eerste projecten ontwikkeld op basis van koolstofarme waterstof, waarbij waterstof uit aardgas (geassocieerd gas) wordt geproduceerd en de vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen (CCS - Carbon Capture and Storage). Hoewel dit als een overgangstechnologie wordt beschouwd, draagt het bij aan het verminderen van de CO₂-uitstoot in vergelijking met conventionele waterstofproductie zonder afvang. Ammoniak kan tevens terug worden omgezet naar waterstof en stikstof, bijvoorbeeld door het te kraken bij een temperatuur 500-550°C in een proces wat vergelijkbaar is met aardgasreforming.

Ammoniak is een giftige stof voor mens en milieu. Daarnaast is ammoniak corrosief en kan, bij gelijktijdige inwerking van spanningen, spanningscorrosie veroorzaken in sommige metalen zoals hoge sterkte stalen. Ammoniak is ontvlambaar bij concentraties tussen de 15-28% (ten opzichte van 5-15% van LNG) en heeft een hogere ontstekingsenergie dan LNG (380-680 mJ t.o.v. 0.28 mJ).

2.4 Methanol

Methanol kan bij atmosferische temperatuur en druk als vloeistof worden opgeslagen en getransporteerd. Derhalve vergt het geen cryogene installatie om op te slaan zoals het geval is bij LNG. Methanol heeft een lagere energiedichtheid per eenheid volume dan LNG. Methanol wordt over het algemeen toegepast in het produceren van chemicaliën en

brandstoffen of direct als brandstof. Ten behoeve van deze industrie wordt het internationaal getransporteerd in chemische tankers.

Methanol kan duurzaam geproduceerd worden op basis van hernieuwbare waterstof en hernieuwbare CO₂. Methanol is een ontvlambare vloeistof met een vlampunt van 11 °C en is giftig bij inademing, inslikken of contact met de huid.

2.5 Synthetisch methaan

Synthetisch methaan, ook wel bekend als SNG (synthetic natural gas), wordt geproduceerd uit waterstof en koolstofdioxide (of koolstofmonoxide). Dit proces wordt methanisatie genoemd. Indien het koolstofdioxide van biogene oorsprong is of direct uit de lucht is afgevangen en de waterstof hernieuwbaar is, kan het SNG worden ingezet als koolstofneutrale brandstof. SNG kan in bestaande infrastructuur worden omgezet in vloeibaar synthetisch aardgas (sLNG), ingevoerd, getransporteerd en verwerkt. Synthetisch methaan kan 100% worden bijgemengd in hoogcalorisch gas [7]. Voor laagcalorisch gas zal stikstof moeten worden bijgemengd om de benodigde Wobbe index te behalen, zoals gebruikelijk is voor LNG.

2.6 Fysische eigenschappen

De belangrijkste stofeigenschappen van LNG, vloeibaar waterstof, ammoniak, methanol en SNG zijn samengevat in Tabel 2. In tegenstelling tot de rest is methanol bij kamertemperatuur en atmosferische druk vloeibaar. Van de cryogene stoffen heeft ammoniak het hoogste kookpunt en daarmee de mildste opslagcondities. Waterstof heeft in verhouding tot LNG en de andere stoffen een breed ontvlambaarheidsbereik en lage ontstekingsenergie. In verhouding vormt waterstof een groter explosierisico dan de andere stoffen.

Tabel 2: Vergelijking van stofeigenschappen van LNG, vloeibaar waterstof, ammoniak, methanol en synthetisch LNG

Eigenschap	Eenheid	LNG	LH ₂	NH ₃	MeOH	sLNG
Kookpunt	°C	-162	-253	-33	64.7	-162
Dichtheid	kg/m ³	410-500	71	682	792	410-500
HHV	MJ/kg	55.2	142	23	22.7	55.5
LHV	MJ/kg	48.6	120	19	20	50
Volumetrische energiedichtheid (op LHV)	GJ/m ³	20-24.3	8.5	13	15.8	20.5-25
Verdampingswarmte	kJ/kg	502-508	451	1377	1165	502-508
Dynamische viscositeit	mPa.s	1.1	0.88	0.99	0.80	1.1
Ontvlambaarheidsbereik	%	5-15%	4-75%	15-33.6%	6-36%	5-15%
Minimale ontstekingsenergie	mJ	0.28	0.02	680	0.14	0.28
Zelfontbrandingstemperatuur	°C	599	560	630	464	599

3 Bestaande LNG-importinfrastructuur

Dit hoofdstuk bevat een generieke beschrijving van een LNG-terminal en gaat daarna op componentniveau in op de Nederlandse LNG-infrastructuur: Gate terminal, EET en Peakshaver.

3.1 Generieke beschrijving LNG-terminal

Om vloeibaar aardgas in te voeden op het bestaande aardgas netwerk is een importterminal benodigd die het vloeibare aardgas ontvangt, opslaat en hergast op de juiste invoeddruk en met de juiste stikstof toevoeging.

Nederland heeft twee belangrijke LNG-importterminals: de Gate Terminal in Rotterdam en de EemsEnergyTerminal (EET) in de Eemshaven. Daarnaast is de Peakshaver van Gasunie op de Maasvlakte een LNG-installatie die tijdens periodes van hoge vraag naar aardgas, extra gas kan produceren voor het gasnet.

Een schematisch weergave van een onshore terminal is weergegeven in Figuur 2. Een LNG-terminal bestaat in het algemeen uit een aanlanding steiger met laadarmen voorzien van los- en dampretourleidingen, geïsoleerde opslagtank(s), een boil-off gassysteem inclusief compressor en hercondensor, hoge- en lagedrukpompen, leidingwerk, een hervergassingsinstallaties (of verdamper), een pijpleiding die de terminal verbindt met het gastransmissienet, evenals een controle- en meetsysteem.

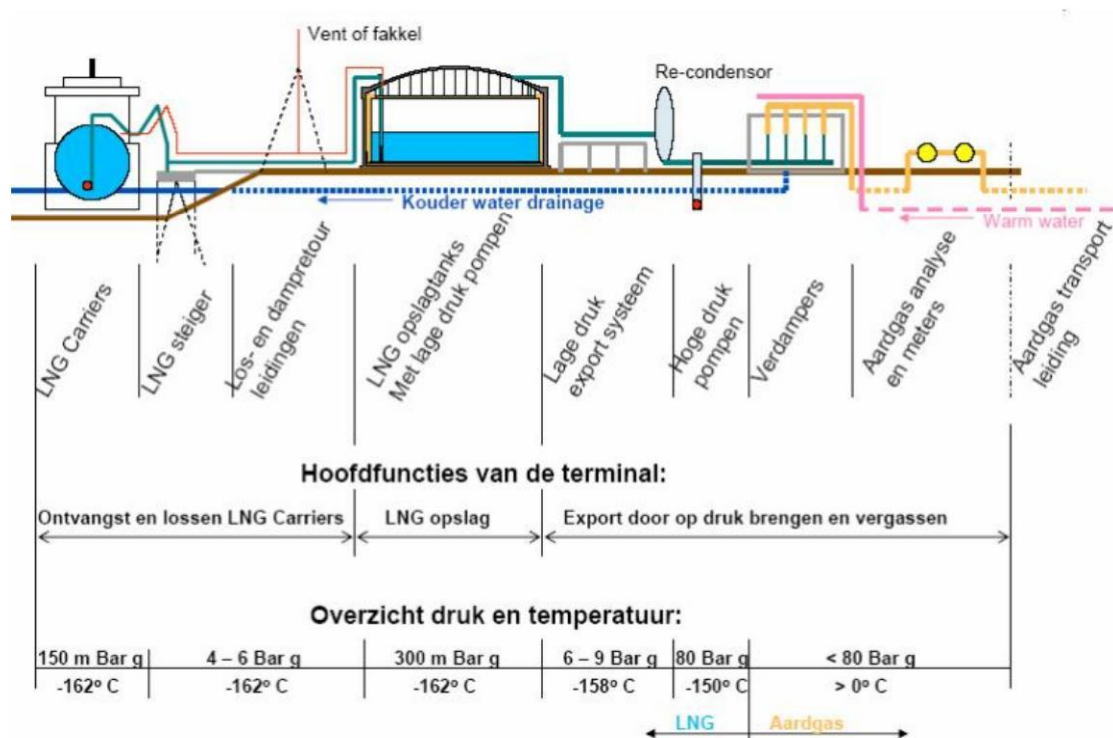
De lading van LNG-schepen wordt via losarmen en geïsoleerde leidingen overgebracht naar de opslagtanks van de terminal. Er is een dampretourleiding vanuit de opslagtank naar het schip om het volume verschil te compenseren met methaan.

Het LNG wordt opgeslagen in cryogene opslagtanks. Door inwerking van buitenwarmte en pompenergie zal er verdamping plaats vinden en boil-off gas (BOG) gevormd worden. Het gevormde BOG wordt opgevangen in het BOG-systeem.

Het BOG-systeem bestaat uit een compressor en een recondensor. Het BOG wordt op druk gebracht door de compressor en in de recondensor gecondenseerd door vermenging met koud LNG.

De lagedruk pompen worden gebruikt om de LNG van de opslagtanks naar andere delen van de terminal te verplaatsen. De hogedruk pompen voeren de druk op tot maximale transportleidingdruk voordat LNG verdampt wordt.

De LNG wordt op de transportdruk terug omgezet van LNG naar aardgas in hervergassingsinstallatie (of verdamper). De verdamper verdampt het LNG door middel van opwarming met zeewater of een ander warmtemedium.



Figuur 2: Schematisch weergaven van een onshore LNG-terminal, overgenomen van [11]

3.2 Beschrijving van de Gate terminal

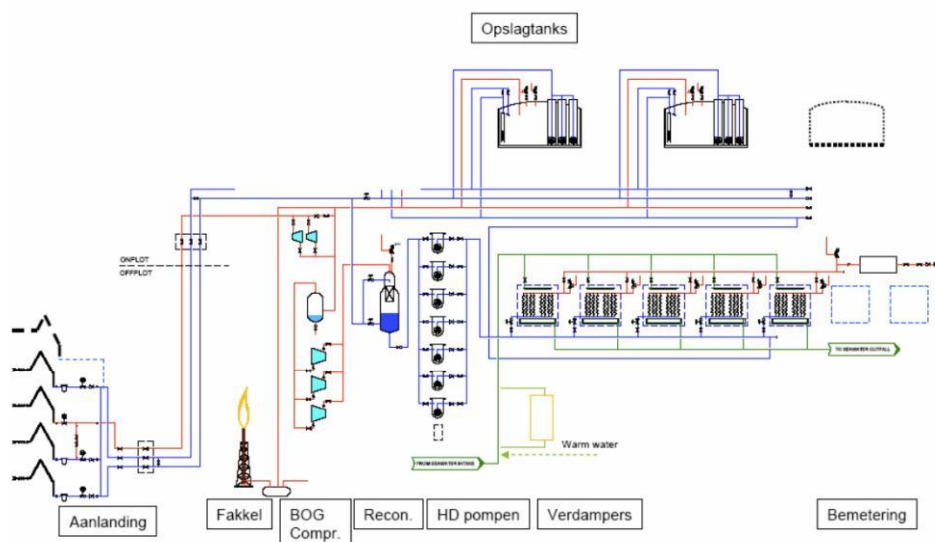
De Gate terminal, gelegen op de Maasvlakte, is een joint venture tussen Gasunie en Vopak. De terminal heeft drie opslagtanks, drie steigers, drie laadstations voor vrachtwagens en hervergassingsinstallatie aangesloten op het Nederlandse gasnet. De terminal is operationeel sinds 2011 en de huidige capaciteit is 16bcm per jaar waarvan 4 bcm niet-vaste capaciteit is [12].



Figuur 3: Gate terminal in Rotterdam, © Aeroview, overgenomen van [8]

Het proces schema van het initiële ontwerp van de Gate terminal is weergegeven in Figuur 4. Daarin zijn de volgende componenten te onderscheiden: aanlandsteiger met losarmen, transportleiding en dampretour leidingen, opslagtanks met interne lagedruk pompen, het BOG-systeem met compressoren en recondenser, hogedruk pompen, verdampers, metering en kwaliteitanalyse en afblaasfakkel. Het huidige ontwerp van de terminal is weergegeven in het proces schema van Figuur 5. In verloop van tijd is er een derde tank, een vrachtwagen verlaadstation, verdampers en pompen bijgeplaatst.

Schematisch Process Diagram – Initieel ontwerp



Figuur 4: Proces schema van initieel ontwerp van de Gate terminal, overgenomen van [13]

3.2.1 Aanlandsteiger

De Gate terminal beschikt over drie steigers. Er zijn twee aanlandsteigers die in staat zijn om LNG-tankers met een maximale capaciteit van 270.000 m³ te ontvangen met een maximale lengte van 350m en een diepgang van 12.5m. De aanlandsteigers zijn ieder voorzien van vier losarmen waarvan een gebruikt wordt als dampretourarm. Het LNG wordt verpompt door de pompen op het schip en via geïsoleerd leidingwerk naar de opslagtanks getransporteerd. De schepen kunnen worden ontladen met een capaciteit van 12.500 m³/u. Door het transport van LNG uit de tank van het schip ontstaat er een volumeverschil wat een onderdruk teweegbrengt. De onderdruk wordt gecompenseerd door aardgas uit de dampretourleiding. Het retourgas kan worden gekoeld door een de-superheater en op druk gebracht worden door blowers.

De afstand tussen het opslagterrein en de aanlandsteiger is ongeveer 1000m. Deze lengte wordt verdeeld in drie segmenten met een maximale lengte van 800m. Het leidingwerk is minimaal uitgevoerd met 150lb klasse (PN20) in roestvast staal (RVS). Om het leidingwerk continu op cryogene temperatuur te behouden wordt LNG door het leidingwerk gecirculeerd, waardoor het volledig vloeistofgevuuld is. De leidingen bestaan uit een losleiding van 36", een dampretourleiding van 14" en een circulatieleiding van 10". Het leidingwerk is uitgevoerd in RVS en is thermisch geïsoleerd.

