

Kwantitatieve Risicoanalyse Aardgasbuffer Zuidwending



Groningen, 23 augustus 2010



30101098-GCS 10.R.51234 Rev 1.

**Kwantitatieve Risicoanalyse Aardgasbuffer
Zuidwending**

Groningen, 23 augustus 2010

Auteur M.T. Middel

In opdracht van N.V. Nederlandse Gasunie en NUON Storage B.V.

auteur : M.T. Middel	23-08-2010	beoordeeld : M.T. Dröge	23-08-2010
A 33 blz. 3 bijl.		goedgekeurd : M.T. van Os	23-08-2010



© KEMA Nederland B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door KEMA verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, bijkomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

De inhoud van dit rapport mag slechts als één geheel aan derden kenbaar worden gemaakt, voorzien van bovengenoemde aanduidingen met betrekking tot auteursrechten, aansprakelijkheid, aanpassingen en rechtsgeldigheid.

Samenvatting

De N.V. Nederlandse Gasunie en NUON Storage B.V. zijn voornemens om de buffercapaciteit van de bestaande - en deels nog in ontwikkeling zijnde – ondergrondse aardgasbuffer nabij Ommelandervijk/Zuidwending (gemeente Veendam) uit te breiden.

Het voorliggende rapport is geschreven voor de Milieu-effectrapportage en de aanvraag van een milieuvergunning in het kader van de Wet Milieubeheer voor de installaties van Zuidwending. In dit rapport worden de uitgangspunten en resultaten gepresenteerd van de uitgevoerde risicoanalyse. In deze risicoanalyse zijn de berekeningen van zowel het plaatsgebonden risico als het groepsrisico van beide partijen uitgevoerd en getoetst aan het Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen (hoewel het hier formeel om mijnbouwinrichtingen gaat en deze geen deel uit maken van dit besluit).

De berekening van de risico's zijn uitgevoerd met SAFETI-NL op basis van de in de Handleiding Risicoberekeningen Bevi [1] beschreven rekenwijze, welke is aangevuld met de Interim Handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid [2], welke door de Staatstoezicht op de Mijnen is uitgebracht.

De uitgevoerde berekeningen van het plaatsgebonden risico geven aan, dat er zich geen (geprojecteerde) kwetsbare objecten bevinden binnen de 10^{-6} /jaar plaatsgebonden risico contouren van de inrichtingen. Hiermee wordt voldaan aan het criterium voor het plaatsgebonden risico.

Aanvullend op de plaatsgebonden risicoberekening, is tevens het groepsrisico berekend en getoetst aan de oriëntatiewaarde, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-3}$ per jaar, waarin F de frequentie per jaar is met N (≥ 10) of meer dodelijke slachtoffers. Uit de berekeningen van het groepsrisico blijkt dat de berekende curves ver onder de oriëntatiewaarde blijven (de curves zijn formeel leeg). Hiermee wordt ruimschoots voldaan aan de richtlijn voor het groepsrisico van de inrichtingen.

INHOUD

1	INLEIDING	6
2	BESCHRIJVING VAN DE AARDGASBUFFER ZUIDWENDING	7
2.1	ALGEMENE BESCHRIJVING VAN DE AARDGASBUFFER ZUIDWENDING	7
2.2	REKENMETHODIEK EN TOETSINGSCRITERIA	7
3	MODELBSCHRIJVING	9
3.1	SELECTIE VAN DE SCENARIO'S	9
3.1.1	<i>Leidingdelen</i>	9
3.1.2	<i>Ondergrondse aardgasputten</i>	9
3.1.3	<i>Compressoren</i>	9
3.1.4	<i>Warmtewisselaars</i>	10
3.1.5	<i>Filters</i>	10
3.1.6	<i>Condensaattank</i>	10
3.1.7	<i>Vent stacks</i>	11
3.1.8	<i>Gasophoping in een afgesloten ruimte</i>	11
3.1.9	<i>Glycol</i>	11
3.2	MODELPARAMETERS	12
3.2.1	<i>Aardgassamenstelling</i>	12
3.2.2	<i>Operationele druk</i>	12
3.2.3	<i>Populatiebestand</i>	13
3.2.4	<i>Leidingparameters</i>	13
3.2.5	<i>Putparameters</i>	15
3.2.6	<i>Filters</i>	16
3.2.7	<i>Weerstatistiek</i>	17
3.2.8	<i>Ontstekingsbronnen</i>	17
4	RESULTATEN	18
4.1	PLAATSGEBONDEN RISICO	18
4.1.1	<i>Het PR van de bestaande aardgasbuffer van Gasunie</i>	18
4.1.2	<i>Het PR van de Gasunie aardgasbuffer met de beoogde uitbreiding</i>	19
4.1.3	<i>Het PR van de beoogde NUON aardgasbuffer</i>	20
4.1.4	<i>Het PR van de gecombineerde aardgasbuffers</i>	21
4.1.5	<i>Conclusie ten aanzien van het Plaatsgebonden Risico (PR)</i>	21
4.2	GROEPSRISICO	22
4.2.1	<i>Algemene resultaten van het Groepsrisico (GR)</i>	22
4.2.2	<i>Conclusie ten aanzien van het Groepsrisico (GR)</i>	22
BIJLAGE A	PLOTPLAN AARDGASBUFFER ZUIDWENDING	24
BIJLAGE B	BEPALING FAALFREQUENTIES PUTTEN	25
BIJLAGE C	BEPALING FAALFREQUENTIES LEIDINGEN	27

1 INLEIDING

De N.V. Nederlandse Gasunie (verder Gasunie) en NUON Storage B.V. (verder NUON) zijn voornemens om de buffercapaciteit van de bestaande - en deels nog in ontwikkeling zijnde – ondergrondse aardgasbuffer nabij Ommelanderswijk/Zuidwending (gemeente Veendam) uit te breiden.

Het gasopslagproject wordt gefaseerd uitgevoerd. Uiteindelijk zullen er ten behoeve van de gewenste gasopslag in totaal (en in twee fasen) tien cavernes worden aangelegd. De eerste fase van dit project is momenteel gaande en omvat ondermeer de aanleg van vier cavernes met ieder een geometrisch volume van circa 0,5 miljoen m³. De zes resterende cavernes ieder met een geometrisch volume van maximaal 1 miljoen m³ worden direct aansluitend op fase I gerealiseerd.

Dit rapport is geschreven voor de Milieu-effectrapportage en de aanvraag van een milieuvergunning in het kader van de Wet Milieubeheer voor de installaties van Zuidwending. In het voorliggende rapport worden de uitgangspunten en resultaten gepresenteerd van de uitgevoerde risicoanalyse. In deze risicoanalyse zijn de berekeningen van zowel het plaatsgebonden risico (PR) als het groepsrisico (GR) van de installaties van beide partijen uitgevoerd.

De berekening van de risico's zijn uitgevoerd met SAFETI-NL op basis van de in de Handleiding Risicoberekeningen Bevi [1] beschreven rekenwijze, welke is aangevuld met de Interim Handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid [2].

2 BESCHRIJVING VAN DE AARDGASBUFFER ZUIDWENDING

2.1 Algemene beschrijving van de aardgasbuffer Zuidwending

Gasunie en NUON realiseren elk een eigen aardgasopslag in de ondergrondse zoutlagen in de nabijheid van Zuidwending (gemeente Veendam). Hierbij wordt nauw samengewerkt met AkzoNobel omdat dit bedrijf de vergunning voor het uitlogen van de cavernes (de zoutwinning) in haar bezit heeft.

Een ondergrondse aardgasbuffer is een tijdelijke gasvoorraad van waaruit snel geleverd kan worden. Het kan hierbij gaan om gasopslag in lege gasvelden, maar ook om opslag in zoutcavernes (holtes) zoals in Zuidwending. Het belangrijkste verschil is dat gasvelden bestaan uit poreus gesteente, waarin het gas in de poriën is opgeslagen, terwijl het bij zoutcavernes grote holtes betreft. Bij opslag in gasvelden gaat het dan meestal om grote hoeveelheden gas, orde van grootte enkele miljarden kubieke meters, waaruit vele weken tot zelfs enkele maanden kan worden geput. Zoutcavernes daarentegen bevatten kleinere hoeveelheden gas, orde van grootte honderden miljoenen kubieke meters. Bij opslag in zoutcavernes kan sneller worden geleverd, omdat er geen weerstand voor stroming in de cavernes bestaat.

Momenteel heeft Gasunie een vergunning voor de installatie en 4 cavernes. Gasunie zal de installatie uitbreiden (van 5 naar 8 compressoren) en 2 extra cavernes gaan bedienen. NUON zal tevens een installatie bouwen (met 5 compressoren) en zal 4 cavernes gaan gebruiken (zie voor een overzichttekening bijlage A). Voor beide wijzigingen gezamenlijk is deze kwantitatieve risicotoetsing opgesteld.

2.2 Rekenmethodiek en toetsingscriteria

Vooralsnog is het Bevi niet van toepassing op mijnbouwinstallaties. De verwachting is dat dit in 2011 zal gebeuren. De rekenmethodiek voor Bevi inrichtingen is in de Handleiding Risicoberekeningen Bevi [1] beschreven. Deze handleiding is echter niet volledig voor mijnbouwinstallaties en wordt hiervoor aangepast. Om tot aan de definitieve aanpassing van de handleiding toch over een rekenmethodiek te beschikken, heeft de Staatstoezicht op de Mijnen een voorlopige aanvulling uitgebracht, Interim Handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid [2]. In dit rapport is gebruik gemaakt van de Handleiding [1], aangevuld met de interim handleiding [2].