Bij de derde steiger kunnen kleinere schepen (tot 180m) worden geladen met LNG met een maximaal debiet van 1000 m³/u.

3.2.2 Opslagtanks

Voor de opslag van LNG beschikt de Gate Terminal over drie tanks ieder met een bruto opslagcapaciteit van 200.000 m³ (met een effectief volume van 180.000 m³) [13]. Een vierde tank is in aanbouw en zal naar verwachting operationeel zijn in de tweede helft van 2026 [14]. De opslagtanks zijn 'full containment' tanks met een metalen binnentank, uitgevoerd in hoogwaardig nikkelstaal, en een volledig betonnen buitentank en betonnen dak [13]. Tussen deze twee tanks bevindt zich een thermische isolatie van perlietkorrels om het afdampen van LNG te beperken tot maximaal 0,05% van de tankinhoud per dag [13]. In het geval van een lek in de stalen binnentank wordt de lekkage opgevangen in de buitenste tank. Bij normaal bedrijf wordt de gasdruk in de LNG-tanks op maximaal 250 mbar gehouden. De onderlinge afstanden zijn bepaald op basis van hittebelastingsniveaus en gasverspreidingszones.

3.2.3 BOG-systeem

Door warmte-instraling verdampt een deel van het LNG in de opslagtanks. Het gevormde verdampingsgas oftewel BOG wordt verzameld in een verzamelleiding, de BOG-header, die aangesloten is op het BOG-systeem. Het BOG-systeem bestaat uit compressoren en reconcondensoren. De BOG-compressoren op de GATE terminal zijn dubbelwerkende zuigercompressoren met elektrische aandrijving. De compressoren behouden de opslagtanks binnen normale operationele waarden.

In de recondenser wordt het BOG gecondenseerd door vermenging met LNG. De recondenser opereert bij een druk van 4 tot 8 bar. Bij de GATE-terminal kan er eventueel stikstof bijgemengd worden (maximaal 4%). De recondenser dient tevens als het zuigvat van de hogedrukpompen.

3.2.4 Pompen

De lagedruk pompen verpompen het LNG naar de recondensor en circuleren het LNG over het procesgebied en de steiger. De opvoerdruk van de lagedruk pompen ligt doorgaans tussen den 4 tot 8 bar. De lagedruk pompen zijn multi-stage centrifugaalpompen met geïntegreerde elektromotor. De pompen hangen in de pompkolommen van de LNG-tanks.

De hogedruk pompen voeren de druk van het LNG op tot de maximale transportleidingdruk van 80 bar voordat LNG naar de verdamper stroomt. De pompen bestaan uit een aantal stages met geïntegreerde elektromotoren die geheel (inclusief elektromotor) zijn ingebouwd in compressiecilinders gevuld met LNG.

3.2.5 Verdampers

Het verdampen van het LNG tot aardgas wordt grotendeels (~80%) in 'Open Rack Verdampers (ORV)' gedaan. Hierbij wordt het LNG opgewarmd van -162 °C tot 1 °C met zeewater. De opwarmcapaciteit is ongeveer 250 MWh, en (bij 16 BCM per jaar) met pieken tot 365 MWh. De rest van het LNG wordt opgewarmd in 'Shell & Tube' warmtewisselaars die middels een gesloten watersysteem door de co-generatie wordt opgewarmd. De verdamper zijn ontworpen voor een overdruk van 140 bar.

3.2.6 Meet- en regelsystemen

De Gate terminal is voorzien van meet- en regeltechniek voor beheersen van de druk, temperatuur, debiet en gassamenstelling. Bij de uitvoer van het gas bevindt zich een meetstation, zowel bij dit meetstation als bij de steiger bevindt zich een samplepoint.

3.2.7 Overig

De Gate terminal is voorzien van een fakkel/vent combinatie die tijdens normale operatie niet wordt gebruikt. Buiten normale operatie zoals tijdens opstart en onderhoud kan het aardgas worden afgefakkeld. Het afblazen (directe emissie naar de atmosfeer) van aardgas gebeurt alleen tijdens incidenten.

3.2.8 Contractduur en typische levensduur terminal componenten

De huidige vaste capaciteit van de terminal is 12 bcm (billion cubic meters of natural gas) per jaar. Wanneer tank 4 operationeel wordt neemt de vaste capaciteit toe naar 16 bcm per jaar. Naast de vaste capaciteit wordt er 4 bcm per jaar aan niet-vaste capaciteit aan de vaste-capaciteit partijen aangeboden. De vaste capaciteit is volgeboekt tot 1 oktober 2036, daarna is 9 bcm per jaar volgeboekt tot 1 oktober 2039 en tot 1 oktober 2046 is 6 bcm per jaar geboekt. Na 1 oktober 2046 is er geen capaciteit geboekt. Alle niet-vaste capaciteit is geboekt tot 1 oktober 2036 [12].

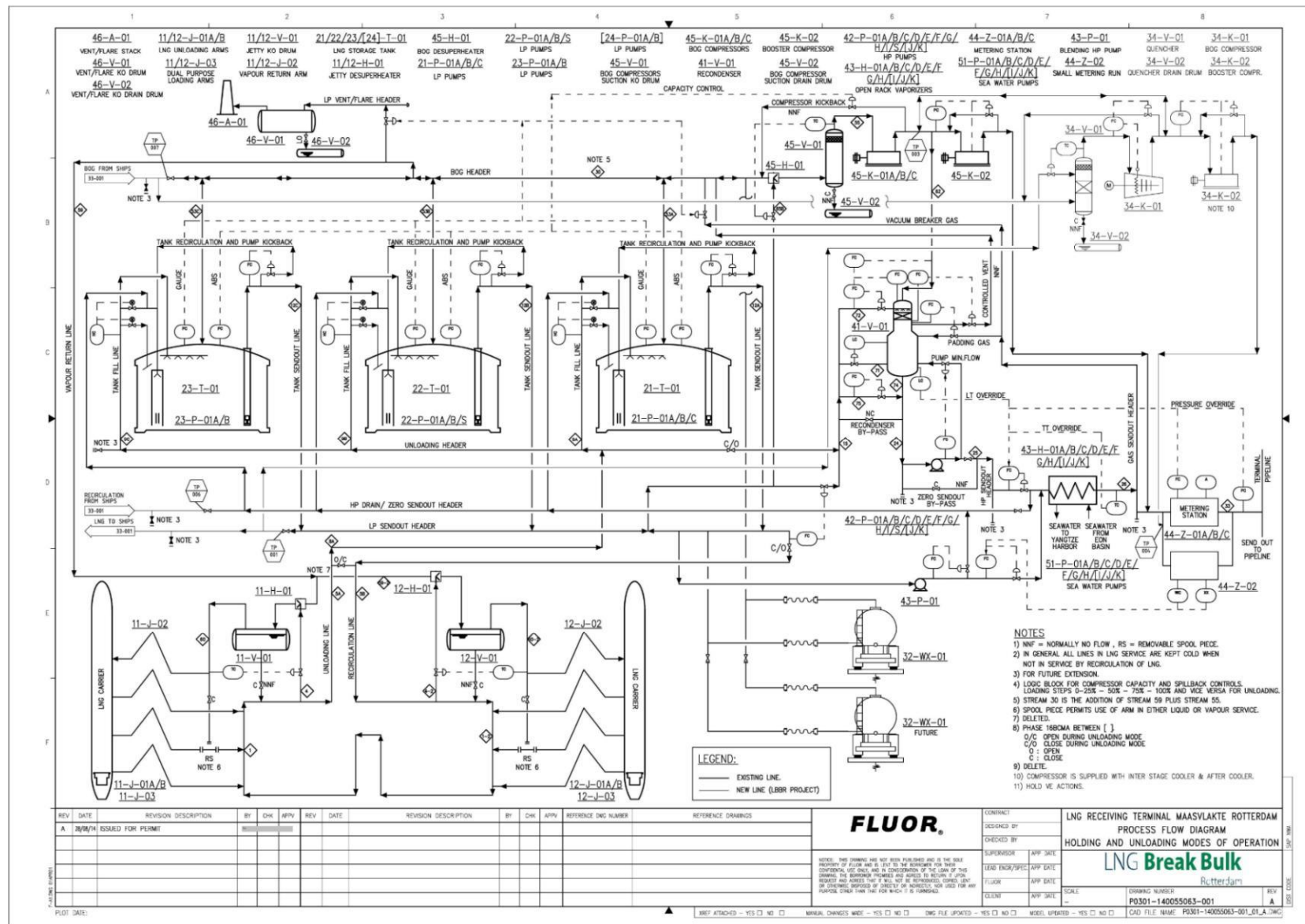
Tabel 3: Geboekte capaciteit in de Gate terminal.

Periode	Geboekte capaciteit
Heden - 2036	12 bcm (vast), 4 bcm (niet-vast)
Heden - 2039	9 bcm (vast)
Heden - 2046	6 bcm (vast)
> 2046	0 bcm

Tabel 4 geeft het bouwjaar van verschillende terminal componenten weer en de typische levensduur van deze componenten. In 2023 is er een vergunning ingediend voor een extra hogedruk pomp en een extra verdamper (ORV). In 2024 is er een vergunning ingediend voor een back-up BOG-compressor.

Tabel 4: Bouwjaar en typische levensduur van de verschillen terminalcomponenten

Unit	Bouwjaar	Typische levensduur
Opslagtanks	2011	40-50 jaar
Laadarmen	2011	20-25 jaar
Open Rack Vaporiser (ORV)	2011, 2023	25-30 jaar
Lage drukpompen	2011	20-25 jaar
Hoge drukpompen	2011, 2023	20-25 jaar
BOG-compressors	2011, 2024	20-25 jaar
Recondensor	2011	25-30 jaar
Leidingwerk	2011	25-30 jaar



Figuur 5: Proces schema van Gate terminal, overgenomen van [6].

3.3 Beschrijving van de EemsEnergyTerminal

De EemsEnergyTerminal (EET), gelegen in de Eemshaven, is een dochteronderneming van Gasunie en Vopak. De terminal heeft twee 'Floating Storage Regasification Units (FSRUs)' en is aangesloten op het Nederlandse gasnet. De terminal is operationeel sinds 2022 en is gecontracteerd voor een periode van 5 jaar. De huidige capaciteit is 9.3bcm per jaar. Het proces schema van de EET is weergegeven in Figuur 7.



Figuur 6: EemsEnergyTerminal (EET) in de Eemshaven, © Gasunie, overgenomen van [9]

3.3.1 FSRU (Floating Storage Regasification Unit)

Een FSRU faciliteert de opslag en hervergassing van LNG op een drijvend platform. Voor de EET wordt er gebruik gemaakt van twee FSRU's, de Exmar S188 en de Golar Igloo. Gezamenlijk hebben deze FSRU's een opslagcapaciteit van maximaal 196.000 m³. De EET terminal kan LNG-tankers met een maximale lengte van 300m en een diepgang van 12m faciliteren. Daarnaast kan de EET LNG-tankers faciliteren met een maximumcapaciteit van 180.000 m³ [15].

Binnenkomende LNG-tankers worden langs de Igloo FSRU afgemeerd en via composiet slangen wordt het LNG van de tanker overgepompt naar de opslag van de FSRU. Het maximale debiet voor de verlading is 8000 m³/u. Middels een geïsoleerde cryogene pijpleiding op land wordt het LNG vanuit de Igloo FSRU naar de Exmar FSRU getransporteerd. Tevens is er een dampretourleiding van de Exmar FSRU naar de Igloo FSRU. Het maximale debiet voor de overslag van de Igloo FSRU naar de Exmar FSRU is 1500 m³/u.

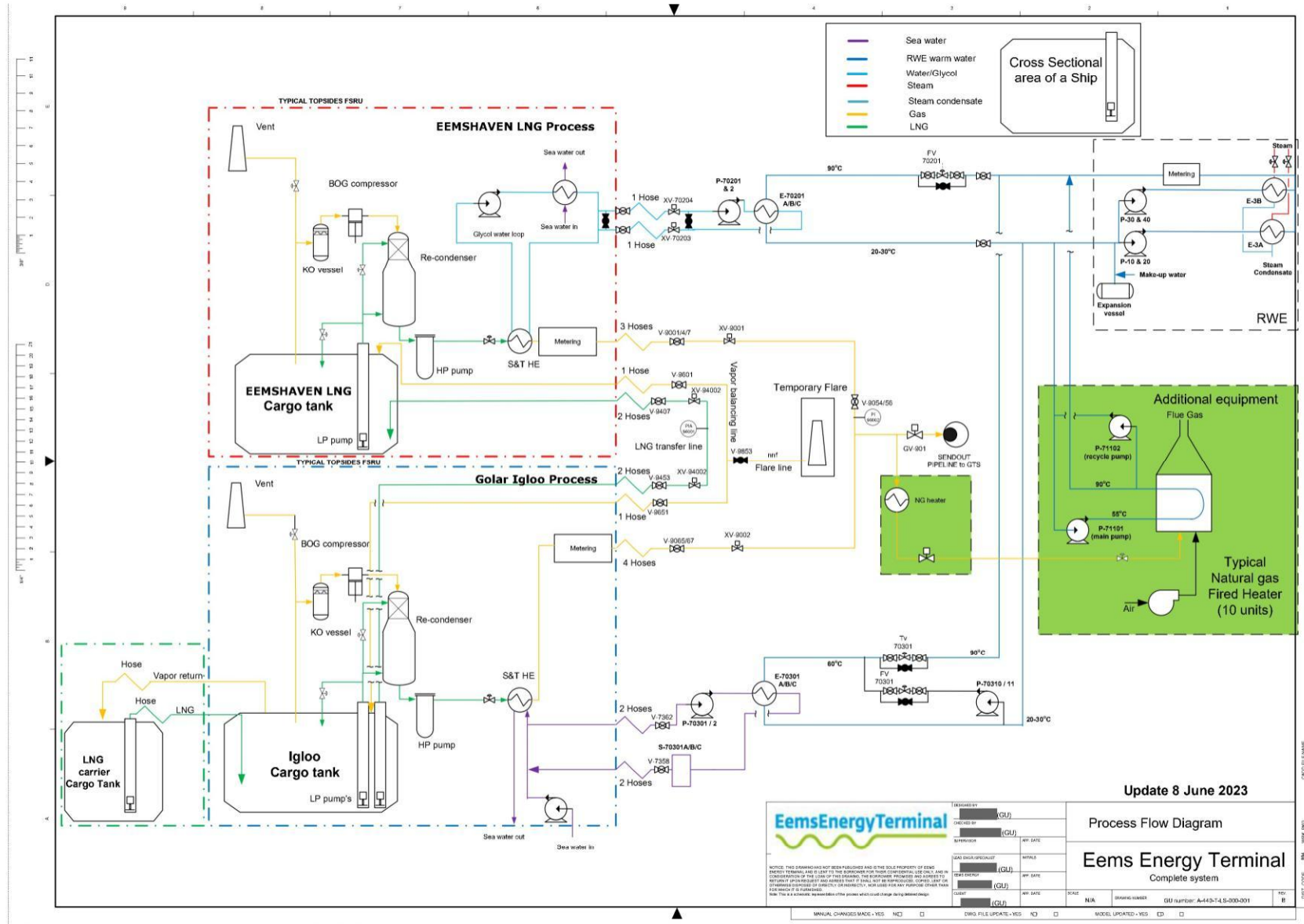
Het BOG wat ontstaat door warmte intrede gedurende overslag en opslag wordt verwerkt in het BOG-systeem van de FSRU. De BOG-systemen van beide FSRU's zijn aan elkaar gekoppeld. Het BOG-systeem op de FSRU bestaat uit een compressor en een recondensor. Waarbij de BOG-compressor het BOG op druk brengt en de recondensor het BOG condenseert door het BOG te vermengen met LNG.

Het LNG wordt door lagedrukpompen in de opslagtanks naar de recondensor getransporteerd. De lagedrukpompen transporteren LNG met een maximale druk van 6-7 barg. De recondensor van het BOG-systeem dient tevens als zuigvat van de hogedrukpompen. De hogedrukpompen verhogen de druk naar 80 barg voordat het naar de verdamper gaat. In de verdamper wordt het LNG verdampt middels verwarming met zeewater. Op de Igloo FSRU verloopt de verwarming met zeewater direct en op de Exmar FSRU indirect via een gesloten glycol loop. De verwarming van het LNG vindt plaats in 'Shell & Tube' warmtewisselaars. De verdampingsunit van de Igloo FSRU bestaat uit 3 treinen van 2 units met een maximale capaciteit van 885.000 Nm³/u. De Exmar FSRU beschikt over 3 treinen met ieder 1 verdampingsunit met een maximale capaciteit van 710.000 Nm³/u.

3.3.2 Onshore faciliteiten

Omdat de FSRU's geen faciliteiten hebben om koud water te verwarmen wordt het water verwarmd met heet water van de RWE centrale. In het geval van de Igloo FSRU wordt het ingenomen zeewater verwarmd en bij de Exmar FSRU wordt de glycol loop verwarmd. Het water van de RWE centrale heeft een temperatuur van 80-90°C. De capaciteit van de warmtewisselaars is 100 MW thermisch per FSRU. Fluctuaties in de levering en hoge kosten van de warmte vanuit RWE hebben ertoe geleid dat er tien gasgestookte (8x 10.5 MWth en 2x 8 MWth) zijn geïnstalleerd om de warmte te leveren in de winter.

Het aardgas verlaat de FSRU's met een druk van 80 bar en wordt middels hogedruk slangen aan wal gebracht. De hogedrukslangen zijn aangesloten op een verdeelstuk waarmee de koppeling gemaakt wordt met de hogedruk transportleiding.



Figuur 7: Proces schema van de EemsEnergyTerminal, overgenomen van [16]

3.3.3 Contractduur en typische levensduur terminal componenten

Van de 8 bcm capaciteit is 7 bcm door ČEZ a.s. en Shell Western LNG B.V. shell gecontracteerd in 2022 [18]. De laatste 1 bcm is gecontracteerd door ENGIE SA [19]. Alle contracten lopen af in 2027 [20]. EET heeft op 3 februari 2025 een 'Open Season' aangekondigd waarin de capaciteit van de terminal wordt aangeboden aan marktpartijen vanaf september 2027 tot 2035 [21].

Tabel 5: Geboekte capaciteit van de EET

Periode	Geboekte capaciteit
Heden - 2027	8 bcm
> 2027	0 bcm

Tabel 6: Bouwjaar en typische levensduur van de verschillen terminalcomponenten

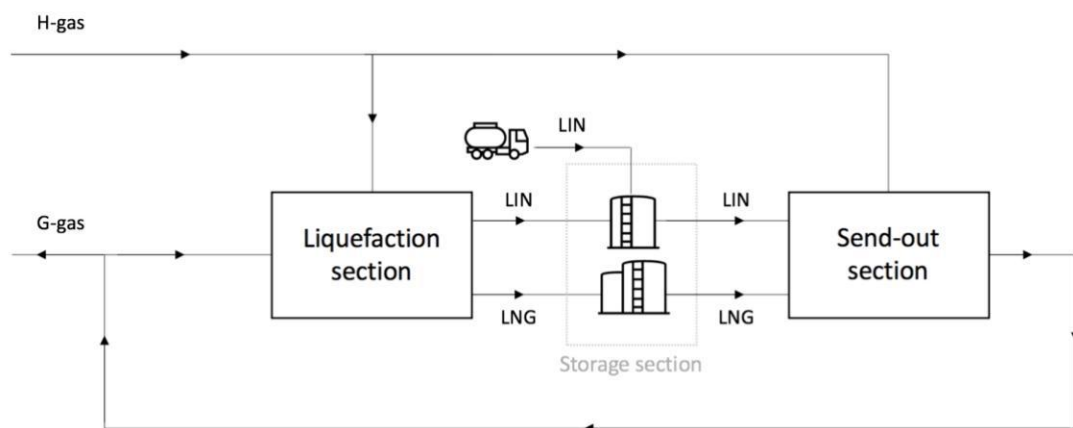
Unit	Bouwjaar	Typische levensduur
FSRU	2017 (Exmar), 2014 (Igloo)	20-25 jaar
Warmtewisselaars	2022	20-25 jaar

3.4 Beschrijving van de Peakshaver

De Gasunie Peakshaver is een installatie op de Maasvlakte die een cruciale rol speelt in het waarborgen van de leveringszekerheid van aardgas tijdens piekperioden in de vraag. Deze installatie is gespecialiseerd in het opvangen van korte termijn fluctuaties in de aardgasvraag, met name tijdens koude winterdagen wanneer de gasvraag sterk toeneemt. De installatie wordt gevoed vanuit het gasnet. Aardgas uit het hoogcalorisch gasnet wordt vervloeid in de vervloeiingssectie en opgeslagen in een van de twee opslagtanks. De Peakshaver levert alleen aan het laagcalorisch gasnet. Er wordt vloeibaar stikstof bijgemengd bij het invoeden van het aardgas om "Groningen-kwaliteit" te verkrijgen.



Figuur 8: Peakshaver in Rotterdam, © Siebe Swart, overgenomen van [10]



Figuur 9: Schematische weergave van de Peakshaver, overgenomen van [22]

De twee opslagtanks van de Peaksheaver hebben een totale opslagcapaciteit van 78 Nm^3 aardgas [22]. De opslagtanks zijn 'double-containment' opslagtanks uitgevoerd in nikkelstaal met perliet isolatie [22]. De Peakshaver heeft toegang tot de kade maar deze wordt niet actief gebruikt.

Door het wegvallen van Russische gasstromen is de inzet van de Peakshaver langer noodzakelijk dan voorheen. Naast de benodigdheid voor de transporttaak en piekleveringstaak blijft de Peakshaver ook benodigd om te voldoen aan de EU-infrastructuurnorm [23].

4 Technische en wettelijke voorwaarden

Dit hoofdstuk bevat een overzicht van de relevante technische en wettelijke voorwaarden. Ten eerste wordt de omgevingswet behandeld, dit is relevant voor de uitgifte van vergunningen voor zowel LNG als herbestemming voor waterstof(dragers). Vervolgens wordt ingegaan op de Gaswet (op kort termijn de Energiewet) en daarmee de impact van ontheffingen op LNG en waterstofterminals. Daarna worden technische standaarden die generiek gelden en daarnaast specifiek voor LNG, ammoniak en waterstof. Er wordt in detail ingegaan op de PGS-12 en de daarin voorgeschreven technische eisen aan ammoniak opslag en overslag.

4.1 Omgevingswet

De Omgevingswet regelt onder andere de omgevingsveiligheid ter bescherming van mens en milieu tegen ongevallen met gevaarlijke stoffen zoals LNG, ammoniak, waterstof en methanol. De Omgevingswet biedt kaders om de risico uitoefening op de omgeving te beheersen. De eisen van de Omgevingswet hangt af van de activiteiten die worden ondernomen zoals opslag, productie en/of transport van gevaarlijke stoffen. Voor stationaire activiteiten dient een omgevingsvergunning te worden aangevraagd. Vergunningverlening, toezicht en handhaving zijn belangrijke instrumenten in het waarborgen van een veilige en gezonde leefomgeving.

Middels de Omgevingswet kunnen er in het omgevingsplan regels, eisen of maatregelen opgenomen worden voor aandachtsgebieden, veiligheidsafstanden en veiligheidszones. Aandachtsgebieden zijn gebieden rondom activiteiten waarbinnen aandacht nodig is voor mens en milieu. De omvang wordt bepaald door het risico op ongevallen met gevaarlijke stoffen. Veiligheidsafstanden zijn afstanden tussen activiteiten en kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten. Deze afstanden moeten voorkomen dat mens en milieu wordt blootgesteld aan de schadelijke effecten van gevaarlijke stoffen. Veiligheidszones zijn zones rondom activiteiten waarbinnen geen nieuwe kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten mogen worden gebouwd.

Indien gevaarlijke stoffen aanwezig zijn op een bedrijfsterrein in grote hoeveelheden valt het bedrijf onder het Seveso-regime [24]. Aan de hand van de hoeveelheid wordt het bedrijf gecategoriseerd als laagdrempelig of hoogdrempelig. Een laagdrempelig bedrijf moet voldoen aan:

- Actuele omgevingsvergunning
- Veiligheidsbeheersystemen (VBS)
- Preventiebeleid zware ongevallen (PBZO)
- Systematische risico-identificatie, periodiek herzien minimaal eens per 10 jaar volledige review, minimaal eens per 3 jaar een review van bestaande studie

Een hoogdrempelig bedrijf moet additioneel voldoen aan:

- Veiligheidsrapport (VR)
- Kennisgeving
- Milieurisicoanalyse

LNG-terminals zijn gecategoriseerd als hoogdrempelig

4.1.1 Risicobeheersing van gevaarlijke stoffen

Er zijn verschillende wetten, normen en standaarden om risico's van gevaarlijke stoffen te beheersen zoals Besluit Risico's Zware Ongevallen, Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi), Besluit externe veiligheid transportroutes (Bevt) en PGS-richtlijnen. Het Bevi onderscheidt twee vormen van risico, plaatsgebonden risico (PR) en groepsrisico (GR), die beiden dienen worden te bepaald alvorens de activiteit mag worden ondernomen.

Het plaatsgebonden risico is de kans per jaar op een dodelijk ongeval van een persoon die zich onbeschermd in de buitenlucht bevindt buiten de inrichting als gevolg van een ongeval binnen de beschouwde inrichting. Het groepsrisico is de kans per jaar dat een groep mensen buiten de beschouwde inrichting van een bepaalde grootte dodelijk slachtoffer worden van een ongeval binnen de beschouwde inrichting. Een veiligheidscontour reserveert een ruimte waarbinnen risicovolle activiteiten plaatsvinden. Een veiligheidscontour is een contour tot waar het plaatsgebonden risico (10^{-6}) van de beschouwde inrichting mag plaatsvinden.

Een QRA (Quantitative Risk Assessment, oftewel kwantitatieve risicoanalyse) is een methode om het risico van een inrichting of activiteit met gevaarlijke stoffen te berekenen en te evalueren. Het wordt vaak gebruikt om inzicht te krijgen in de externe veiligheidsrisico's voor de omgeving van risicovolle installaties, transportlijnen of pijpleidingen. In Nederland is een QRA verplicht voor risicovolle installaties en transporten die onder de volgende wetgeving vallen: besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi), activiteitenbesluit milieubeheer en Omgevingswet. Vanaf 2024 worden de veiligheidsaspecten geïntegreerd in bredere omgevingsplannen. Zie ook het besluit waarin een veiligheidscontour (artikel 14, Bevi) is vastgelegd, en omgevingsplan (artikel 4.6, lid 1, Invoeringswet Omgevingswet) [25].

4.2 Gaswet

Momenteel biedt de Nederlandse Gaswet (implementatie van EU-richtlijn nr. 2009/73/EG) het regelgevingskader voor LNG-terminals in Nederland. De bepalingen in de Gaswet zullen worden overgedragen aan de nieuw aangenomen Nederlandse Energiewet, die later dit jaar in werking zal treden (de datum van inwerkingtreding moet nog worden vastgesteld).

In artikel 13-15 van de Gaswet staan de vereisten met betrekking tot toegang door derden. Het standaardregime is gereguleerde toegang door derden. Artikel 18, 1^e lid stelt dat de Minister op verzoek ontheffing kan verlenen voor een bepaalde periode op de artikelen 2c, 3b, 4^e lid, paragrafen 2.2, 2.3, 2.4 en 2.5 en de artikelen 80 en 82 van de Gaswet bij grote, nieuwe, interconnectoren, LNG-installaties en opslaginstallaties. Volgens artikel 18, 2^e lid kan ontheffing ook verleend worden op wijzigingen van bestaande installaties waarbij de ontwikkeling nieuwe bronnen van gasvoorziening bevorderen. Daarmee wordt ontheffing verleent van het systeem van gereguleerde derdentoegang voor LNG-installaties met onder andere tarieven en voorwaarden voor toegang tot de LNG-installatie.