Om te bepalen of de berekende risico's acceptabel zijn, wordt getoetst aan de criteria die de Nederlandse overheid heeft opgesteld rondom externe veiligheid. Deze criteria zijn opgenomen in het Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen (Bevi) [3] dat in 2005 van

kracht is geworden. Daarmee is de verantwoordingsplicht, die de verschillende industrieën hebben met betrekking tot de externe veiligheid, in werking getreden.

Het Bevi schrijft voor dat de veiligheidszoning om een installatie gelijk is aan de 10^{-6} per jaar plaatsgebonden risicocontour, in de zin dat voor het oprichten van een nieuwe risico-opleverende inrichting het plaatsgebonden risico ter plaatse van (geprojecteerde) kwetsbare objecten lager moet zijn dan 10^{-6} per jaar. Voor (geprojecteerde) beperkt kwetsbare bestemmingen geldt 10^{-6} per jaar als richtwaarde.

Als aanvulling op de plaatsgebonden risicoberekening, is tevens het groepsrisico berekend en getoetst aan de oriëntatiewaarde, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-3}$ per jaar, waarin F de frequentie per jaar is met N (≥ 10) of meer dodelijke slachtoffers.

3 MODELBESCHRIJVING

Risicoberekening worden uitgevoerd, zoals deze in het kader van de Handleiding risicoberekening Bevi (verder: HRB) zijn bepaald. De berekeningen zijn conform deze handleiding met SAFETI_NL (versie 6.54) uitgevoerd. In de HRB ontbreken enige specifieke mijnbouw relevante richtlijnen. Hiertoe is een Interim Handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid door het Staatstoezicht op de Mijnen opgesteld.

3.1 Selectie van de scenario's

De aardgasbuffer bestaat uit putten die via flowlines met de gasbehandeling installatie zijn verbonden. Voor de risicoberekeningen zijn deze drie onderdelen tezamen als de inrichting beschouwd.

3.1.1 Leidingdelen

De risico's op installaties worden met name veroorzaakt door de grote hoeveelheid aan leidingen. De boven- en ondergrondse leidingen binnen het hekwerk zijn meegenomen in de bepaling van de risico's van de installaties. De scheiding tussen installatie en het transportnetwerk vindt plaats bij de hoofdafsluiter op de installatie. De transportleiding behorende bij het landelijk netwerk van GTS (Gastransport Services) worden gewaarborgd door berekeningen met CAROLA software en hebben een andere berekeningsmethodiek en toetsingscriteria. De flowlines, die buiten het hekwerk van de installatie liggen, zijn wel meegenomen in de risicoberekeningen.

3.1.2 Ondergrondse aardgasputten

De risico's ten gevolge van de ondergrondse aardgasbuffers (de putten) worden conform de Interim handleiding [2] meegenomen in de risicobeschouwing. De details van de beschouwde scenario's worden in paragraaf 3.2.5 beschreven.

3.1.3 Compressoren

De consequenties van catastrofaal falen van de compressor wordt gemodelleerd als een leidingbreuk van de toevoerleiding van de compressor. Daarnaast wordt een lekscenario gemodelleerd als een lek van de toevoerleiding conform [1].

Gegeven het ontwerp de constructie en de beveiligingen van de hier aan de orde zijnde compressoren lijkt catastrofaal falen van de compressor zeer onwaarschijnlijk of zelfs onmogelijk. Omdat RIVM en VROM twijfelden over de toepasbaarheid van de standaard faalfrequenties uit het HRB, hebben zij nader onderzoek verricht naar de faalscenario's en faalfrequenties van (grote) compressoren. In het onderzoek is geconcludeerd dat de casing van dergelijke centrifugaalcompressoren niet zal falen. Deze rekenwijze is dan ook in de berekeningen gehanteerd.

3.1.4 **Warmtewisselaars**

Het breukscenario van een pijp van een warmtewisselaar geeft een effectafstand van ca. 10 meter. De koelerbank bevindt zich op meer dan 10 meter afstand van de terreingrens waardoor de effecten beperkt blijven tot binnen de omheining van de inrichting. Dit scenario is daarom uitgesloten van de risicoanalyse. Het scenario van 10 pijpen tegelijk is conform de Interim Handleiding [2] meegenomen in de analyse met een faalfrequentie van 10^{-5} per jaar.

3.1.5 **Filters**

Op de inrichtingen worden filter separatoren (ook wel vloeistofvangers genoemd) gebruikt. De filter separatoren halen vocht en vuil deeltjes uit het gas door middel van filterdoeken. De filter separatoren worden in het proces voor de compressor gezet om de compressor te beschermen tegen eventuele aanwezige vuil deeltjes in de gasstroom. De kleine hoeveelheid condensaat dat wordt gevangen, komt onderin de vloeistofvanger te staan en wordt, of manueel of automatisch, gedraind. Op de drain zit naast een drukbeveiliging, een beveiliging die een minimum en maximum condensaat niveau in de vloeistofvanger aanhoudt.

De vloeistofvanger kan worden opgedeeld in een aan- en afvoerleiding en een huis waarin het reinigen plaatsvindt. In de risicoberekeningen worden de aan- en afvoer en het huis meegenomen als bovengrondse leidingen met de bijbehorende druk en diameter. In het huis heerst dezelfde druk als in de aan en afvoerleiding. Tevens wordt de maximale uitstroom [kg/s] uit de vloeistofvanger bij breuk bepaald door de maximaal mogelijke uitstroom uit de aan- en afvoerleidingen van de vloeistofvanger. In de risicoberekeningen wordt gerekend met de faalfrequentie die (na afstemming met RIVM) gelijk is aan de faalfrequentie van de aan de aan- en afvoerleiding. De vloeistofvangers worden ontworpen volgens NEN13445 (drukvaten), deze norm stelt zwaardere eisen aan het drukvat dan aan een leiding wordt gesteld, waarmee de wanddiktes van de vloeistofvanger groter zijn dan die van een gelijkwaardige leiding.

De vloeistofvangers worden jaarlijks volledig geïnspecteerd. Daarbij worden ze drukloos gemaakt om wanddikte metingen uit te voeren, te controleren op inwendige corrosie en in het geval van de filterseparatoren worden de filters vervangen. Tevens worden de vloeistofvangers regelmatig visueel geïnspecteerd aan de buitenkant waardoor het ontstaan van externe corrosie uitgesloten zou kunnen worden en het rekenen met de leiding faalfrequentie als conservatief kan worden beschouwd.

3.1.6 **Condensaattank**

Zoals in paragraaf 3.1.4 is beschreven, zullen vloeistofvangers worden geïnstalleerd om het eventueel aanwezige rest verontreinigingen in het gas, (aardgas)condensaat genaamd, te verwijderen. Condensaat is een verzamelnaam voor een aantal hogere

koolwaterstoffen (vergelijkbaar met benzine) die in geringe hoeveelheid in aardgas voorkomen.

De condensaat tank is via een schoorsteen verbonden met de buitenlucht, waardoor de tank op atmosferische druk is en blijft. Bij lossen van de geringe hoeveelheden condensaat, kunnen er geen effecten optreden die buiten het hekwerk van de inrichting tot een significante verhoging van het risico leiden. Daarbij komt dat condensaat met een lage frequentie wordt afgevoerd van installaties. De geringe effecten bij falen in combinatie met de lage faalfrequentie leiden tot de conclusie dat dit scenario kan worden verwaarloosd ten opzichte van breuk- en lekscenario's m.b.t. aardgas.

3.1.7 **Vent stacks**

Op de inrichting van Gasunie bevindt zich een vent stack voor het afblazen of drukloos kunnen maken van systemen. Bij NUON wordt deze functie vervuld door verscheidene kleinere ventstacks (één per compressor unit). Beide varianten staan in open verbinding met de atmosfeer en zijn afgescheiden van de onder druk staande installatie door middel van een afsluiter in de aanvoerleiding van afblazers. Onder normale procescondities zijn deze systemen drukloos en worden niet gebruikt. Om deze reden wordt dit gedeelte niet meegenomen in de risicoanalyse. Het gedeelte van de aanvoerleiding dat onder druk staat (tot aan de afsluiter) wordt wel meegenomen in de risicoanalyse.

3.1.8 **Gasophoping in een afgesloten ruimte**

Om een explosie in gebouwen en omkastingen te voorkomen zijn veiligheidsmaatregelen getroffen. Zo zijn over het algemeen gasdetectoren aanwezig en is alle apparatuur explosieveilig uitgevoerd. Hierdoor is het onwaarschijnlijk dat zich bij een gaslekage een grote hoeveelheid gas zal ophopen in een gebouw en zal leiden tot een explosie. Om het effect van een eventuele explosie te verkleinen is er een explosieveilig dak aanwezig of zijn er explosieluiken geplaatst. Op basis van een kwalitatieve beschouwing wordt de kans op een explosie verwaarloosbaar klein geacht en worden vanwege de verwaarloosbare kans van optreden niet verdisconteerd in het PR en het GR. In de risicoberekeningen wordt overigens wel rekening gehouden met fakkelbrand door breuk en lek in de gasvoerende leidingen in gebouwen.

3.1.9 **Glycol**

Voor de gasdroging wordt bij de aardgasbuffer gebruik gemaakt van glycol. Het scenario ten aanzien van de glycol opslag betreft een plasbrand (vloeistof bij procestemperatuur), waarbij een 110% vloeistofkerende opvangbak is voorzien. Plasbranden binnen de inrichting kunnen worden uitgesloten van de berekening, omdat de effectsafstand van een plasbrand enkele meters betreft en niet buiten het hekwerk

zullen optreden. De geringe effecten bij falen leiden tot de conclusie dat dit scenario kan worden verwaarloosd ten opzichte van breuk- en lekscenario's m.b.t. aardgas.

3.2 Modelparameters

3.2.1 Aardgassamenstelling

Het Nederlandse aardgasnetwerk is op basis van de aardgassamenstelling op te splitsen in twee onderdelen: het hoogcalorisch netwerk (H-gas) en het Groningen-type aardgas (G-gas) netwerk. De Nederlandse huishoudens zijn aangesloten op het G-gas netwerk; het H-gas wordt met name gebruikt door de grote industrie en het buitenland. Het verschil tussen beide typen aardgas is in hoofdzaak de grote hoeveelheid stikstof die in het aardgasveld van Groningen voorkomt ten opzichte van de kleinere omliggende aardgasvelden. Door mengen of toevoegen van stikstof kan van H-gas G-gas worden gemaakt.

Het Gasunie deel van de aardgasbuffer Zuidwending is aangesloten op het G-gas netwerk. Het NUON-gedeelte is aangesloten op het H-gas netwerk. De typische samenstellingen zijn in onderstaande tabel weergegeven.

Indicatieve samenstelling [mol%]	G-gas	H-gas
Methaan	81	87.9
Ethaan	2.8	5.0
Propan	0.4	1.0
Butaan	0.1	0.2
Isobutaan	0.1	0.2
Hogere koolwaterstoffen	0.1	0.2
Kooldioxyde	1.0	1.7
Stikstof	14	3.8

Tabel 1: Indicatieve samenstelling aardgas

Voor het rekenwerk is echter, conform de Interim Handleiding [2], uitgegaan van 100% methaan.

3.2.2 Operationele druk

Voor de interne druk van de installaties is gerekend met de maximale operationele drukken in de leidingen en put. Voor het "hoge druk gedeelte" van Gasunie betreft dit een druk van 180 barg (de putdruk) en het overige deel betreft een druk van 66.2 barg (aansluiten op Gasunie netwerk).

De ontwerpdruk van NUON is deels 210 bar (putdruk) en voor het overige gedeelte is gerekend met tevens 66.2 bar (aansluiten Gasunie netwerk). De drukscheiding op de

installaties vindt plaats bij de compressoren (injectie) en bij de smoorkleppen (productie).

3.2.3 **Populatiebestand**

In de handreiking verantwoordingsplicht groepsrisico (www.groepsrisico) wordt voorgeschreven hoe de populatie dient te worden gemodelleerd ten behoeve van ijking aan oriëntatiewaarde of vergunningswaarde. Hiertoe is voor de berekeningen benodigde omgevingsdata een populatiebestand geëxtraheerd uit de Bridgis database (www.bridgis.nl) voor zowel omwonenden als ook werknemers.

3.2.4 **Leidingparameters**

3.2.4.1 **Faalmodus**

In de Handleiding Risicoberekening Bevi [1] is opgenomen dat voor buisleiding gerekend moet worden met een tweetal faalmodi: lekken en breuken. Daarnaast is gespecificeerd dat een lek in een dergelijke leiding gemodelleerd dient te worden als een rond gat met een gatgrootte van 20 mm. Een breuk betreft de tweezijdige uitstroming over de volledige doorlaatopening.

Lekkage van ondergrondse leidingdelen kan van de analyse worden uitgesloten omdat het risico verwaarloosbaar is ten opzichte van een leidingbreuk [4]. Hoewel de frequentie van falen als lek groter is dan de breukfrequentie, is de uitstroom verwaarloosbaar klein ten opzichte van de uitstroom behorend bij een breuk, en dit leidt tot een warmtestralingsprofiel waaruit blijkt dat er geen externe veiligheidsrisico bestaat. Bij ondergrondse leidingen wordt daarom alleen gerekend met het breukscenario dat resulteert in tweezijdige verticale uitstroming.

3.2.4.2 **Modellering**

Alle leidingbreukscenario's zijn in SAFETI-NL gemodelleerd met het "long pipeline" model. De lekscenario's zijn gemodelleerd met het "leak" model. Bovengrondse componenten zijn meegenomen als een horizontale uitstroom op 1 m hoogte. Ondergrondse leidingen zijn gemodelleerd als een verticale uitstroom op 0 m hoogte.

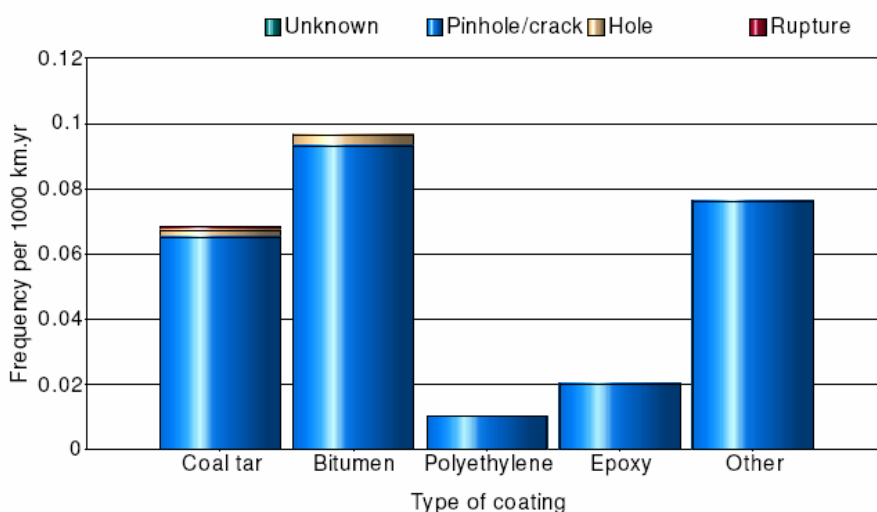
3.2.4.3 **Faalfrequentie**

Voor het falen van leidingen gebruik gemaakt van de statistiek van vele duizenden kilometers leidingen, gebaseerd op enkele tientallen jaren ervaring bij meerdere gastransportbedrijven. De hieruit afgeleide faalfrequenties zijn verdeeld naar oorzaak. Van de mogelijke oorzaken is, voor transportleidingen, external interference veruit de belangrijkste. De overige oorzaken zoals constructiefouten, corrosie etc. vormen slechts enkele procenten van mogelijk falen. Deze casuïstiek, die betrouwbare resultaten geeft voor wat betreft de voorspelling van de faalfrequentie van

aardgasleidingen buiten aardgasinrichtingen, wordt gebruikt in de toekenning van faalfrequenties van boven- en ondergrondse leidingdelen op een aardgasinrichting.

Schade door derden (External Interference) als faaloorzaak kan worden uitgesloten binnen het hekwerk van het terrein. Het terrein van de inrichtingen kennen een streng veiligheidsregime dat kunnen bestaan uit een (eventueel dubbel uitgevoerd) hekwerk, (IR)camerabewaking en hekdetectie. Zonder opdracht van de beheerder of in bijzijn van personeel krijgen derden geen toegang tot het terrein waar de installatie is opgesteld. Het is om die reden zeer onwaarschijnlijk dat derden die geen toegang tot het terrein hebben de op het terrein aanwezige componenten zullen beschadigen. Wanneer er werkzaamheden op het terrein plaatsvinden (zoals onderhoud) gebeurt dit door eigen of ingehuurd deskundig personeel, met inachtneming van opgestelde procedures en werkvergunningen, eventueel onder toezicht van eigen personeel. Werkzaamheden die zouden kunnen leiden tot schade aan gasvoerende componenten worden per definitie onder toezicht van eigen personeel uitgevoerd.

Met uitsluiting van schade door derden kan onder voorwaarden de corrosiefaalfrequentie als maatgevende faaloorzaak worden gebruikt. Met deze faalfrequentie, afgeleid volgens de PIPESAFE module CORROSION wordt op basis van statistische verdelingen van corrosiedefecten en corrosiesnelheidsverdelingen een voorspelling van de corrosie faalfrequentie gedaan. Naast diameter, druk, wanddikte en staalsoort zijn tevens de leidingleeftijd en de bekleding van de leiding belangrijke input parameters. In de berekening is uitgegaan van een leidingleeftijd van 50 jaar. Daarnaast is uitgegaan van koolteer als bekleding van de leiding. Hoewel de ondergrondse leidingdelen zijn bekleed met polyethyleen en niet met koolteer, is in overleg met het RIVM toch voor koolteer als bekleding gekozen. De reden hiervoor is dat de genoemde verdelingen zijn gebaseerd op Britse casuïstiek en de Britse gastransportleidingen zijn voor het overgrote deel bekleed met koolteer. De keuze voor koolteer als input parameter geeft derhalve de meest betrouwbare voorspelling van de corrosie faalfrequentie. Tevens is het uitgaan van koolteer een conservatieve benadering omdat het lagere kwaliteit heeft dan het gebruikte PE. Dit is duidelijk zichtbaar in figuur 1 waar lek-/breukfrequenties voor verschillende coatingtypes zijn weergegeven. Figuur 1 is overgenomen uit het meest recente EGIG (European Gas Pipeline Incident data Group) rapport [6]. EGIG houdt van veel Europese gastransport bedrijven (waaronder NV Nederlandse Gasunie) incidentgegevens bij en voert hier analyses op uit.



Figuur 1: Relatie tussen corrosie, faalmodus en het type coating, uit EGIG [6]

In bijlage C worden de gehanteerde faalfrequentie modules in meer detail beschreven.

Het wordt opgemerkt dat ook voor bovengrondse leidingen dezelfde faalfrequentie module wordt gehanteerd indien het een stalen leiding betreft. De gehanteerde corrosie faalfrequenties kunnen in dat geval als conservatief worden beschouwd omdat falen van bovengrondse leidingen ten gevolge van corrosie nihil wordt geacht door goed en preventief onderhoud, tezamen met reguliere (visuele) inspecties. Anderzijds doet de benadering weer wel recht aan de situatie doordat de gebruikte frequenties tevens representatief zijn voor minder bijdragende en moeilijk te kwantificeren faaloorzaken.