Gereguleerde derdentoegang stelt dat LNG-terminals verplicht zijn om capaciteit aan te bieden bij andere marktpartijen op basis van:

- **Non-discriminatie:** Alle gebruikers moeten gelijk worden behandeld.
- **Transparantie:** De voorwaarden en tarieven moeten voor toegang duidelijk en openbaar zijn.

- **Regulering van tarieven:** De tarieven voor toegang tot het netwerk worden gereguleerd
- **Toezicht en handhaving:** De Autoriteit Consument & Markt (ACM) houdt toezicht op de naleving van de regulering en kan ingrijpen bij overtreding.

Een ontheffing kan worden verleend alleen als wordt voldaan aan de in artikel 18h, 1^e lid gestelde voorwaarden:

- “De aanleg van het net of de installatie versterkt de mededinging bij de levering van gas en de leveringszekerheid,
- Het risico van de investering nodig voor de aanleg van het net of de installatie is zo groot dat de aanleg niet zal plaatsvinden als geen ontheffing wordt verleend,
- De eigendom van het net of de installatie berust bij een ander dan de beheerder van het net of de installatie waarop het nieuwe net of de nieuwe installatie zal worden aangesloten,
- De gebruikers van het net of de installatie wordt een tarief in rekening gebracht, en
- De ontheffing belemmert niet de mededinging op de relevante markten waarop de investering waarschijnlijk effect zal hebben, de doelmatige werking van de interne gasmarkt of van het gastransportnet of de installatie waarop de nieuwe interconnector of de nieuwe installatie wordt aangesloten dan wel de leveringszekerheid.”

De relevante artikelen in de Energiewet zijn 3.91-3.96, 3.115, 3.122, 3.123, 3.129 en 3.130.

4.2.1 Verleende ontheffingen

De Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (ELI) heeft Gate terminal ontheffing verleent voor de bestaande installatie voor een periode van 20 jaar met ingang van 1 september 2011 op basis van de volgende voorwaarden:

- De ontheffinghouder past een UIOLI-systeem toe, waarbij minimaal één maand voor het geplande begin van de hervergassing de ongebruikte capaciteit te koop zal worden aangeboden op de secundaire markt;
- De ontheffinghouder neemt het UIOLI-systeem op in elke doorzetovereenkomst die wordt afgesloten;
- De ontheffinghouder kent niet 50% of meer van de primaire capaciteit toe aan een partij die een dominante positie inneemt in de gasmarkt;
- De ontheffinghouder stelt een procedure in voor toekomstige capaciteitsuitbreiding die alle marktpartijen de mogelijkheid biedt om interesse te tonen in het afnemen van capaciteit, in een open en transparant proces;
- Essentiële wijzigingen met betrekking tot de ontheffingstoepassing en het ontheffingsbesluit moeten onmiddellijk worden gemeld aan de Minister van ELI [12]

De ontheffing is verleend voor de maximale capaciteit van 16 bcm [26].

De Minister heeft Gate terminal ontheffing verleent voor de uitbreiding van de bestaande installatie voor een periode van 20 jaar met ingang van 1 oktober 2026. Deze ontheffing geldt alleen voor de uitbreiding van de terminal met een capaciteit van 4 bcm per jaar [12].

De Minister heeft de EemsEnergyTerminal een ontheffing verleent voor een periode van 5 jaar met ingang van 15 september 2022 voor een maximale capaciteit van 10 bcm per jaar.

4.2.2 Toegangsvoorwaarden voor waterstofterminals

Het Europese Waterstof- en Gas Decarbonisatiepakket bestaat uit deerschikking van de Gasrichtlijn en Gasverodening. Hierin wordt gesteld dat evenals bij de gasinfrastructuur zal er bij waterstofinfrastructuur voorwaarden voor derdentoegang gaan gelden [27]. In tegenstelling tot gasinfrastructuur, waterstofnetten en waterstofopslag is er voor waterstof terminals geen verplicht systeem van gereguleerde derdentoegang voorzien. Voor waterstofterminals is een systeem van onderhandelde derdentoegang voorzien [27].

Hoewel de Gasrichtlijn nog moet worden geïmplementeerd zullen waterstofterminal beheerders per 5 februari 2025 derdentoegang moeten verlenen op basis van objectieve, transparantie, niet-discriminerende, via onderhandelingen overeengekomen toegang. Bij onderhandelde derdentoegang komen de tarieven middels onderhandelingen tot stand.

Niet-discriminerend betekent dat de waterstofterminalbeheerder dezelfde dienst aan meerdere potentiële afnemers onder gelijkwaardige contractuele voorwaarden aanbiedt. Verschillen voorwaarden en tarieven zijn toegestaan zolang de afwijking gerechtvaardigd is.

Waterstofterminals zijn in het Decarbonisatiepakket gedefinieerd als: “een installatie die wordt gebruikt voor de aflading en omzetting van vloeibare waterstof of vloeibare ammoniak in gasvormige waterstof voor injectie in het waterstofnet of het aardgassysteem of voor het vloeibaar maken van gasvormige waterstof en het laden daarvan, met inbegrip van ondersteunende diensten en tijdelijke opslag noodzakelijk voor het omzettingsproces en de daaropvolgende injectie in het waterstofnet, maar exclusief de onderdelen van de waterstofterminal die voor opslag worden gebruikt.”

Dit betekent dat installaties die waterstof importeren via andere waterstofdragers zoals LOHC, of installaties die enkel aflading en (tijdelijke) opslag faciliteren ten behoeve van rechtstreekse levering aan eindgebruiker niet zouden worden aangemerkt als waterstofterminal.

De definitie van een waterstofterminal is niet locatie gebonden. Dit betekent dat aflading, tijdelijke opslag, omzetting en injectie niet op dezelfde locatie plaats hoeven te vinden om een installatie aan te merken als een waterstofterminal [27]. Een consortium van bedrijven waartussen de verantwoordelijkheid voor beheer van verschillende installaties is verdeeld kan ook gezamenlijk worden aangemerkt als waterstofterminal [27].

Bij herbestemming van LNG-terminals zal het regelgevend kader dan verschuiven van gereguleerde derdentoegang naar onderhandelde derdentoegang.

4.2.3 Ontheffingsvoorwaarden in Decarbonisatiepakket

In de nieuwe EU Richtlijn 2024/1789 wordt in artikel 78, lid 1 gesteld dat ontheffing voor grote, nieuwe aardgas- en waterstofinfrastructuur kan worden verleend als aan de volgende voorwaarden wordt voldaan:

- a) “De investering versterkt de mededinging bij de levering van aardgas of waterstof, en versterkt de leveringszekerheid;
- b) De investering draagt bij tot het koolstofvrij maken en de verwezenlijking van de klimaat- en energiedoelstellingen van de Unie en er werd toe besloten met toepassing van het beginsel “energie-efficiëntie eerst”;

- c) Het investeringsrisico is zo groot dat de investering niet wordt gedaan als er geen ontheffing wordt verleend;
- d) De infrastructuur is eigendom van een natuurlijke of rechtspersoon die op zijn minst qua rechtsvorm gescheiden is van de systeembeheerders in wier systemen die infrastructuur wordt gebouwd;
- e) Er worden tarieven in rekening gebracht bij de gebruikers van die infrastructuur;
- f) De ontheffing gaat niet ten koste van de mededinging op de relevante markten waarop de investering waarschijnlijk een effect zal hebben, van de goede werking van de geïntegreerde interne markt voor aardgas of waterstof, van de goede werking van de betrokken gereguleerde systemen, van het koolstofvrij maken of van de leveringszekerheid van de Unie;
- g) Voor de infrastructuur is geen Uniefinanciering voor werkzaamheden verleend uit hoofde van Verordening (EU) 2021/1153 van het Europees Parlement en de Raad (40).”

Middels voorwaarde “f” stelt de Richtlijn 2024/1789 dat o.a. LNG-terminals moeten aantonen geen negatieve impact te hebben op het koolstofvrij maken van de Unie om in aanmerking te komen voor een ontheffing. Artikel 78, lid 2 stelt datzelfde voorwaarden van toepassing zijn op aanzienlijke capaciteitsverhoging van bestaande infrastructuur. Dergelijke voorwaarden kunnen afdwingen dat de LNG-terminal op termijn inzetbaar moet zijn voor waterstof(derivaten) om in aanmerking te komen voor een ontheffing. De voorwaarden hoeven niet uitsluitend technisch te zijn.

Op een later tijdstip zal het decarbonisatiepakket (de nieuwe Gasrichtlijn en Gasverordening) worden geïmplementeerd in de Nederlandse Energiewet. Vanaf 5 februari zullen de criteria in artikel 78 van de nieuwe Gasverordening nr. 2024/1789 van toepassing zullen zijn bij het verlenen van ontheffing.

4.3 Technische randvoorwaarden

De onderstaande normen zijn van toepassing op het ontwerp van zowel LNG-terminals als voor terminals van waterstof(dragers). Door het veranderen van het medium bij herbestemming van LNG-terminal kan er door de uitwerking van de onderstaande richtlijnen impact zijn op het ontwerp van de terminal. Bijvoorbeeld bij waterstof kan de uitwerking van de ATEX-richtlijn resulteren in een bredere ATEX-zonering waardoor elektrische apparatuur dient te worden aangepast om explosie veilig zijn.

- ATEX-richtlijnen (2014/34/EU en 1999/92/EG): Deze richtlijnen behandelen de veiligheidseisen voor apparatuur en arbeidsomstandigheden in explosieve atmosferen.
- Richtlijn industriële emissies (2010/75/EU): Deze richtlijn stelt eisen aan de preventie en vermindering van industriële emissies naar lucht, water en bodem.
- Machinerichtlijn (2006/42/EG): Deze richtlijn bevat veiligheids- en gezondheidseisen voor de ontwerp en bouw van machines.
- Pressure Equipment Directive (PED) (2014/68/EU): Deze richtlijn is een ontwerp-, fabricage- en conformiteitsbeoordelingsvereisten voor drukapparatuur bedoeld om de veiligheid daarvan te waarborgen.

4.4 Specifieke richtlijnen voor LNG

- NEN-EN 1473: Installaties en uitrusting voor vloeibaar aardgas – Ontwerp van installaties aan land.

- NEN-EN 14620: Ontwerp en fabricage van ter plekke gebouwde, vertikaal, cilindrische, platte bodem, stalen tanks voor de opslag van gekoelde, vloeibare gasen met een bedrijfstemperatuur tussen 0 °C en -196 °C

4.5 Specifieke richtlijnen voor ammoniak

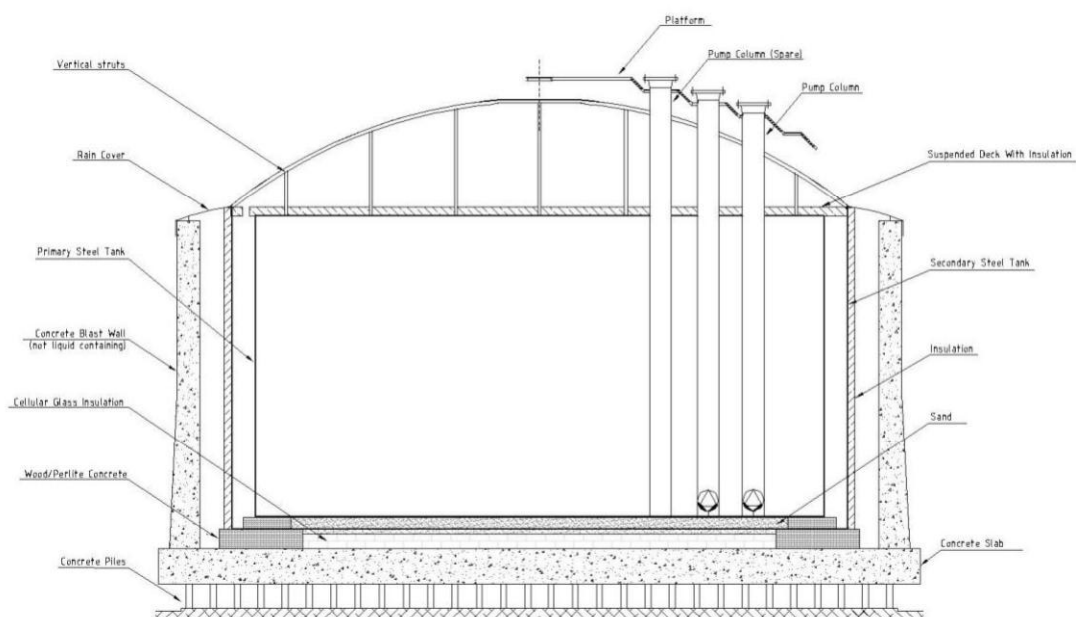
4.5.1 PGS-12: Ammoniak – Opslag en verlading

De Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen 12 (PGS-12) is een richtlijn met maatregelen die de risico's van het opslaan en verladen van ammoniak beheersbaar maken.

De PGS-12 stelt dat bij het ombouwen van een bestaande gekoelde installatie ontworpen voor een ander product naar ammoniak dit moet voldoen aan de eisen van een nieuw te bouwen ammoniak installatie.

Voor de opslag van ammoniak schrijft de PGS-12 een volledig omsloten opslagtank (full-containment) voor zoals weergegeven in Figuur 10. De 'full-containment' opslagtank moet onder andere aan de volgende eisen voldoen:

- Levensduur van minimaal 50 jaar;
- Voorzien van betonnen buitenwand;
- Geen doorvoeren door wand of bodem;
- Fundering op palen met 'airgap';
- Interne pompen met afsluitklep onder in de pompschacht.
- Perliet als isolatiemateriaal is niet toegestaan;
- Annulaire ruimte moet in-service inspecteerbaar zijn;
- Minimum ontwerpdruk van 100 mbar;
- Constructiemateriaal heeft een minimale vloeigrens tussen 215 MPa en 355 MPa.