Het gebruik van bovengenoemde faalfrequenties, namelijk external interference voor de ondergrondse leidingen buiten het hekwerk en de corrosie faalfrequentie voor leidingen binnen het hekwerk, gebeurt conform afspraak met het RIVM. Momenteel voert RIVM onderzoek uit naar de voorwaarden van het gebruik van de PIPESAFE faalfrequenties.

3.2.4.4 Leidingparameters

De leidingparameters zijn verkregen uit de specificaties 15CS31 (putdruk zijde) en 06CS11 (netwerkszijde) die op deze installaties zijn toegepast.

3.2.5 Putparameters

Ten aanzien van de ondergrondse putten zijn de faalscenario's en frequenties gebruikt uit de Interim handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid. De scenario's en frequenties zijn gebaseerd op het Scandpower rapport [5], welke vervolgens zijn gecorrigeerd voor het 95% betrouwbaarheidsinterval. Doordat grote hoeveelheden

data niet voor handen zijn (en hierdoor het betrouwbaarheidsinterval relatief groot is), zijn de voortvloeiende faalfrequenties als zeer conservatief te beschouwen.

Voor de scenario's van de ondergrondse gasputten wordt onderscheid gemaakt in blowouts en lekken. Een blowout is het continu en ongehinderd verticaal uitstromen van gas of olie uit de put. De uitstroomrichting van een blowout is altijd verticaal en die van een lek is gedeeltelijk verticaal en horizontaal. Voorts wordt onderscheid gemaakt tussen een blowout tijdens onderhoudswerkzaamheden of tijdens injectie/productie. Tijdens onderhouds-werkzaamheden hoeft alleen gerekend te worden met de uitstroom van de ondergrondse put; de pijpleiding is dan drukloos. Bij injectie of productie levert ook de pijpleiding een bijdrage aan de hoeveelheid vrijkomend aardgas. De vrijkomende hoeveelheid aardgas van de leiding en blowout worden in dit geval bij elkaar opgeteld.

Per put worden de volgende scenario's in de toetsing meegenomen (zie voor de bepaling van de frequenties Bijlage B):

- Blowout + uitstroming leidingen, verticaal, frequentie $7,17 \times 10^{-5}$ per jaar
- Blowout, verticaal, frequentie $3,11 \times 10^{-5}$ per jaar
- Lek, verticaal, $1,34 \times 10^{-4}$ per jaar
- Lek, horizontaal, $2,64 \times 10^{-5}$ per jaar

Conform de Interim Handleiding [2] wordt voor blowout scenario's eventueel insluiten niet meegenomen in de QRA modellering, omdat de faalkans van de putbeveiliging al is verdisconteerd in de faalfrequentie van het blowout putsenario.

NB: Gasunie gebruikt ten behoeve van de bedrijfszekerheid twee putten per caverne; NUON één. De faalfrequenties zijn hierboven per put bepaald.

3.2.6 Filters

Zoals in paragraaf 3.1.5 beschreven worden de filterseparatoren, die het aardgas uit het landelijke netwerk nogmaals filteren, beschouwd als leidingen. De faalmodi en faalfrequentie zijn afgeleid van de leidingparameters van de toe- en afvoerleiding (zie voor de details voor leidingen paragraaf 3.2.4).

Op het terrein staan tevens knock-out drums, die het gas vanuit de caverne filteren door gebruik te maken van de expansie van het aardgas wat hierin deze vaten optreedt. De faalmodi en frequentie van deze vaten zijn gemodelleerd als druk- of opslagvat onder druk, conform paragraaf 1.5.2 van de Interim Handleiding Risicoberekening Externe Veiligheid [2].

De Glycol behandelingsvaten zijn gemodelleerd als procesvat, conform de aanwijzing uit [1]. De faalmodi en frequentie uit [1] zijn toegepast op de aan- en afvoerleiding van deze procesvaten.

3.2.7 **Weerstatistiek**

Voor de groepsrisicoberekeningen wordt gebruik gemaakt van omgevingscondities. Hiervoor zijn de specifieke gegevens van het meetstation Eelde gebruikt.

3.2.8 **Ontstekingsbronnen**

Voor de ontstekingsbronnen zijn de defaultwaarden uit SAFETI_NL gebruikt. Hiervoor is het noodzakelijk het hekwerk in SAFETI_NL te definiëren. Omdat SAFETI_NL niet kan rekenen met leidingdelen buiten het hek, is het hek om de inrichting fictief doorgetrokken rondom de flowlines en de putten.

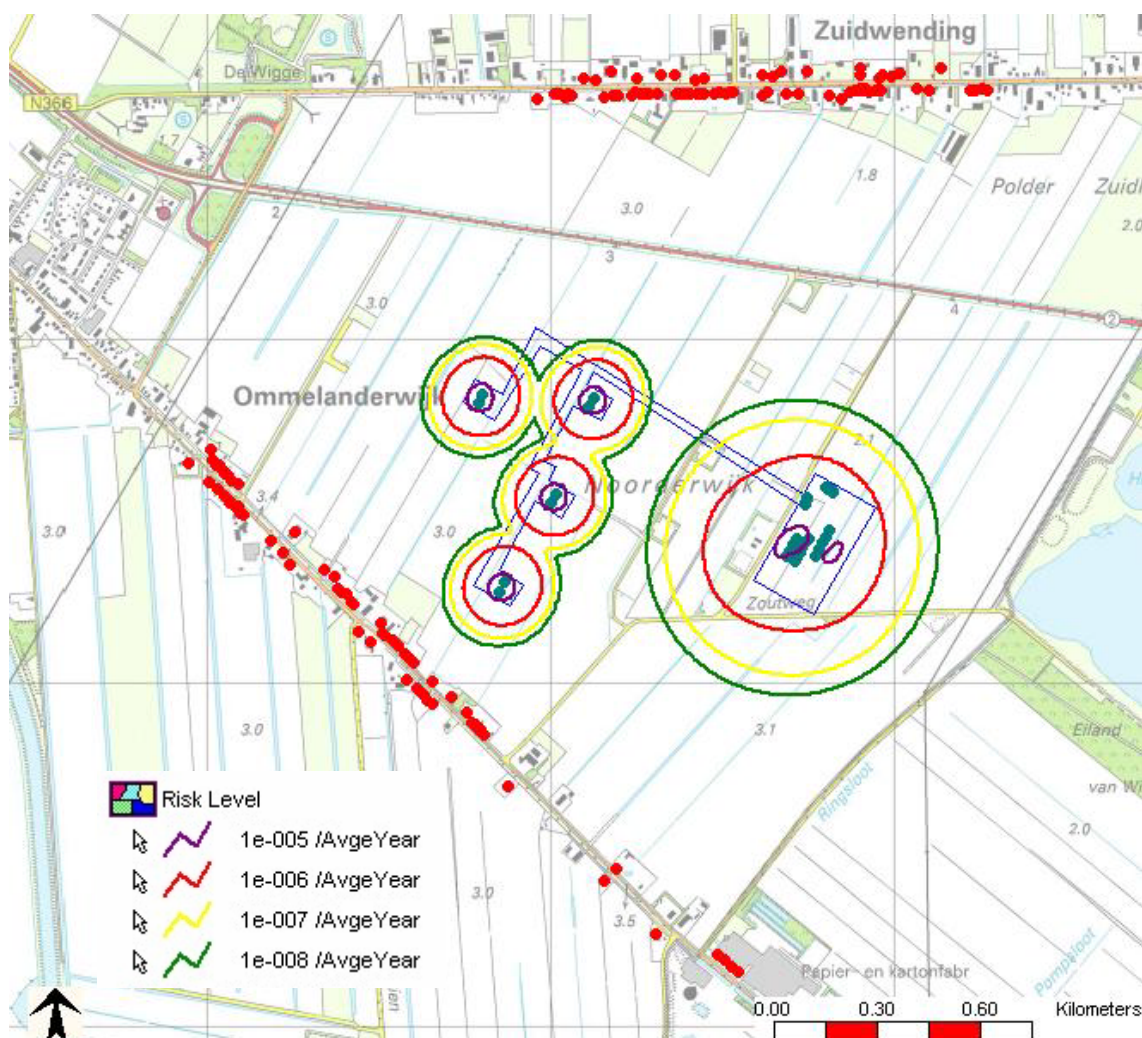
4 RESULTATEN

In dit hoofdstuk worden de resultaten gepresenteerd van de verschillende uitgevoerde berekeningen.

4.1 Plaatsgebonden risico

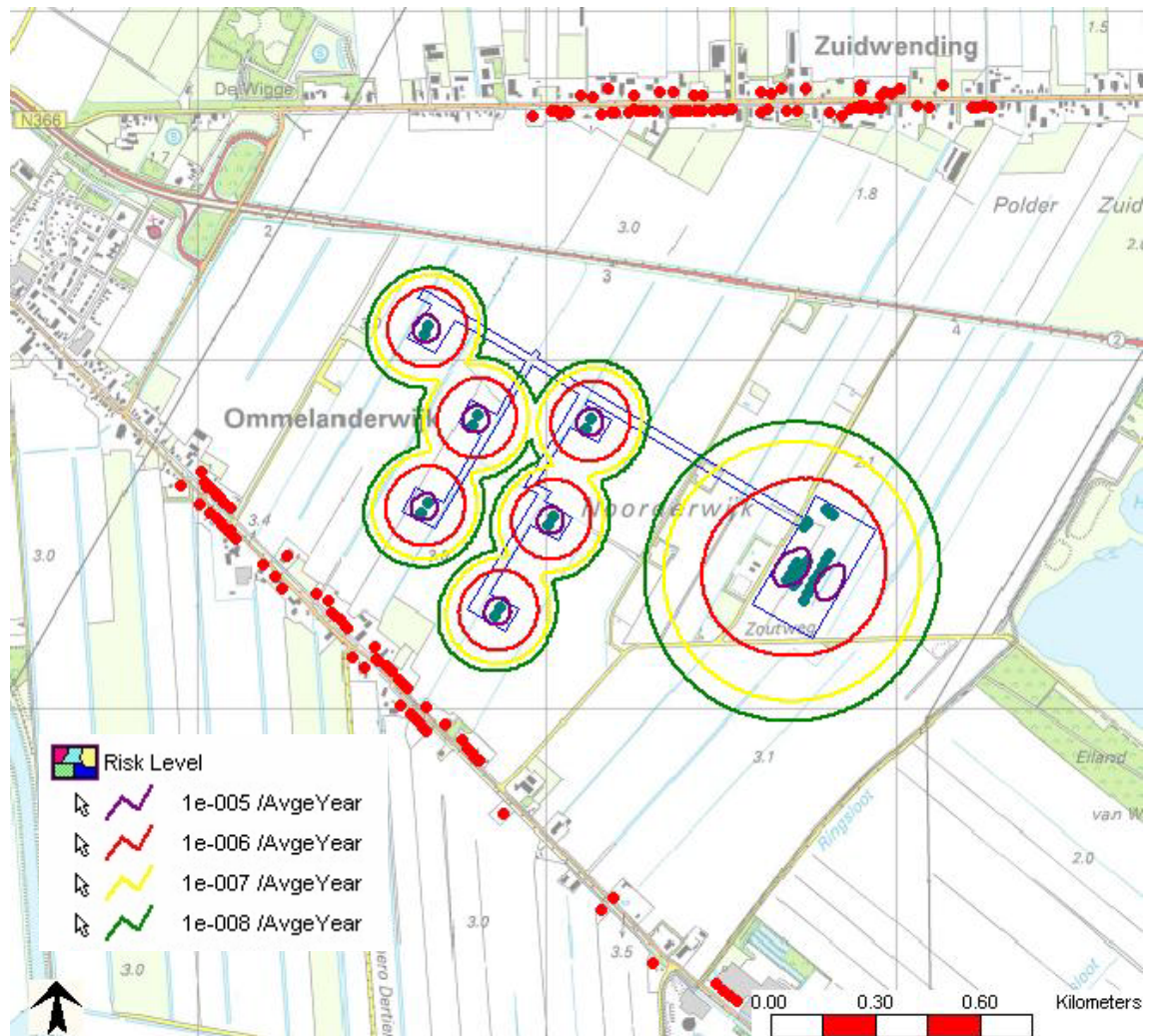
De resultaten van de plaatsgebonden risicoberekening met betrekking tot aardgasbuffer zijn voor de verschillende situaties (zowel huidig als toekomstig) hieronder weergegeven.

4.1.1 Het PR van de bestaande aardgasbuffer van Gasunie



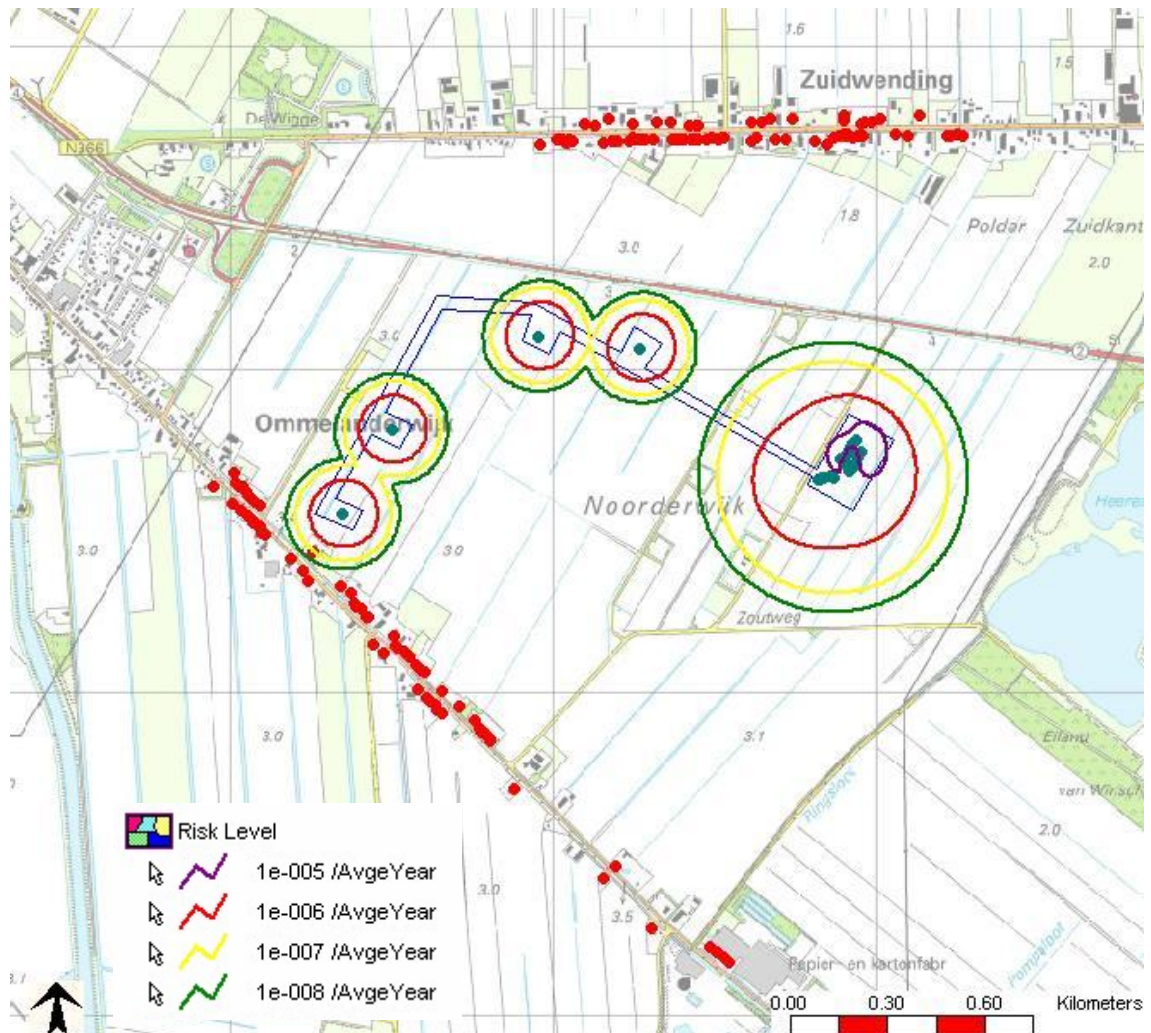
4.1.2 Het PR van de Gasunie aardgasbuffer met de beoogde uitbreiding

Hieronder is de plaatsgebonden risicoberekening van de Gasunie aardgasbuffer inclusief de beoogde uitbreiding weergegeven.



4.1.3 Het PR van de beoogde NUON aardgasbuffer

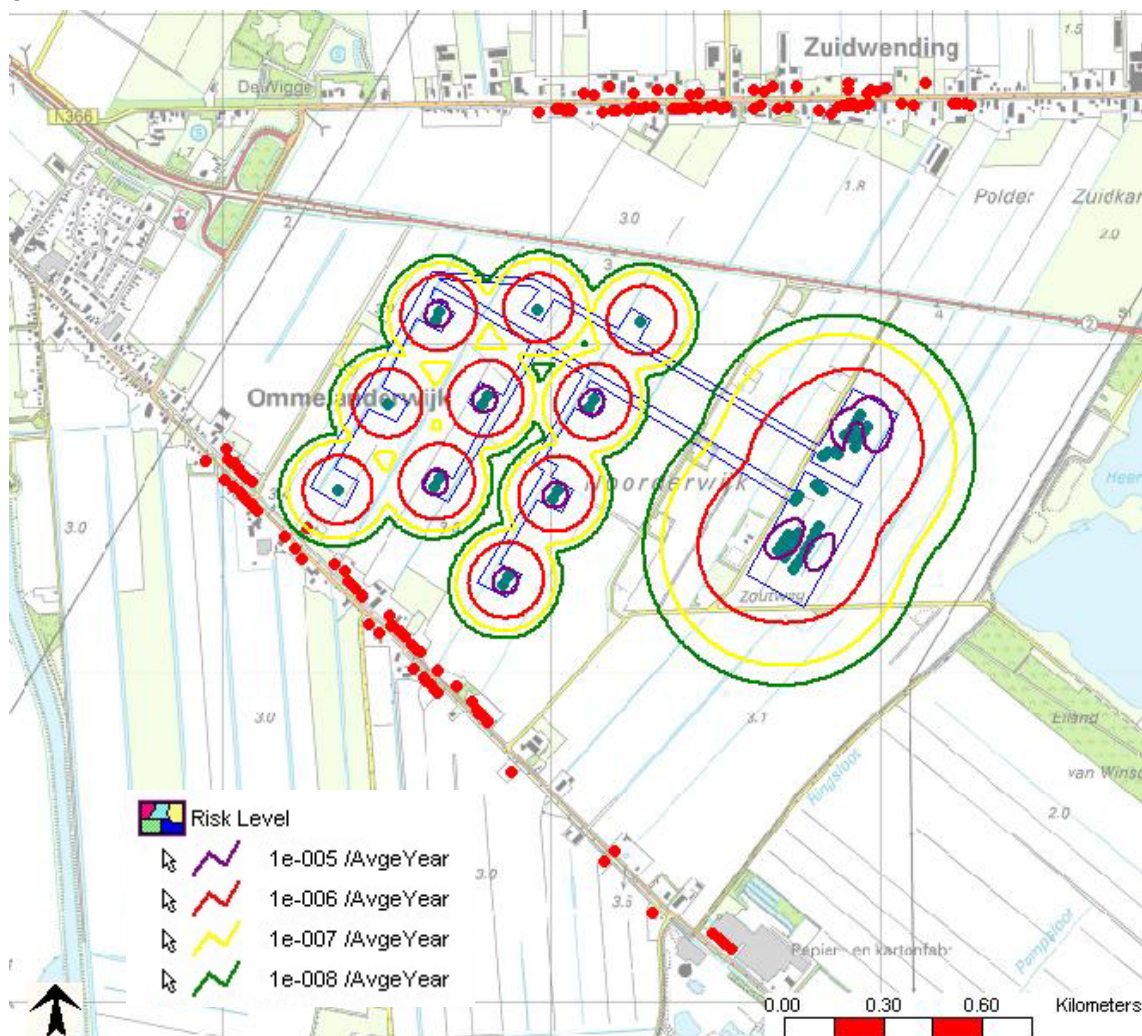
Hieronder zijn de resultaten van de plaatsgebonden risicoberekening van de beoogde NUON aardgasbuffer weergegeven.