Figuur 10: schematische weergave van een 'full-containment' opslagtank, overgenomen van [28]

Met betrekking tot het BOG-verwerkingssysteem schrijft de PGS-12 onder andere de volgende eisen voor:

- Het BOG-systeem is redundant uitgevoerd;
- Redundantie geldt tevens tijdens onderhoud (in de praktijk minimaal drie compressoren);
- Minimale vereiste capaciteit per compressor komt overeen met een statische opslagsituatie aangevuld met de capaciteit benodigd voor BOG uit de voedingsleiding wanneer de verlading is gestopt.
- BOG-systeem is voorzien van secundaire stroomvoorziening
Emissies uit het BOG-systeem (inerten en ammoniak) worden door een dampverwerkingsinstallatie verwerkt en geïmiteerd.

Leidingwerk, afsluiters en appendages moeten volgens PGS-12 aan onder andere de volgende eisen voldoen:

- Bij gebruik van geïsoleerde koudebestendig koolstofstaal worden leidingen continu op een temperatuur tussen -33°C en -10°C gehouden door circuleren van vloeibare koude ammoniak, uitgezonderd tijdens onderhoud;
- Bij gebruik van roestvrijstaal (RVS) zijn temperatuurverschillen tussen -33°C en de omgevingstemperatuur toegestaan mits er minimaal RVS316L (voor geïsoleerde leidingen) of minimaal 304L (voor geïsoleerde leidingen) is toegepast;
- Segmentering van bovengrondse leiding is vereist volgens voorgeschreven waarden;
- Aanwezigheid van een detectiesysteem dat bij lekkage automatisch het verpompen stopt en de leiding isoleert.

Warmtewisselaars moeten volgens PGS-12 aan onder andere de volgende eisen voldoen:

- De wisselaar is zo uitgevoerd dat er geen lekkage van ammoniak naar het verwarmend medium kan optreden (door een tussenmedium toe te passen).
- De wisselaar is uitgevoerd met een detectiesysteem dat lekkage van ammoniak naar het tussenmedium kan vaststellen en daarnaast een lekkage van het tussenmedium naar het verwarmend medium kan vaststellen.

Voor het verladen van ammoniak worden onder andere de volgende eisen voorgeschreven door de PGS-12:

- Er worden alleen vast laadarmen toegepast;
- De dampruimte van het te beladen transportmiddel mag niet in verbinding staan met de opslagtank voor gekoelde ammoniak. Vrijkomende dampen mogen niet in het BOG-systeem worden verwerkt en moeten worden opgevangen in een separate dampverwerking.

Naast de genoemde eisen worden er in de PGS-12 een aantal instrumentele beveiligingen voorgeschreven en materiaaleisen gesteld aan appendages en pakkingen. Daarnaast worden alleen gesloten pompen voorgeschreven zonder mechanische as-afdichting.

4.6 Specifieke richtlijnen voor vloeibare waterstof

- EIGA Doc 15/21: Gaseous hydrogen installations
- EIGA Doc 06/19: Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen
- EIGA Doc 242/22: Safety of hydrogen, hyco production and carbon capture
- NFPA 2-2023: Hydrogen technologies code
- NFPA 55-2023: Compressed gases and cryogenic fluids code
- ISO/TS 19883: Safety of pressure swing adsorption systems for hydrogen separation and purification

5 Benodigde aanpassingen aan LNG-terminals

Dit hoofdstuk bevat een generieke beschrijving van de benodigde aanpassingen aan een LNG-installatie in Nederland bij herbestemming voor waterstof(drager). Synthetisch methaan wordt niet beschreven in dit hoofdstuk omdat er geen aanpassingen benodigd zijn.

5.1 Opslagtank

5.1.1 Aanpassingen benodigd aan opslagtank voor ammoniak

Hetzelfde type opslagtanks worden gebruikt bij de opslag van ammoniak als bij de opslag van LNG. Het opslagvolume van de huidige ammoniak tanks is lager dan LNG (87.000 m³ t.o.v. 100.000-200.000 m³). De grootste ammoniak tank in de wereld is 70 kton (ongeveer 100.000 m³) en is gebouwd in de Verenigde Staten [29]. Vanuit de PGS-12 wordt het gebruik van een 'full-containment' opslagtank voorgeschreven. Ammoniak heeft hoger kookpunt en verdampingswarmte dan LNG. Derhalve is de vereiste isolatie voor hetzelfde boil-off rate minder stringent dan voor LNG. Perliet wordt doorgaans toegepast bij LNG-opslag als isolatiemiddel in de annulaire ruimte, iets wat conform de PGS-12 niet is toegestaan. Ammoniak heeft een hogere dichtheid dan LNG en hetzelfde opslag volume in ammoniak is zwaarder dan LNG. De tank en de fundering dient of te worden aangepast aan de hogere belastingen of het opslag volume moet beperkt worden.

De PGS-12 stelt dat spanningscorrosie een belangrijk aandachtspunt is bij de ombouw van een gekoelde opslagtank. Spanningscorrosie propageert met name op plaatsen waar hoge trekspanningen en hoge hardheden aanwezig zijn. Om het risico van spanningscorrosie te beperken moeten de spanningen in het materiaal niet te hoog worden en is een vloeigrens vereist tussen 215 MPa en 355 MPa volgens NEN-EN 10028-3, tabel 4. P275NL2 en P355NL2 worden specifiek genoemd als geschikte materialen. Materialen doorgaans gebruikt bij de opslag van gekoelde vloeistoffen met een opslagtemperatuur onder de -50°C zoals LNG hebben een andere samenstelling (% nikkel toegevoegd). Deze materialen hebben doorgaans een hogere vloeigrens dan de materiaaleisen die gesteld worden in de PGS-12. Verder stelt PGS-12 dat er een duidelijke correlatie is tussen hardheden van lassen en spanningscorrosie. De PGS-12 schrijft voor dat lassen de grens van 225 HV niet mogen overschrijven. Daarnaast is het van belang dat het equivalente koolstofgehalte (NEN 14620-2 hfd 4.3.1.2.2 type II) lager is dan 0.43 om de lasbaarheid van de tank te waarborgen en daarmee het risico op spanningscorrosie te beperken. De PGS-12 is gericht op tanks van staal, en biedt daardoor niet de standaard keuze uit materiaal typisch gebruikt voor LNG-tanks. Een uitzondering zal wetenschappelijk onderbouwd moeten worden voor de vergunningsverlener. Er is geen maximum gesteld aan het opslagvolume van een atmosferische opslagtank maar door de PGS-12 gestelde toepassing van de NEN-EN 14620-1 en de daarin genoemde wanddiktes zal dit in de praktijk maximaal 60 kton bedragen [28].

Naast het materiaal van de tank zijn sommige materialen van pakkingen en appendages niet geschikt voor ammoniak. De PGS-12 schrijft voor dat koper, zilver en zink alsmede hun

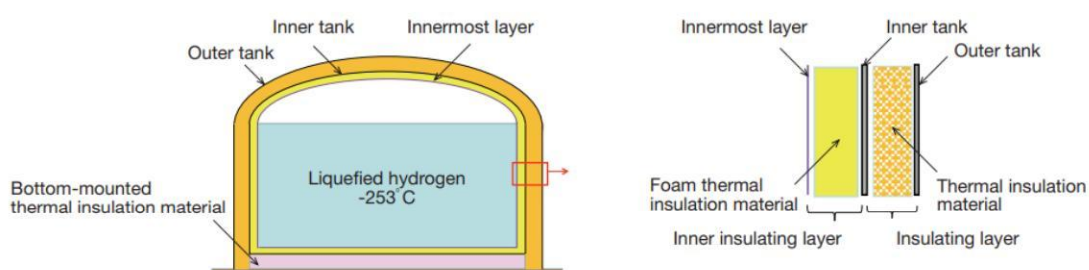
legeringen niet mogen worden toegepast. Doorgaans is PFTE en grafiet geschikt voor ammoniak [3].

5.1.2 Aanpassingen benodigd aan opslagtank voor vloeibaar waterstof

Opslagtanks voor vloeibaar waterstof hebben over het algemeen een bolvorming ontwerp. De schaalgrootte van de huidige opslagtanks voor vloeibaar waterstof is significant lager dan bij LNG. De grootste vloeibare waterstof tank heeft een capaciteit van 4700 m³. Het kookpunt van vloeibaar waterstof en verdampingswarmte ligt lager dan LNG. Het kookpunt van vloeibaar waterstof ligt ook lager dan het zuurstof (-183°C) en stikstof (-195.8°C) in de lucht. De isolatie benodigd om de 'boil-off rate' te beperken is stringenter dan bij LNG.

Het bolvormige ontwerp wordt toegepast omdat de verhouding tussen het oppervlak en het opslagvolume bij deze vorm het laagst is. Doorgaans wordt vacuüm of vloeibare stikstof als isolatie toegepast met soms een additionele isolatielaag van perliet of glasvezel [3]. De vacuüm isolatie voorkomt de condensatie van zuurstof en stikstof tegen de buitenwand van de tank wanneer deze in contact komt met lucht. Een groter opslagvolume heeft een betere oppervlak-tot-volume verhouding en dus een positief effect op de 'boil-off rate'.

Kawasaki voorziet complexiteit bij het opschalen van bolvormige tanks door de benodigde staaldikte die nodig is om doorbuiging van de buitentank onder de vacuümdruk te voorkomen. Om met 'flat-bottom' cilindrische opslagtanks alsnog tot de veel hogere isolatiewaarde te komen, zullen extra isolatie lagen moeten worden aangebracht in plaats van vacuumisolatie zoals weergegeven in Figuur 11. Het materiaal gebruikt om LNG-tanks te bouwen, 9% nikkel-staal, is ontworpen en getest voor condities tot -196 °C geschiktheid voor lagere temperaturen zal moeten worden aangetoond.



Figuur 11: Kawasaki's conceptueel ontwerp van een 'flat-bottom' cilindrische tank voor vloeibare waterstof, overgenomen van [30]

5.1.3 Aanpassingen benodigd aan opslagtank voor methanol

Methanol is bij atmosferische condities een vloeistof en wordt typisch opgeslagen in atmosferische tanks met een drijvend dak ('floating-roof') of een vast dak ('fixed-roof'). Methanol vereist geen cryogene tank zoals bij de opslag van LNG wel benodigd is. Methanol is een brandbare vloeistof en vereist daarom mitigerende maatregelen zoals een stikstof deken. Verder is de massa van een volle tank veel hoger, en zal fundering en wanden aangepast moeten worden.

5.2 BOG-systeem

5.2.1 Aanpassingen benodigd aan BOG-systeem voor ammoniak

Verhoudingsgewijs zal ammoniak minder BOG produceren dan LNG. LNG-compressoren zijn ontworpen voor lagere temperaturen dan bij ammoniak benodigd is. Indien de ontwerpcondities van de compressor geschikt zijn voor de proces condities van ammoniak, de compressor voldoende lekdicht en de compressor uitgevoerd is in materialen die bestand zijn tegen ammoniak moet het technisch mogelijk zijn om de compressor te hergebruiken.

Hoewel het technisch mogelijk zou kunnen om een LNG-compressor aan te passen voor het gebruik met ammoniak is het efficiënter en veiliger om een compressor te gebruiken die specifiek is ontworpen voor ammoniak. Daarnaast zijn de gestelde eisen aan de robuustheid van het BOG-systeem in de PGS-12 stringenter dan normaliter toegepast bij LNG. Om aan de gestelde robuustheid zal er mogelijk een extra compressor moeten worden geplaatst als backup ten tijde van onderhoud.

Er zal een dampverwerkingsinstallatie moeten worden toegevoegd aan het systeem om aan de eisen van PGS-12 te voldoen. De dampverwerkingsinstallatie is doorgaans van geringe omvang.

5.2.2 Aanpassingen benodigd aan BOG-systeem voor vloeibaar waterstof

Het is onbekend of hetzelfde concept voor het BOG-systeem, bestaand uit een compressor en een recondensor, geschikt is voor vloeibare waterstof. De enige bestaande terminal voor vloeibare waterstof in Japan slaat BOG op onder hoge druk. De waterstof wordt vervolgens samen met verdampt waterstof uitgestuurd. De waterstof wordt dus niet opnieuw vloeibaar gemaakt. Het voordeel van een recondensor is dat het op druk brengen van een vloeistof minder energie en kosten-efficiënter is dan het comprimeren van een gas.

Doorgaans worden zuigercompressoren toegepast voor de compressie van waterstof. Centrifugaal compressoren zijn minder geschikt omdat dankzij de kleine moleculaire massa van waterstof zeer hoge draaisnelheden nodig zijn om een goede drukverhouding te krijgen. Omdat de moleculaire massa van waterstof lager is dan dat van LNG, is onwaarschijnlijk dat LNG-compressoren in staat zijn om voldoende drukopbouw te leveren. De compressoren zullen waarschijnlijk vervangen moeten worden.

Warmtewisselaars dienen uitgevoerd te zijn in materialen die bestand zijn tegen waterstofbroosheid zoals 316L.

5.2.3 Aanpassingen benodigd aan BOG-systeem voor methanol

Omdat methanol niet onder cryogene condities wordt gehouden is er geen BOG. Omdat methanol brandbaar is wordt de tank afgedekt met stikstof. Om methanol terug te winnen uit de stikstof wordt doorgaans een dampterugwinningssysteem ('Vapour Recovery Unit') gebruikt of het wordt in een dampverwerkingsysteem verwerkt.

5.3 Pompen en leidingwerk

5.3.1 Aanpassingen benodigd aan pompen en leidingwerk voor ammoniak

Omdat ammoniak een hogere ontwerptemperatuur en dichtheid heeft moeten zowel de lagedruk pompen als de hogedruk pompen worden vervangen. Materialen zoals koper, zilver en zink alsmede hun legeringen zijn niet geschikt voor ammoniak. Bij de pompen zullen de koperen draden moeten worden beschermd alsmede de spoelen van de motoren. De PGS-12 staat alleen gesloten pompen toe zonder mechanische as-afdichting. De huidige capaciteit van ammoniak pompen is lager derhalve neemt het aantal pompen mogelijk toe.