De woning met het hoogste plaatsgebonden risico bevindt zich nabij caveerne A10 en heeft een waarde van 1×10^{-7} per jaar (dus een factor 10 lager dan de norm), zoals ook zichtbaar in bovenstaande afbeelding.

4.1.4 Het PR van de gecombineerde aardgasbuffers

Hoewel formeel geen betekenis, is hieronder het plaatsgebonden risico van de gecombineerde inrichtingen van Gasunie en NUON weergegeven. Dit in het kader van de gecombineerde Milieu Effect Rapportage, waarvan deze risicostudie deel uit zal maken. De formele toetsing van risico's dient voor beide installaties apart te gebeuren.



4.1.5 Conclusie ten aanzien van het Plaatsgebonden Risico (PR)

Uit deze figuren kan worden geconcludeerd dat er zich in geen van de berekeningsvarianten (minder) kwetsbare objecten bevinden binnen de 10^{-6} per jaar plaatsgebonden risicocontour. Daarmee voldoet de installatie aan de door de overheid gestelde normwaarde voor plaatsgebonden risico.

4.2 Groepsrisico

4.2.1 Algemene resultaten van het Groepsrisico (GR)

De resultaten van de groepsrisicoberekeningen zijn geanalyseerd. Het scenario met het grootste aantal fictieve slachtoffers treed op nabij de locatie van de caverne A10 en heeft het slachtoffer aantal van 1 (zie afbeelding van het SAFETI_NL resultaatrapport hieronder).

Societal Risk Ranking Criteria	
Results from the following Run Rows make up this report:	
Dag	
Nacht	
All coordinates in this report are absolute, not relative to the Location Offset.	
Sorting method:	Alphabetically by model name
Max. fatalities for selected Rows:	1
Analysis of risk by weathers and directions:	
Separate Analysis performed?	No
Analysis of risk by model and location:	
Separate Analysis performed?	No
Aversion Index :	1,000000

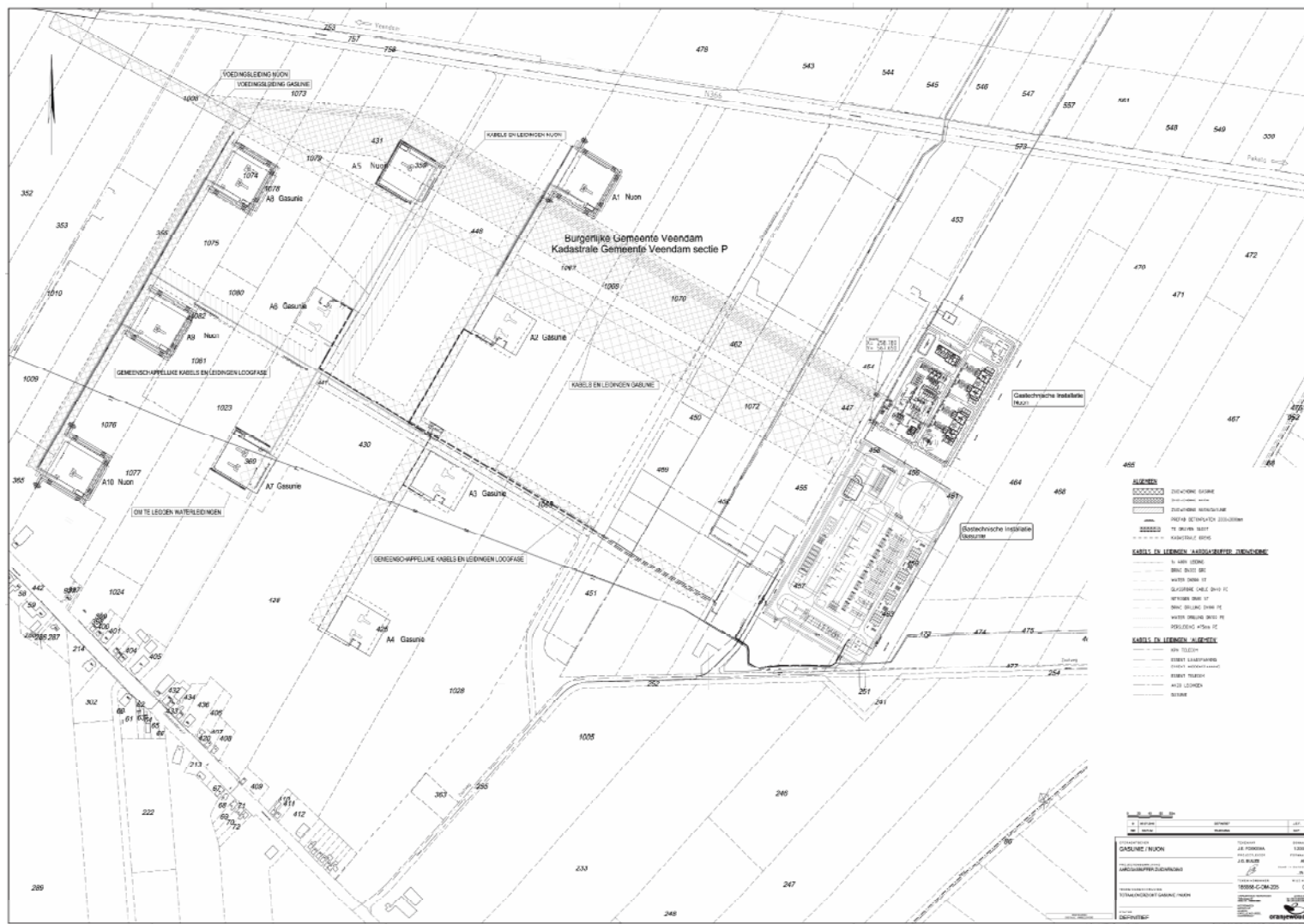
Dit betekent dat voor alle beschouwde situaties de $F \cdot N^2$ -curve, waarin F de frequentie per jaar is met N (≥ 10) dodelijke slachtoffers, volledig leeg is en derhalve niet wordt weergegeven.

4.2.2 Conclusie ten aanzien van het Groepsrisico (GR)

De uitkomsten van de groepsrisicoberekeningen moeten worden getoetst aan de oriëntatiewaarde, zijnde $F \cdot N^2 < 10^{-3}$ per jaar, waarin F de frequentie per jaar is met N (≥ 10) of meer dodelijke slachtoffers. Uit de berekeningen van het groepsrisico blijkt dat de berekende curves ver onder de oriëntatiewaarde blijven. Hiermee wordt ruimschoots voldaan aan de richtlijn voor het groepsrisico van de inrichtingen.

REFERENTIES

- [1] *Handleiding Risicoberekeningen Bevi versie 3.2*, RIVM, 1 juli 2009.
- [2] *Interim Handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid*, versie 1.0 van 24 juni 2010.
- [3] *Besluit van 27 mei 2004, houdende milieukwaliteitseisen voor externe veiligheid van inrichten milieubeheer (Besluit externe veiligheid inrichten)*, Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden, jaargang 2004, 250
- [4] G.M.H. Laheij, A.A.C. van Vliet, E.S. Kooi, *Achtergronden bij vervanging van de zoneringsafstanden hoge druk aardgastransportleidingen van de N.V. Nederlandse Gasunie*, RIVM rapport 620121001/2008
- [5] *Blowout & Well Release SCANDPOWER* report 80.005.003.2008-R3.
- [6] *7th EGIG-report 1970-2007, Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group*, EGIG 08.TV-B.0502, december 2008.



BIJLAGE B BEPALING FAALFREQUENTIES PUTTEN

De frequenties voor de scenarios worden op basis van de tabellen uit de Interim handleiding [2] als volgt samengesteld:

Faalfrequenties voor gasputten (gecorrigeerd voor het 95% betrouwbaarheidsinterval.

	Blow-out	Lekkage	
	Verticaal	Verticaal	Horizontaal
Productie of injectie (per productiejaar)	$7,17 \times 10^{-5}$	$1,06 \times 10^{-4}$	$1,98 \times 10^{-5}$
Wire Line (WL) (per activiteit)	$2,25 \times 10^{-5}$	$4,18 \times 10^{-5}$	$7,14 \times 10^{-6}$
Coiled Tubing (CT) (per activiteit)	$5,54 \times 10^{-4}$	$4,43 \times 10^{-4}$	$1,11 \times 10^{-4}$
Work Over (WO) (per activiteit)	$1,09 \times 10^{-3}$	$9,47 \times 10^{-4}$	$2,27 \times 10^{-4}$
Snubbing (per activiteit)	$6,63 \times 10^{-4}$	$5,30 \times 10^{-4}$	$1,33 \times 10^{-4}$
Drilling (per put)	$3,91 \times 10^{-4}$	$1,43 \times 10^{-4}$	$5,93 \times 10^{-5}$
Completion (per put)	$8,05 \times 10^{-4}$	$6,01 \times 10^{-4}$	$1,56 \times 10^{-4}$

Als voorbeeld voor bedrijfspecifieke putactiviteitsfrequenties worden de volgende getallen in [2] gepresenteerd:

	Ondergrondse gasopslaglocatie
Productie	0.6 ¹
Injectie	0.4 ⁹
Wire Line (WL)	6 x per 40 putjaren
Coiled Tubing (CT)	2 x per 40 putjaren
WorkOver (WO)	1 x per 30 putjaren
Boring (nieuwe ontwikkeling)	1 x per levenduur put
Completion	1 x per levenduur put

Tijdens productie en injectie is er zowel gas in de put als in de leiding aanwezig. Deze faalmodi zijn meegenomen in de berekening van de risico's.

Tijdens Snubbing, drilling en completion van een put is geen aardgas in de put aanwezig. Hierdoor is de bijdrage aan het risico nihil en wordt niet gemodelleerd.

Bij een WorkOver (WO) activiteit is er sprake van een "dode put", d.w.z. dat er atmosferische druk aan de putmond heerst [2]. Tevens zijn de aansluitende leidingen d.m.v. afsluiters gesloten. Het blowouts scenario ten aanzien van een dode put is vanwege de geringe effecten daarom uitgesloten van verdere beschouwing.

Tijdens WireLine (WL) of Coiled Tubing (CT) wordt wel gewerkt met een onder druk staande put. Blowout en lekscenario's met betrekking tot deze activiteiten worden meegenomen in de beschouwing. Het effect betreft alleen de uitstroming uit de put; de kans op terugstroming vanuit de installatie is klein, omdat de flowleidingconnectie dan is afgesloten en wordt niet gemodelleerd [2].

Bovenstaande beredenering i.c.m. de hierboven gepresenteerde tabellen resulteert in volgende scenario's en frequenties t.a.v blowout:

Activiteit	Frequentie	Effect
	[put ⁻¹ jaar ⁻¹]	
Productie/Injectie	7,17 x 10⁻⁵	Blowout; dubbelzijdige uitstroming
WireLine (WL)	3,38 x 10 ⁻⁶	Blowout; enkelzijdige uitstroming (totaal 3,11 x 10⁻⁵ put ⁻¹ jaar ⁻¹)
Coiled Tubing (CT)	2,77 x 10 ⁻⁵	
WorkOver (WO)	n.v.t.	
Snubbing	n.v.t.	
Drilling	n.v.t.	
Completion	n.v.t.	

Ten aanzien van lekkages kan dezelfde beredenering worden gevolgd. Hierbij is onderscheid te maken tussen horizontaal en verticaal gerichte lekken

Activiteit	Frequentie (verticaal)	Frequentie (horizontaal)
	[put ⁻¹ jaar ⁻¹]	[put ⁻¹ jaar ⁻¹]
Productie/Injectie	1,06 x 10 ⁻⁴	1,98 x 10 ⁻⁵
WireLine (WL)	6,27 x 10 ⁻⁶	1,07 x 10 ⁻⁶
Coiled Tubing (CT)	2,22 x 10 ⁻⁵	5,55 x 10 ⁻⁶
WorkOver (WO)	n.v.t.	n.v.t.
Snubbing	n.v.t.	n.v.t.
Drilling	n.v.t.	n.v.t.
Completion	n.v.t.	n.v.t.
Totaal:	1,34 x 10⁻⁴	2,64 x 10⁻⁵

Per put worden dus de volgende scenario's in de toetsing meegenomen:

- Blowout; dubbelzijdig; verticaal; frequentie 7,17 x 10⁻⁵ per jaar
- Blowout; enkelzijdig; verticaal; frequentie 3,11 x 10⁻⁵ per jaar
- Lek, verticaal, 1,34 x 10⁻⁴ per jaar
- Lek, horizontaal, 2,64 x 10⁻⁵ per jaar

BIJLAGE C BEPALING FAALFREQUENTIES LEIDINGEN

C1 CORROSIE

Het faalfrequentie model CORROSION [C1, C2, C3] uit PIPESAFE berekent de corrosie faalfrequenties voor falen van een gastransportleiding met als gevolg een lek of een breuk. Het model is gebaseerd op enerzijds casuïstiek van corrosie incidenten in het Britse leidingnet en anderzijds op breukmechanica. De corrosie faalfrequentie wordt berekend door de corrosie defect frequentie te vermenigvuldigen met de faalkans, gegeven een dergelijk corrosie defect. Voor het bepalen van de corrosie defect frequentie [C1] voor een bepaald type leiding, wordt onderscheid gemaakt in een aantal factoren waarvan wordt verondersteld dat ze de vorming van externe corrosie beïnvloeden: CIPS resultaten, KB potentiaal, zwerfstromen, coating type en de coating kwaliteit. De rekenmethode voor het bepalen van de corrosie defect frequentie is gebaseerd op de bepaling van weegfactoren voor elk van de corrosie beïnvloedende factoren. In onderstaande wordt een algemene beschrijving gegeven hoe deze weegfactoren zijn afgeleid voor verschillende leidingeigenschappen en hoe de corrosie defect frequentie van een individuele leiding wordt berekend.

Voor het gehele beschikbare systeem kan een gemiddelde corrosie defect frequentie bepaald worden door het aantal defecten te delen door de totale systeem ervaring (lengte vermenigvuldigd met aantal jaren in bedrijf). De corrosie defect frequentie voor een individuele leiding kan vervolgens worden berekend door de gemiddelde corrosie defect frequentie te vermenigvuldigen met nader te bepalen weegfactoren horende bij bepaalde leidingeigenschappen. Als voorbeeld wordt in onderstaande ingegaan op de weegfactor die hoort bij een bepaald coating type, echter voor elk van de overige beïnvloedende factoren geldt eenzelfde protocol.

Er zijn een aantal mogelijke opties voor het coating type, type 1 t/m type n (bijvoorbeeld koolteer, bitumen, epoxy, ...), met elk een eigen weegfactor. Afhankelijk van het type coating van de leiding wordt de gemiddelde corrosie defect frequentie vermenigvuldigd met de weegfactor behorend bij het corresponderende coating type. De weegfactor behorend bij coating type i wordt aangeduid met $f(i)$ en bepaald door de bij dit coating type horende ervaring $E(i)$ en aantal corrosie defecten $C(i)$. Er geldt:

$$\frac{\sum_{i=1}^n [f(i) \cdot E(i)]}{\sum_{i=1}^n E(i)} = 1 \quad \text{met } i = 1, \dots, n, \quad \frac{f(i)}{f(j)} = \left(\frac{C(i)}{E(i)} \right) / \left(\frac{C(j)}{E(j)} \right) \quad \text{met } i, j = 1, \dots, n.$$

Met andere woorden, de weegfactoren worden genormaliseerd door de gewogen som te berekenen van de individuele ervaringen en de ratio van de weegfactoren is gelijk aan de ratio van de corrosie defect frequenties. De bovenstaande vergelijkingen kunnen worden herschreven tot:

$$f(i) = \frac{\sum_{j=1}^n E(j)}{\sum_{j=1}^n \left[E(j) \cdot \frac{C(j)}{E(j)} \cdot \frac{E(i)}{C(i)} \right]} \quad \text{met } i = 1, \dots, n.$$

Er van uitgaande dat er een corrosie defect is, is de vraag of dit corrosie defect leidt tot falen van de leiding. Vanuit de breukmechanica wordt bepaald wanneer een defect kritiek is en zal leiden tot een breuk of een lek. De toegepaste faalcriteria voor (stalen) pijpleidingen, zijn gebaseerd op een groot aantal volle schaal testen door verschillende organisaties.

De volgende vergelijking is gebruikelijk om de kritieke corrosie diepte te bepalen:

$$d = t \frac{1.15 - \sigma_f / \sigma_{SMYS}}{1.15 - \sigma_f / (M \sigma_{SMYS})},$$

waarin t [mm] de wanddikte, σ_f [N·mm⁻²] de ringspanning, σ_{SMYS} [N·mm⁻²] de vloeispanning en M [-] de Folias factor. Deze Folias factor wordt gegeven door

$$M = \sqrt{1 + 0.26 \left(\frac{L^2}{Rt} \right)},$$

met L [mm] de lengte van het defect en R [mm] de straal van de leiding. De kritieke lengte van het defect kan worden afgeleid uit de vergelijking $\sigma_f / \sigma_{SMYS} = 1.15 \cdot M^{-1} + 0.12$. Indien de uitdrukking $\sigma_f / \sigma_{SMYS} - 1.15 \cdot M^{-1} - 0.12$ kleiner is dan 0 zal het defect falen als lek. Indien laatstgenoemde uitdrukking groter is dan of gelijk is aan 0 zal het defect falen als breuk.

Met een bekende corrosie defect frequentie en de breukmechanica om kritieke defectafmetingen te bepalen, moet nog worden bepaald wat de kans is dat een initieel defect uitgroeit tot een kritiek defect. Hierbij moet ook de tijdsafhankelijkheid van het groeien van een defect worden meegenomen.