Leidingwerk dient te zijn uitgevoerd in materialen conform de eisen van PGS-12 met voldoende segmentering en geschikt materiaal gebruik. Veiligheidssystemen zoals overdrukventielen en lekdetectie dient te worden vervangen. Ammoniak is zwaarder dan LNG, derhalve moeten pijpbruggen en pijpondersteuningen worden verzwaaard.

5.3.2 Aanpassingen benodigd aan pompen en leidingwerk voor vloeibaar waterstof

De stofeigenschappen van vloeibaar waterstof zijn significant anders dan LNG. Daarnaast is de benodigde ontwerptemperatuur extremer dan LNG en moet het materiaal van de pomp bestand zijn tegen waterstofbrosheid. Zowel de lagedruk pompen als hogedruk pompen moeten waarschijnlijk worden vervangen.

Bij leidingwerk voor vloeibaar waterstof wordt over het algemeen vacuümisolatie toegepast om de condensatie van zuurstof op de buitenkant van de pijp te voorkomen. Waterstof vergt ook stringenter eisen aan lekdichtheid en ontwerptemperatuur. Het leidingwerk zal waarschijnlijk moeten worden vervangen.

5.3.3 Aanpassingen benodigd aan pompen en leidingwerk voor methanol

Evenals ammoniak heeft methanol een hogere ontwerptemperatuur en dichtheid. Afhankelijk van de toepassing zijn hogedruk pompen niet benodigd. Zowel de lagedruk als de hogedruk pompen zouden moeten worden vervangen. Methanol is zwaarder dan LNG, derhalve moeten pijpbruggen en pijpondersteuningen worden verzwaaard.

5.4 Steiger en laadarmen

5.4.1 Aanpassingen benodigd aan steiger en laadarmen voor ammoniak

Indien de laadarmen voldoende lekdicht en uitgevoerd zijn in een ammoniak geschikt materiaal zijn deze inzetbaar voor ammoniak. De steiger kan worden hergebruikt. Er zijn stringente afmeer principes voorgeschreven voor ammoniak waardoor vrijheid van aanleggen niet mogelijk is, deze richtlijnen zijn vergelijkbaar met LNG

5.4.2 Aanpassingen benodigd aan steiger en laadarmen voor vloeibaar waterstof

Evenals bij het leidingwerk zijn voor vloeibaar waterstof de isolatiebenodigdheden hoger en stelt gebruik voor waterstof ook stringenter eisen aan lekdichtheid en ontwerp temperatuur. De laadarmen zullen waarschijnlijk moeten worden vervangen. De steiger kan worden hergebruikt.

5.4.3 Aanpassingen benodigd aan steiger en laadarmen voor methanol

De laadarmen en steiger kunnen worden hergebruikt.

5.5 Verdamper

5.5.1 Aanpassingen benodigd aan verdamper voor ammoniak

Afhankelijk van het gebruik van ammoniak is er een verdamper nodig. Indien ammoniak verder wordt getransporteerd wordt dit doorgaans in de vloeibare fase gedaan. Spoor- en wegvervoer vindt doorgaans plaats onder druk bij atmosferische temperatuur.

Indien de ammoniak wordt omgezet naar waterstof in een ammoniak kraker dient de ammoniak te worden gegasificeerd. Ammoniak heeft een hogere verdampingsenergie en kookpunt dan LNG. Het temperatuurverschil met het warmende medium is dus lager en er is meer energie nodig dan bij LNG. Het benodigde formaat is hierdoor anders dan bij LNG. Daarnaast moet het materiaal en ontwerpcondities van de LNG-verdamper geschikt zijn voor ammoniak. PGS-12 stelt schrijft het gebruik van een tussenmedium voor bij warmtewisselaars. 'Open-rack vaporisers (ORV)' maken doorgaans gebruik van directe verwarming met zeewater en zouden dus moeten worden aangepast om aan deze eis te voldoen.

Een ammoniak kraker zet ammoniak om in waterstof en stikstof. Dit proces is een endothermisch proces en heeft daardoor een externe warmtebron nodig. De technologie wordt aangeboden door Haldor Topsoe, KBR, Thyssenkrupp, Johnson Matthey, Duiker, Casale en H2SITE [31]. De meeste aanbieders baseren het ontwerp op conventionele aardgasreformers. Hierin wordt de katalyst in verticale buizen in een fornuis geplaatst. De omzetting van ammoniak vindt plaats in de buizen bij 500-600 °C. De geproduceerde waterstof kan geleverd worden met een concentratie van 99.9 mol% en op 50 barg [31]. De technologie heeft een TRL-niveau van 6-9 [31]. Een installatie met een capaciteit van 1 miljoen ton waterstof per jaar heeft ongeveer 20.000 ton ammoniak per dag nodig [31]. Een degelijke installatie heeft naar schatting een footprint van 200000 tot 450000 m² nodig [31].

5.5.2 Aanpassingen benodigd aan verdamper voor vloeibaar waterstof

Vloeibare waterstof heeft een lagere verdampingsenergie en kookpunt dan LNG. Het temperatuurverschil met het warmende medium is dus hoger en er is minder energie nodig dan bij LNG. Het benodigde formaat is hierdoor anders dan bij LNG. In principe kunnen ORVs worden toegepast mits de ontwerpcondities geschikt zijn voor waterstof. Het is

onwaarschijnlijk dat ORVs ontworpen zijn voor de extremere temperaturen van waterstof en zullen derhalve moeten worden gereviseerd.

5.6 Meet- en regeltechniek

5.6.1 Aanpassingen benodigd aan meet- en regeltechniek voor ammoniak

Door de hogere dichtheid dienen regelkleppen te worden aangepast. Instrumentele beveiligingen dienen te voldoen aan de eisen die gesteld worden in PGS12. Drukontlastingskleppen dienen te worden gedimensioneerd op de hoge mate van expansie van ammoniak. Door de toxiciteit van ammoniak zijn er hogere ventilatie eisen. Lekbeveiliging dient te worden aangepast. Debiet en temperatuurmeters moeten waarschijnlijk worden aangepast [32]. Het controle- en automatiseringssysteem moet opnieuw worden geprogrammeerd en gekalibreerd.

5.6.2 Aanpassingen benodigd aan meet- en regeltechniek voor vloeibaar waterstof

Om een LNG-terminal geschikt te maken voor vloeibare waterstof, zijn aanzienlijke aanpassingen aan de meet- en regeltechniek noodzakelijk. Sensoren en meetinstrumenten moeten worden aangepast of vervangen om te kunnen functioneren bij de veel lagere temperaturen. Daarnaast moeten de regelkleppen en actuatoren worden geüpgraded of vervangen worden met zodat deze bestand zijn tegen de cryogene temperaturen, de verhoogde permeabiliteit en waterstofbrosheid. De veiligheidssystemen moeten worden herzien, inclusief lekdetectie en noodafsluiters, om de verhoogde explosie- en brandrisico's van waterstof adequaat te beheren. Het controle- en automatiseringssysteem moet opnieuw worden geprogrammeerd en gekalibreerd.

5.6.3 Aanpassingen benodigd aan meet- en regeltechniek voor methanol

Door de hogere dichtheid dienen regelkleppen te worden aangepast. Debiet en temperatuurmeters moeten waarschijnlijk worden aangepast. Het controle- en automatiseringssysteem moet opnieuw worden geprogrammeerd en gekalibreerd.

5.7 Samenvatting

Tabel 7: Samenvatting van modificaties benodigd bij herbestemming. Synthetisch methaan is niet meegenomen in dit overzicht omdat er geen aanpassingen benodigd zijn.

Terminal component		Ammoniak		Vloeibaar waterstof		Methanol
Opslagtanks	●	Significante modificaties benodigd om te voldoen aan PGS-12. Inzet van materialen LNG-tanks (nog) niet aangetoond.	●	Significante modificaties benodigd. Inzet materialen LNG-tanks niet aangetoond. Huidige technologie onvoldoende op schaal beschikbaar.	○	Geen modificatie benodigd echter is een conventionele tank economisch voordeliger. Dit maakt het hergebruik van de tank voor methanol onwaarschijnlijk.
BOG-systeem	●	Modificaties benodigd	●	Significante modificaties benodigd. Huidige stand van technologie is onvoldoende	●	Niet van toepassing. Vervangen voor dampterugwinnings-systeem/ dampverwerking-systeem
Pompen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen of verwijderen
Leidingwerk	●	Mogelijk inzetbaar onder voorwaarden PGS-12. Supports en bruggen verzwaren.	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Geen modificaties benodigd. Supports en bruggen verzwaren.
Steiger	●	Geen modificaties benodigd	●	Geen modificaties benodigd	●	Geen modificaties benodigd
Laadarmen	●	Onder voorwaarden inzetbaar	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Geen modificaties benodigd
Verdamper	●	Mogelijk inzetbaar bij modificatie	●	Mogelijk inzetbaar indien materialen bestand zijn voor lagere temperaturen, anders significante modificaties of vervangen.	●	Niet benodigd
Meet- en regeltechniek	●	Modificaties benodigd	●	Modificaties benodigd	●	Modificaties benodigd

● Inzetbaar, ● modificaties benodigd, ● significante modificaties of vervangen, ○ inzetbaar maar economisch onwaarschijnlijk, ● niet van toepassing.

5.8 Kosten

Tabel 8 geeft een overzicht van de belangrijkste kostencomponenten van LNG-terminals en de modificatiekosten bij herbestemming voor ammoniak of vloeibaar waterstof zoals deze worden gerapporteerd in de literatuur. De opslag van methanol in cryogene tanks is economisch gezien niet logisch. De CAPEX en OPEX van conventionele chemische tanks is lager dan cryogene tanks doordat conventionele chemische tanks minder complex zijn.

Methanol wordt al opgeslagen in verschillende terminals in Nederland (o.a. EVOS, Vopak, ETT en CHANE).

In Tabel 8 worden de belangrijkste kostencomponenten van een LNG-terminal weergegeven in een percentage van de totale investering. Ter illustratie, in 2008 waren de projectkosten voor de Gate terminal 800 miljoen euro [12]. In dit overzicht is te zien dat de opslagtanks de meest kapitaalintensieve componenten van de terminal zijn. In Tabel 8 wordt ervan uitgegaan dat de tank volledig herbruikbaar. Echter is de binnentank, doorgaans uitgevoerd in 9%-nikkelstaal, niet inzetbaar in Nederland voor ammoniak conform PGS-12. Daarnaast is ook de isolatie, doorgaans perliet, niet toegestaan conform PGS-12. Omdat zowel de binnentank en de isolatie zullen moeten worden vervangen zullen de daadwerkelijke modificatie kosten veel hoger liggen dan de gerapporteerde waardes. De gestelde kosten zullen eventueel technische mogelijk zijn maar zullen niet tot een equivalente veiligheid leiden.

Tabel 8: Gerapporteerde waardes voor modificatie kosten van bestaande LNG-terminals in literatuur [3] [32]

Terminal component	LNG	Ammoniak	Vloeibaar waterstof
Opslagtanks	45-50%	1-1.5% (kosten niet conform PGS-12)	Onbekend
BOG-systeem	10-15%	5-8%	Onbekend
Pompen	3-5%	1-3%	Onbekend
Leidingwerk	5-10%	2-4%	Onbekend
Verdamper	Onbekend	Onbekend	Onbekend
Meet- en regeltechniek	2-4%	2-3.5%	Onbekend

Tabel 9 geeft een overzicht van de pre-investeringskosten nodig gerapporteerd in de literatuur. Pre-investeringskosten zijn kosten die gemaakt worden bij de bouw van de terminal om herbestemming te vereenvoudigen, bijvoorbeeld het uitvoeren van componenten in materialen geschikt voor zowel LNG als een waterstof(drager) of ontwerpcondities die geschikt zijn voor zowel LNG als een waterstof(drager). Aandachtspunt hierbij is dat dit moment is er nog geen tank-type goedgekeurd voor zowel ammoniak als LNG. Mogelijkerwijs zou RVS hiervoor gebruikt kunnen worden maar dit is nog niet bewezen of economisch rendabel. Daarnaast zal het maximum volume van de tank gereduceerd moeten worden tot het maximaal vergunbare volume aan ammoniak (in de praktijk 60 kton). Grotere opslagvolumes leiden tot grotere aandachtsgebieden, bij 60 kton is er een aandachtsgebied van 4950 m [33].

Tabel 9: Gerapporteerde waardes voor pre-investering benodigd bij nieuwe LNG-terminals in literatuur [32] [3]

Terminal component	LNG	Ammoniak	Vloeibaar waterstof
Opslagtanks	45-50%	2-2.5% (kosten niet conform PGS-12)	Onbekend
BOG-systeem	10-15%	3-6%	Onbekend
Pompen	3-5%	0%	0%
Leidingwerk	5-10%	0.5-1%	Onbekend
Verdamper	Onbekend	Onbekend	Onbekend

Meet- en regeltechniek	2-4%	1-2%	Onbekend
------------------------	------	------	----------

6 Benodigde aanpassingen aan bestaande LNG-infrastructuur

In dit hoofdstuk worden de benodigde aanpassingen beschreven voor het importeren van ammoniak en vloeibare waterstof in de bestaande LNG-terminals in Nederland.

6.1 Aanpassingen benodigd aan de Gate terminal

Deze sectie bevat een overzicht van aanpassingen die benodigd zijn om de Gate terminal geschikt te maken voor import van ammoniak of vloeibare waterstof. De aanpassingen zijn samengevat in Tabel 10.

6.1.1 Aanpassingen benodigd aan de Gate terminal voor ammoniak

De opslagtanks zijn 'full-containment' opslagtanks conform de voorschriften van PGS-12. Echter zijn de tanks uitgevoerd in 9% nikkelstaal met perliet als isolatie in de annulaire ruimte van de tank. Om te voldoen aan de PGS-12 eisen dient de binnentank te worden vervangen en de isolatie verwijderd of aangetoond worden dat 9% nikkelstaal voldoende lang ammonia inwerking kan weerstaan met betrekking tot spanningsstress corrosie. Daarnaast zal het opslagvolume van de tank moeten worden gereduceerd of de fundering en buitenwand dienen te worden aangepast om de toenemende belasting te dragen. De fundering heeft geen 'air gap' maar is voorzien van elektrische verwarming. Een 'air gap' is een lege holte onder de tank die warmte-instraling vanuit de bodem voorkomt. Additionele maatregelen zijn wellicht nodig om equivalente veiligheid voor elektrische verwarming te behalen. De instrumentele beveiligingen van de opslag dienen te worden aangepast conform PGS-12. De huidige tankgrootte is met 200000 m³ significant groter dan de 60 kton ammoniak haalbaar met de NEN-EN 14620-1.

In de afluut van het BOG-systeem zal een dampverwerkingsunit moeten voorzien conform PGS-12. De compressoren moeten worden aangepast of vervangen om geschikt te zijn voor gebruik voor ammoniak.

Zowel de hogedruk als de lagedruk pompen dienen te worden vervangen door voor ammoniak geschikte pompen.

Indien verdampers benodigd zijn moeten de ORVs worden aangepast om een tussenmedium te faciliteren conform PGS-12.

De segmentering van het leidingwerk is waarschijnlijk onvoldoende en additioneel afsluiters zullen geplaatst moeten worden. Pijpbruggen en pijpondersteuningën moeten worden geëvalueerd en mogelijk verzwakt om de toenemende belasting door de zwaardere ammoniak te kunnen dragen. Materiaal van pijpleidingen zal moeten worden gekeurd voor gebruik van ammoniak.

Alle pakkingen en appendages dienen geëvalueerd te worden voor gebruik met ammoniak. Pakkingen en appendages die uitgevoerd zijn in koper, zilver, zink of hun legeringen dienen

vervangen te worden. Alle overdrukventielen moeten opnieuw worden gedimensioneerd voor ammoniak. Lekbeveiliging, gasdetectie en branddetectie dienen te worden aangepast. Debiet en temperatuurmeters moeten waarschijnlijk worden aangepast [32]. Het controle- en automatiseringssysteem moet opnieuw worden geprogrammeerd en gekalibreerd.

Aangezien de opslag van ammoniak in verhouding tot LNG een toenemend risico met zich mee zal brengen zullen mitigerende maatregelen nodig zijn om tot equivalente veiligheid te leiden. Zulke mitigerende maatregelen zijn al deels ondervangen in PGS-12. Het inpassen van ammoniakopslag binnen bestaande veiligheidscontouren is de grootste uitdaging bij herbestemming van bestaande terminals. Daarnaast zal de terminal voorzien moeten worden van een kraker, op eigen terrein of elders in de haven, om de ammoniak om te zetten naar waterstof.

6.1.2 Aanpassingen benodigd aan de Gate terminal voor vloeibaar waterstof

De opslagtanks zijn niet ontworpen voor de condities die benodigd zijn voor vloeibaar waterstof. Het materiaal, 9% nikkelstaal, de geschiktheid van het materiaal is niet aangetoond voor temperaturen onder de -196°C . Tevens zal de huidige isolatie niet voldoende zijn om een hoge 'boil-off rate' te voorkomen. Daarnaast zal er zonder aanpassingen aan de tank zuurstof condenseren tegen de buitenwand tank. De binnentank zal mogelijkerwijs moeten worden vervangen door een opslagtank met vacuümisolatie die ontworpen is voor lagere temperaturen. Er zijn echter op dit moment geen 'flat bottom' opslagtanks commercieel beschikbaar, zeker op de schaal waarop de tanks van de Gate terminal zijn uitgevoerd. Indien het reviseren van de tanks niet mogelijk is zal de tank volledig moeten worden vervangen door een bolvormige tank.

De compressoren van het BOG-systeem moeten worden vervangen. Indien er gekozen wordt om het BOG op te slaan in de gasfase en uit te voeren naar het gasnet dient er een BOG-houder en additionele compressors geplaatst te worden. Een BOG-houder is een hogedruk cilindrische opslagtank waar de waterstof tijdelijk wordt opgeslagen. Indien de waterstof wordt gecondenseerd zal de recondensor moeten worden vervangen, omdat de huidige ontwerpcondities en isolatie onvoldoende is. Mogelijkerwijs moet er een additionele stikstof koeling worden voorzien om voor genoeg koeling te zorgen.

De lagedruk pompen en hogedruk pompen moeten vervangen worden door pompen geschikt voor vloeibare waterstof. Cryogene pompen geschikt voor vloeibaar waterstof zijn op dit moment niet commercieel beschikbaar op de capaciteit van de huidige LNG pompen.

De ORVs kunnen mogelijk worden ingezet voor waterstof als het materiaal kan worden aangepast aan de condities van vloeibaar waterstof. Omdat er gedurende de ontwerpfase van de Gate terminal geen rekening gehouden is met de extremere ontwerpcondities van vloeibaar waterstof is het waarschijnlijker dat de ORVs moeten worden vervangen.

Het leidingwerk op de terminal dient te worden vervangen. Alle meet- en regeltechniek dient te worden geüpgraded of vervangen. Met name de veiligheidssystemen moeten worden herzien, inclusief lekdetectie en noodafsluiters.

Aangezien de opslag van waterstof in verhouding tot LNG een toenemend risico met zich mee zal brengen zullen mitigerende maatregelen nodig zijn om tot equivalente veiligheid te

leiden. Het inpassen van waterstofopslag binnen bestaande veiligheidscontouren is de grootste uitdaging bij herbestemming van bestaande terminals.

6.1.3 Aanpassingen benodigd aan de Gate terminal voor methanol

Bij herbestemming van de Gate terminal voor methanol wordt de terminal omgebouwd tot een conventionele terminal. Hierbij kan de steiger, leidingwerk, de opslagtanks en faciliteiten zoals de controlekamer behouden blijven. Daarnaast zullen de pompen moeten worden vervangen, regelkleppen en andere instrumenten worden aangepast en een dampverwerkingsinstallatie moeten worden toegevoegd.

Omdat conventionele terminals geschikt zijn voor de import van methanol is het economisch aantrekkelijker om een conventionele terminal in te zetten voor de import van methanol in plaats van een LNG-terminal om te bouwen. De opslagtanks zijn het meest kapitaalintensieve onderdeel van de terminal. Het hergebruik van een LNG-opslagtank zal duurder in onderhoud zijn dan een conventionele tank.

6.1.4 Samenvatting aanpassingen benodigd aan de Gate terminal bij herbestemming

Vanuit een contractueel perspectief komt vanaf 2036 de eerste ruimte vrij in de terminal capaciteit. Tevens zal, met name roterende installaties zoals pompen en compressoren, in de periode 2030-2040 op het einde van de ontwerplevensduurs lopen. De daadwerkelijke levensduur van de installaties is echter afhankelijk van het operatie- en onderhoudsregime en kan afwijken van de verwachte levensduur. Het gedeeltelijk ombouwen van de terminal vanaf 2036 zou mogelijkerwijs gepaard kunnen gaan met het (aanstaande) natuurlijk vervangmoment van de verschillende terminal componenten. Het gedeeltelijk ombouwen van een terminal geeft additionele complexiteiten op het gebied van veiligheid, operatie en thermische stress in gedeeld leidingwerk (door de variërende temperaturen).

Tabel 10: Samenvatting van de benodigde aanpassingen aan de Gate terminal bij herbestemming. Synthetisch methaan is niet meegenomen omdat dit geen aanpassingen aan de terminal vergt.

Terminal component		Ammoniak		Vloeibaar waterstof		Methanol
Opslagtanks	●	Significante modificaties benodigd om te voldoen aan PGS-12. Inzet van materialen LNG-tanks (nog) niet aangetoond.	●	Significante modificaties benodigd. Inzet materialen LNG-tanks niet aangetoond. Huidige technologie onvoldoende op schaal beschikbaar.	○	Geen modificatie benodigd echter is een conventionele tank economisch voordeliger. Dit maakt het hergebruik van de tank voor methanol onwaarschijnlijk.
BOG-systeem	●	Modificaties benodigd	●	Significante modificaties benodigd. Huidige stand van technologie is onvoldoende	●	Niet van toepassing. Vervangen voor damperugwinnings-systeem/ dampverwerking-systeem
Pompen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen of verwijderen
Leidingwerk	●	Mogelijk inzetbaar onder voorwaarden PGS-12. Supports en bruggen verzwaren.	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Geen modificaties benodigd. Supports en bruggen verzwaren.
Steiger	●	Geen modificaties benodigd	●	Geen modificaties benodigd	●	Geen modificaties benodigd
Laadarmen	●	Onder voorwaarden inzetbaar	●	Niet inzetbaar, volledig vervangen	●	Geen modificaties benodigd
Verdamper	●	Mogelijk inzetbaar bij modificatie	●	Mogelijk inzetbaar indien materialen bestand zijn voor lagere temperaturen, anders significante modificaties of vervangen.	●	Niet benodigd
Meet- en regeltechniek	●	Modificaties benodigd	●	Modificaties benodigd	●	Modificaties benodigd

● Inzetbaar, ● modificaties benodigd, ● significante modificaties of vervangen, ○ inzetbaar maar economisch onwaarschijnlijk, ● niet van toepassing.

6.2 Aanpassingen benodigd aan de EemsEnergyTerminal

Bij de EemsEnergyTerminal ligt het meest voor de hand om de gehele FSRUs te vervangen met een voor ammoniak of vloeibare waterstof geschikte FSRU. Deze schepen bestaan (nog) niet. Ammoniak carriers bestaan wel en de lading wordt gekoeld vervoerd. Het is derhalve te verwachten dat FSRU's voor ammoniak ontwikkeld en gebouwd kunnen worden, er zijn inmiddels AiPs (Approval in Principle) afgegeven voor ammoniak en waterstof FSRUs [34] [35]. Tot nu toe is er één vloeibare waterstof carrier gebouwd (Suiso Frontier) en zijn er ontwerpen gepresenteerd. De ontwikkeling van een FSRU voor vloeibare waterstof lijkt derhalve nog ver weg. De onshore installaties zijn voornamelijk heet watervoorzieningen en gedimensioneerd voor LNG. Voor ammoniak verdamping zal dat voldoende zijn, maar voor verdamping van waterstof waarschijnlijk onvoldoende. Verder zal de lekdichtheid van water naar ammoniak strikt moeten worden aangetoond wegens de chemische reactie die kan optreden tussen ammoniak en water.

Ammoniak kan niet aan het gasnet geleverd worden, dus er zal ook een verwerkingsinstallatie moeten komen. Er zijn ontwerpen van FSRUs waarbij de kraker geïntegreerd is in de FSRU [36].

Op dit moment wordt de terminal capaciteit van EET tot 2035 aangeboden aan marktpartijen. Vanuit een contractueel perspectief komt de terminal capaciteit dan in 2035 vrij voor een mogelijke herbestemming.

De aanpassingen zijn samengevat in Tabel 11.

Tabel 11: Samenvatting van de benodigde aanpassingen aan de EET bij herbestemming

Terminal component		Ammoniak		Vloeibaar waterstof		Methanol
FSRU		Vervangen door ammoniak FSRU		Vervangen door vloeibare waterstof FSRU		Niet van toepassing
Warmte-wisselaars		Inzetbaar		Inzetbaar		Niet van toepassing

 Inzetbaar,  modificaties benodigd,  significante modificaties of vervangen,  inzetbaar maar economisch onwaarschijnlijk,  niet van toepassing.

6.3 Aanpassingen benodigd aan de Peakshaver

De aanpassingen aan de Peakshaver liggen in lijn met de Gate terminal. Daarnaast zal er een aanlandsteiger moeten worden aangelegd.

7 Voorwaarden herbestemming van LNG-terminals

Dit hoofdstuk beschrijft de voorwaarden die in het buitenland worden gesteld voor de herbestemming van LNG-terminals. Daarna wordt beschreven welke voorwaarden mogelijk gesteld kunnen worden in Nederland.

7.1 Voorwaarden voor LNG-terminals in het buitenland

Deze studie heeft de relevante wetgeving voor LNG-terminals in Spanje, Italië en Duitsland onderzocht om te analyseren of er voorwaarden zijn voor de herbestemming naar waterstof(dragers). Uit de analyse bleek dat (vooralsnog) alleen Duitsland specifieke wet- en regelgeving heeft voor de herbestemming van LNG-terminals.

7.1.1 Voorwaarden voor LNG-terminals in Duitsland

De Duitse Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNGG), ofwel de Duitse LNG versnellingswet stelt voorwaarden op voor herbestemming van LNG-terminals bij nieuwbouw. De voorwaarden zijn toepasbaar op onder andere:

- Stationaire drijvende faciliteiten voor de import, ontlading, opslag en hervergassing van LNG
- Stationaire onshore faciliteiten voor de import, ontlading, opslag en hervergassing van LNG.

Om een terminal operationeel te houden na 31 december 2043 moet uiterlijk op 1 januari 2035 goedkeuring zijn aangevraagd. Deze goedkeuring wordt alleen gegeven voor terminals die worden ingezet voor de import, ontlading, opslag en hervergassing van waterstof(derivaten). Deze goedkeuring wordt alleen gegeven als de beheerder kan bewijzen dat de terminal per 1 januari 2044 kan worden omgebouwd tot een terminal die inzetbaar is voor de import, ontlading, opslag en hervergassing van ammoniak. Daarbij moet gedemonstreerd worden dat de modificatie kosten niet meer dan 15% van de originele bouwkosten bedragen. Het benodigde bewijs bestaat uit het aantonen dat:

- De juiste veiligheidsafstanden zijn aangehouden tot beschermde objecten voor operaties met ammoniak
- Het ontwerp van de fundering, buitenwand en dak van de opslagfaciliteiten geschikt is voor operaties met ammoniak
- Het materiaal en de interne structuur van de opslagfaciliteiten kan worden gemodificeerd in overeenstemming met de huidige stand van technologie om te voldoen aan de statische, veiligheids- en incident gerelateerde eisen voor de opslag en overslag van ammoniak.

Er zijn momenteel geen specifieke eisen voor ammoniak in Duitsland [33].