Voor het berekenen van de kans op breuk door algemene corrosie worden de volgende stappen ondernomen:

1. Bepaal de minimum corrosielengte L_{crit} , nodig om een algemene corrosie defect tot breuk te laten leiden.
2. Maak een partitie van het interval (L_{crit}, L_{max}) , waarin L_{crit} de kritieke defectlengte is en L_{max} de maximale defectlengte die geobserveerd is. Stel dat dit interval wordt onderverdeeld in N segmenten, definieer dan $\delta L := (L_{max} - L_{crit})/N$. Laat $L_0 := L_{crit}$ en $L_i := L_{i-1} + \delta L, i = 1, 2, \dots, N$.
3. Bepaal de kans dat een defectlengte in het i^{de} interval ligt, i.e. bepaal de kans op een defect met lengte $L/2 + L_{i-1}/2, i = 1, 2, \dots, N$: $p_1(L/2 + L_{i-1}/2)$.
4. Bereken de kritieke corrosie diepte, D_c , behorende bij de lengte L_{i-1} .
5. Bepaal de minimum corrosiesnelheid D_{corr} die nodig is om een defect van de diepte D_c te genereren in een gegeven jaar.
6. Bepaal de kans van optreden van deze corrosiesnelheid, of groter, uit de inverse cumulatieve verdelingscurve voor de algemene corrosiesnelheid: $p_2(D_{corr})$.
7. Bepaal de kans op falen voor een corrosie defect van lengte L_{i-1} tot L_i en diepte D_c , corroderend bij een snelheid D_{corr} of hoger: $p_1(L/2 + L_{i-1}/2) \cdot p_2(D_{corr})$.
8. Sommeer vervolgens over alle intervallen $i = 1, 2, \dots, N$ om de corrosie breukfrequentie in een bepaald jaar te bepalen.

De lekfrequentie wordt op dezelfde manier verkregen door in stap 2 het interval (L_{crit}, L_{max}) te vervangen door (L_{min}, L_{crit}) , met L_{min} de minimale defectlengte die geobserveerd is.

C2 Schade door derden

Veruit de belangrijkste oorzaak van falen van gastransportleidingen buiten het hekwerk van inrichtingen is uitwendige beschadiging door derden. Het voorspellen van de faalfrequentie van een leiding door uitwendige beschadiging gebeurt in drie stappen:

- vaststellen van de raakfrequentie;
- bepaling van kans op lekkage als gevolg van een kras en de combinatie kras-deuk;
- bepaling van de uiteindelijke breukfrequentie.

De veronderstelling is dat de raakfrequentie alleen afhangt van de diepteligging [C4, C5, C6]. Een analyse van de bij Gasunie gerapporteerde schades uit de periode 1977 – 2001 heeft geresulteerd in de volgende relatie tussen dekking d (in m) en raakfrequentie $f(d)$:

$$f(d) = e^{-2.4 \cdot d^{-3.5}} \quad [km^{-1} \cdot jaar^{-1}].$$

Dit betekent dat de raakfrequentie ongeveer een factor 10 kleiner wordt voor elke meter extra gronddekking. Voor meer details omtrent deze analyse wordt verwezen naar [C5].

Het faalfrequentie model FFREQ van PIPESAFE gebruikt als input inwendige druk, staalsoort, wanddikte, taaiheid van het staal, diameter en diepteligging, en berekent hiermee een lek- en breukfrequentie voor platteland en stedelijke gebieden. Het model is gebaseerd op breukmechanica en Weibull-verdelingen van Britse leidingbeschadigingen door graafwerkzaamheden of andere grondroeractiviteiten. In [C5] staat beschreven hoe de resultaten van FFREQ dienen te worden gecorrigeerd voor diepteligging met bovenstaande vergelijking, zodat de uitkomst consistent wordt met faaldata van Gasunie-leidingen.

In het volgende wordt de procedure uitgelegd waarmee FFREQ faalfrequenties, met een breuk als gevolg, berekent. De achterliggende gedachte bij deze procedure is het bepalen van de kritieke gatgrootte als gevolg van een kras en/of deuk. Ligt een berekende gatgrootte boven de kritieke waarde, dan faalt de leiding als breuk. Hierbij dient te worden opgemerkt dat FFREQ aanneemt dat kraslengte en krasdiepte onafhankelijk zijn. In werkelijkheid is het waarschijnlijk dat er enige correlatie is tussen diepte en lengte van een kras.

De diepte van een kras, d , die nodig is om een leiding te laten falen wordt gegeven door de vergelijking

$$d = t \frac{1.15 - \sigma_f / \sigma_{SMYS}}{1.15 - \sigma_f / (M \sigma_{SMYS})},$$

waarin t de wanddikte, σ_f de faalwaarde van de ringspanning, σ_{SMYS} de vloeispanning en M de Folias factor. Deze Folias factor wordt gedefinieerd door

$$M = \sqrt{1 + 0.26 \left(\frac{L^2}{Rt} \right)},$$

met L de kraslengte, en R de straal van de leiding. De kritieke kraslengte wordt gevonden uit de vergelijking $\sigma_f / \sigma_{SMYS} = 1.15 \cdot M^{-1}$. De stappen die nu in FFREQ worden ondernomen om de breukkans middels een kras te berekenen, zijn:

1. Bepaal de kritieke lengte L_{crit} . Krassen met lengte groter gelijk deze kritieke lengte kunnen resulteren in een leidingbreuk; krassen met een kortere lengte kunnen slechts resulteren in een lek.

2. Maak een partitie van het interval (L_{crit}, L_{max}) , waarbij L_{max} de maximaal voorkomende lengte van een kras is.
3. Bepaal de kans op een kraslengte in het eerste interval en bepaal de gemiddelde lengte.
4. Gebruik de vergelijking voor d om de krasdiepte te bepalen die, in combinatie met deze eerste gemiddelde kraslengte, tot falen leidt.
5. Bereken de kans op zo'n krasdiepte en bereken de faalkans van de leiding met een kras met deze afmeting.

De breukkans middels een kras, P_{gouge} , wordt nu verkregen door de stappen 3 tot en met 5 te herhalen voor elk interval waaruit de partitie van (L_{crit}, L_{max}) bestaat en de bijbehorende faalkansen op te tellen. De kraslengte en krasdiepte worden verondersteld Weibull verdeeld te zijn.

Echter een breuk kan ook ontstaan door de combinatie kras/deuk. Op een soortgelijke manier als bij krassen kan de diepte van een deuk die, in combinatie met de diepte van een kras, nodig is om een leiding te laten falen, worden afgeleid uit de vergelijking voor het falen van een leiding door de combinatie kras-deuk. Deze diepte van de deuk (aangegeven met D) is onder andere afhankelijk van de krasdiepte en de kerfslagwaarde. Middels een Folias factor kan ook hier weer de kritieke lengte L_{crit} voor krassen worden bepaald. De stappen die nu in FFREQ worden ondernomen om de breukkans middels de combinatie kras-deuk te berekenen, zijn:

1. Bepaal de kritieke lengte L_{crit} . Krassen met lengte groter gelijk deze kritieke lengte kunnen resulteren in een leidingbreuk.
2. Maak een partitie van het interval (L_{crit}, L_{max}) , waarin L_{max} de maximaal voorkomende lengte van een kras is.
3. Bepaal de kans op een kraslengte in het eerste interval en bepaal de gemiddelde lengte.
4. Gebruik de vergelijking voor d om de krasdiepte te bepalen die, in combinatie met deze eerste gemiddelde kraslengte en afwezigheid van een deuk, tot falen leidt. Geef deze lengte de naam d_{max} .
5. Maak een partitie van het interval $(0, d_{max})$.
6. Bepaal de kans op een krasdiepte in het eerste interval en bepaal de gemiddelde krasdiepte.
7. Bereken de diepte van de deuk uit een vergelijking voor D bij deze eerste gemiddelde krasdiepte en bepaal de kans op deze diepte.
8. Bereken de faalkans van de leiding met een combinatie kras-deuk met deze afmetingen.

9. Herhaal de stappen 6 tot en met 8 voor elk interval waaruit de partitie van $(0, d_{max})$ bestaat.

De breukkans middels de combinatie kras-deuk, $P_{gouge-dent}$, wordt nu verkregen door de stappen 3 tot en met 9 te herhalen voor elk interval waaruit de partitie van (L_{crit}, L_{max}) bestaat en de bijbehorende faalkansen op te tellen.

De uiteindelijke breukfrequentie van de leiding veroorzaakt door derden, wordt nu gegeven door

$$F = F_{gouge} P_{gouge} + F_{gouge-dent} P_{gouge-dent},$$

waarin F_{gouge} de frequentie van krasincidenten en $F_{gouge-dent}$ de frequentie van kras-deuk incidenten.

C3 Referenties

- [C1] *Determination of Corrosion Incident Frequencies*, A. Cosham – British Gas Research & Technology, November 1995, GRC R 1065
- [C2] *A Methodology for predicting the Failure Mode of Corrosion*, A. Cosham - British Gas Research & Technology, December 1995, ERS R 5413
- [C3] *Modification of the Pipesafe Failure Frequency Models for Corrosion and Fatigue to address the Influence of Online Inspection Interval*, R.J. Espiner – BG Technology Ltd, June 2000, GRTC R3530
- [C4] *Assessing the Integrity of a Pipeline System by using an Accident Database and Statistical Analysis*, Eric Jager, Fenna Noltes, Gerard Stallenberg, Alida Zwaagstra, ESReDA Antwerp, 1998.
- [C5] *A Qualitative Risk Assessment of the Gastransport Services Pipeline System Network Based on GIS Data*, Eric Jager, Robert Kuik, Gerard Stallenberg, Jeroen Zanting, ICT, Prague, 2002.
- [C6] *The Influence of Land Use and Depth of Cover on the Failure Rate of Gas Transmission Pipelines*, Eric Jager, Robert Kuik, Gerard Stallenberg, Jeroen Zanting, Proceedings of the International Pipeline Conference, Calgary, Canada, 2002.
- [C7] *5th EGIG report*, EGIG, 1970 – 2001, 2002.