7.2 Mogelijke voorwaarden voor LNG-terminals in Nederland

De uitgegeven ontheffingen beperken de bestaande terminals niet bij herbestemming nog dwingen de uitgegeven ontheffingen herbestemming af. Daarnaast zijn er lopende contracten die de ontheffingstermijn van een terminal overschrijden. Nadat de ontheffingstermijn is verlopen zal de terminal opereren onder gereguleerde derdentoegang.

Bij het verlenen van toekomstige ontheffingen voor LNG-terminals zal de EU-richtlijn 2024/1789 als voorwaarde stellen dat investeringen in lijn moeten zijn met de klimaatdoelstellingen van de Europese Unie. Dit betekent dat nieuwe of bestaande terminals met significante uitbreidingen een transitie pad moeten inslaan richting een toekomstbestendige functie binnen een koolstofarme economie.

In lijn met de Duitse wetgeving kan voor LNG-terminals een tijdlijn worden vastgesteld waarin ze moeten worden omgebouwd voor het verwerken van waterstof of waterstofderivaten, zoals ammoniak. De keuze voor deze stoffen is logisch, omdat zij vergelijkbare cryogene infrastructuur vereisen. Net als LNG moeten vloeibaar waterstof en ammoniak worden geïmporteerd, ontladen, opgeslagen en eventueel hergast (of verwerkt).

Bij de herbestemming van LNG-terminals is het raadzaam om te kiezen voor een duidelijke focus op óf waterstof óf ammoniak, aangezien een ontwerp dat beide stoffen kan verwerken te complex en economisch inefficiënt is.

- **Herbestemming naar vloeibaar waterstof** vereist terminals met hoge isolatie-eisen en een ontwerp dat bestand is tegen extreme cryogene temperaturen ($\sim -253^{\circ}\text{C}$). Dit resulteert vaak in een over gedimensioneerde infrastructuur, zowel qua ontwerpcondities als qua isolatie, in vergelijking met wat strikt noodzakelijk zou zijn voor LNG.
- Bij **herbestemming naar ammoniak** ligt de nadruk op materiaalselectie vanwege spanningscorrosie en zwaardere civiele constructies, vanwege de grotere dichtheid en opslagvolumes per tank. Dit kan leiden tot economische nadelen bij het ontwerpen van tanks en pijpleidingen, omdat het opslagvolume per tank relatief kleiner is in vergelijking met LNG.

Bij nieuwe LNG-terminals kunnen no-regret opties worden overwogen, waarbij beperkte pre-investeringen worden gedaan om de terminal later relatief eenvoudig te herbestemmen voor waterstof of ammoniak. Dergelijke maatregelen zijn:

- Het ontwerpen van opslag- en overslagfaciliteiten met extra ruimte voor toekomstige aanpassingen zoals het plaatsen van een ammoniak kraker.
- Het gebruik van materialen en technieken die zowel voor LNG als voor waterstof of ammoniak geschikt zijn.
- Leidingwerk en pompsystemen dusdanig ontwerpen zodat deze in de toekomst gemakkelijk kunnen worden vervangen of gemodificeerd.

De transitie van LNG-terminals naar een duurzame functie zal technische en economische uitdagingen met zich meebrengen. De keuze tussen waterstof en ammoniak als nieuwe corebusiness vereist een zorgvuldige afweging van ontwerpvereisten, economische haalbaarheid en lange-termijn klimaatdoelstellingen. Door vooruit te plannen met no-regret maatregelen, kunnen terminals toekomstbestendig(er) worden gemaakt zonder grote desinvesteringen in een later stadium.

Het doel van de gestelde voorwaarden, voor LNG-terminals, zou moeten zijn om minimale aanpassingen aan de terminal te realiseren, terwijl de impact op de omgeving equivalent blijft. Aandachtspunten zijn hierbij:

- Funderingen en andere civiele constructies zoals pijpbruggen dienen te zijn ontworpen op belasting gebaseerd op ammoniak.
- De materiaalkeuze en ontwerpcondities zijn, daar waar mogelijk, compatibel met zowel LNG als ammoniak of waterstof.
- In de layout en vergunning dient rekening gehouden te worden met het toenemende risico van waterstof of ammoniak.
- In de layout en vergunning dient rekening gehouden te worden met eventuele additionele activiteiten.

De in Duitsland gestelde CAPEX-doelstellingen van 15% voor het ombouwen van terminals blijken in Nederland mogelijk niet haalbaar vanwege de strengere eisen in de PGS-12-richtlijn. Deze richtlijn stelt hogere veiligheidseisen aan opslag- en overslagfaciliteiten, wat leidt tot hogere investeringskosten.

Naast technische eisen zouden voorwaarden kunnen worden opgelegd aan het contractueel vastleggen van de herbestemming van de terminal of ten minste het openhouden van contractuele capaciteit na de gewenste datum van herbestemming.

Op dit moment is er bovendien geen beschikbaar ontwerp voor een opslagtank die zowel voor ammoniak als LNG voldoet aan de vergunningseisen. Dit benadrukt de noodzaak om bij nieuwe terminals vroegtijdig keuzes te maken en een duidelijke focus te leggen op één specifieke toepassing, zoals ammoniak of waterstof, om ontwerp- en vergunningscomplexiteit te beperken.

Bij bestaande terminals is er geen rekening gehouden met herbestemming, wat de benodigde modificaties uitgebreider en complexer maakt. Daarbij biedt synthetisch methaan of biogas een oplossing, mits deze voldoen aan duurzaamheidscriteria zoals in de RED-regelgeving is opgenomen. Bij nieuwe terminals (of significante uitbreidingen van bestaande terminals) biedt EU-richtlijn 2024/1789 een handvat om middels ontheffing herbestemming op termijn af te dwingen.

Bij nieuwbouw kan er beter rekening gehouden worden met overeenkomende materialen en ontwerpcondities tussen LNG en ammoniak of vloeibaar waterstof. Om bij nieuwbouw herbestemming naar ammoniak te faciliteren, zal meer aandacht moeten worden gegeven aan het ontwikkelen van een tanktype dat geschikt is voor beide stoffen, met name het materiaal. Om bij nieuwbouw herbestemming naar vloeibaar waterstof te faciliteren, zal meer aandacht moeten worden gegeven aan het tankontwerp opschalen naar de schaalgrootte van LNG. Indien voor ammoniak en vloeibaar waterstof het ontwerp beter bekend is, kan de economische haalbaarheid beter worden ingeschat. Voor methanol ligt het importeren middels conventionele terminals meer voor de hand.

8 Verwijzingen

- [1] Gate terminal, „Gate terminal has received ISCC certification,” 2021. [Online]. Available: <https://www.gateterminal.com/en/nieuwsberichten-archive/gate-terminal-has-received-iscc-certification/>. [Geopend 2025].
- [2] Concawe; Aramco Fuel Research Center; LBST; ERM, „E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 - Update,” Concawe, Brussels, 2024.
- [3] M. Riemer, F. Schreiner en J. Wachsmuth, „Conversion of LNG terminals for liquid hydrogen or ammonia: analysis of technical feasibility and economic considerations,” Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Karlsruhe, 2022.
- [4] Ministerie van Klimaat en Groene Groei, „Kamerbrief over Kabinetsvisie waterstofdragers,” 2024.
- [5] Clean Hydrogen Partnership, „Clean Hydrogen Joint Undertaking: Strategic Research and Innovation Agenda 2021 - 2027,” 2022.
- [6] Hydrogen Council, „Toward a new era of hydrogen energy: Suiso Frontier built by Japan’s Kawasaki Heavy Industries,” 2022. [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/en/toward-a-new-era-of-hydrogen-energy-suiso-frontier-built-by-japans-kawasaki-heavy-industries/>. [Geopend 2025].
- [7] K. d. Wit, „The Wobbe Index in the H-gas standard and renewable gases in gas quality standardisation,” in *Sector Forum Gas WG Pre-normative studies on H-gas quality parameter (SFGas GQS)*, Madrid, 2020.
- [8] Port of Rotterdam, „Gate terminal start bouw 4e LNG-tank in Rotterdamse haven,” 2023. [Online]. Available: <https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/gate-terminal-start-bouw-4e-lng-tank-in-rotterdamse-haven>. [Geopend 2025].
- [9] Nieuwsblad Transport, „Vopak en Gasunie willen tijdelijke LNG-terminal Eemshaven langer openhouden,” 2024. [Online]. Available: <https://www.nt.nl/havens/2024/06/25/vopak-en-gasunie-willen-tijdelijke-lng-terminal-eemshaven-langer-openhouden/>. [Geopend 2025].
- [10] S. Swart, „Luchtfoto LNG-installatie Haven Rotterdam,” 2019. [Online]. Available: <https://www.siebeswart.nl/image/I0000mFTL5p82hqY>. [Geopend 2025].
- [11] Gate terminal, „Samenvatting milieueffectrapport: vloeibaar aardgas (LNG) terminal op Maasvlakte in Rotterdam,” 2006.
- [12] Gate terminal, „Gate terminal,” [Online]. Available: <https://www.gateterminal.com/>. [Geopend 2024].
- [13] Gate Terminal, „Milieueffectrapport: vloeibaar aardgas (LNG) terminal op Maasvlakte in Rotterdam,” 2006.
- [14] Gate terminal, „Gate terminal starts construction of 4th LNG tank at the port of Rotterdam,” 23 08 2023. [Online]. Available: <https://www.gateterminal.com/en/nieuwsberichten-archive/gate-terminal-starts-construction-of-4th-lng-tank-at-the-port-of-rotterdam/>. [Geopend 12 2024].

- [15] EemsEnergy Terminal, „Floating LNG-Terminal at the port of Eemshaven: Terminal Marine Manual,” 2025.
- [16] Provincie Groningen, „Verleende vergunningen EemsEnergyTerminal, Wilhelminahaven te Eemshaven,” [Online]. Available: <https://www.provinciegroningen.nl/vergunningen/verleende-vergunningen-bedrijven/bedrijf/eemsenergyterminal-wilhelminahaven-te-eemshaven/>. [Geopend 2025].
- [17] RoyalHaskoning DHV, „Toelichting vergunningsaanvraag: LNG terminal Eemshaven,” 2022.
- [18] Gasunie, „Reducing dependence on Russian gas in the Netherlands,” 2022. [Online]. Available: <https://www.gasunie.nl/en/news/reducing-dependence-on-russian-gas-in-the-netherlands>. [Geopend 2025].
- [19] EemshavenOnline, „Alle capaciteit van LNG-terminal Eemshaven verkocht,” 2022. [Online]. Available: <https://eemshavenonline.nl/havenonline/alle-capaciteit-van-lng-terminal-eemshaven-verkocht/>. [Geopend 2025].
- [20] EemsEnergyTerminal, „Market Consultation,” 2024. [Online]. Available: <https://www.eemsenergyterminal.nl/en/market-consultation>. [Geopend 2025].
- [21] EemsEnergyTerminal, „Open Season,” [Online]. Available: <https://www.eemsenergyterminal.nl/en/open-season>. [Geopend 2025].
- [22] R. Kolff, „Converting the LNG-Peakshaver to be fit for processing LH2,” Delft University of Technology, Delft, 2021.
- [23] Gasunie, „Investeringsplan GTS 2024-2033 Addendum,” 2024.
- [24] Nederlands Instituut Publieke Veiligheid (NIPV), „Institutionele inbedding van veiligheid in ammoniakketens,” 2024.
- [25] Informatiepunt Leefomgeving, „Overgangsrecht Besluit externe veiligheid inrichtingen,” [Online]. Available: <https://iplo.nl/regelgeving/omgevingswet/overgangsrecht/overgangsrecht-per-wet/besluit-externe-veiligheid-inrichtingen/>. [Geopend 2024].
- [26] Ministerie van Economische Zaken, „Ontheffingverlening aan GATE voor LNG-installatie,” *Staatscourant van het Koninkrijk der Nederlanden*, nr. 225, p. 11, 2006.
- [27] Autoriteit Consument en Markt, „Publicatie derdentoegang waterstofterminals,” 2024.
- [28] „PGS-12:2024 Versie 0.3 - Ammoniak opslag en verlading”.
- [29] Tarsco, a TF Warren Company, „Ammonia Tank: Texas City,” 2022.
- [30] A. Inomata, S. Hashimoto, K. Yamanouchi, T. Yamamoto, „Hydrogen Storage - Development of Liquefied Hydrogen Terminal,” *Kawasaki Technical Review*, vol. 182, 2021.
- [31] Port of Rotterdam, „Executive summary of pre-feasibility study by Fluor for: large-scale industrial ammonia cracking plant,” 2023.
- [32] Black & Veatch, „Hybrid LNG & ammonia infrastructure: key to a green economy”.
- [33] DCMR, Interviewee, [Interview]. 2025.
- [34] Offshore Energy, „MOL receives AiP for ammonia FSRU design from ClassNK,” 2023. [Online]. Available: <https://www.offshore-energy.biz/mol-receives-aip-for-ammonia-fsru-design-from-classnk/>. [Geopend 2025].
- [35] Riviera, „Floating hydrogen terminal receives approval in principle,” 2023. [Online]. Available: <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/floating-hydrogen-terminal-receives-approval-in-principle-77673>. [Geopend 2025].

- [36] Ammonia Energy, Höegh LNG, Deutsche ReGas to develop floating ammonia cracker, 2024. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/hoegh-lng-deutsche-regas-to-develop-floating-ammonia-cracker/>. [Geopend 2025].
- [37] DNV B.V. Energy Systems, „Kwantitatieve Risicoanalyse (QRA) Gate Terminal B.V.,” Gate terminal, 2023.

Ondertekening

TNO › Energy & Materials Transition › Rijswijk, 14 maart 2025

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke at the bottom.

N. González Díez
Research Manager

A handwritten signature in blue ink, featuring a series of sharp, upward-pointing strokes and a long horizontal stroke at the bottom.

L.J. Buijs
Project Manager

Energy & Materials Transition

Kesslerpark 1
2288 GS Rijswijk
www.tno.nl