
RISICOANALYSE:

Windturbines en primaire waterkering

Windpark Krammer



Datum: 10-02-2014
Auteur: V.J. Winkel
Ventolines B.V.

Document Ref.: 20140210 rapport risicoanalyse WP Krammer toets waterkering rev00 VKA&WV
Versie: 00

Inhoud

1. Samenvatting	3
2. Inleiding.....	5
2.1 Leeswijzer	5
2.2 Afbakening	5
3. Projectomschrijving Windpark Krammer	6
4. Beleid Rijkswaterstaat beleid en pilot windpark Krammer	8
5. De risicoanalyse opzet.....	10
6. Gevolgen.....	11
7. Uitgangspunten risicoanalyse	12
7.1 Toetsingscriterium	12
7.2 Windturbine	13
7.3 Faalscenario's windturbine	13
7.4 Trefafstand faalscenario's windturbine.....	15
7.5 Faalfrequentienorm	16
7.6 Faalsystemen	16
7.7 Definitie; "waterkerende" primaire waterkering.....	17
7.8 Risicozones waterkering en clusterindeling	17
7.9 Kritische strook en trefsector	20
7.10 Neerkomen rotorblad.....	22
7.11 Restprofiel en responstijd	23
7.12 Risicozone 2C falen deel Philipsdam.....	23
8. Faalkansberekening per faalkansscenario.....	24
9. Risicoanalyse	25
10. Gevoeligheidsanalyse	26
11. Conclusies	29
Bijlagen:.....	30

1. Samenvatting

Aan de hand van de uitgevoerde risicoanalyse is aangetoond dat voor de primaire waterkering er geen sprake is van een noemenswaardige risicoverhoging als gevolg van de plaatsing van 35 windturbines¹ ten behoeve van Windpark Krammer. Voor ieder faalsysteem wordt er voldaan aan het gestelde toetsingscriterium: “het additioneel risico is kleiner dan 10% van het autonome faalrisico”.

Van de 35 windturbinelocaties voldoen 11 locaties aan de afstandseis (gelegen buiten de trefafstand). Voor deze locaties geldt dat in het geval van het falen van een windturbine of een windturbineonderdeel er geen risico is voor de primaire waterkering. Voor de overige windturbinelocaties is er sprake van een mogelijk risico ten gevolge van één van de faalscenario's. Het navolgende overzicht 1 geeft de resultaten per windturbine weer.

Clusterindeling		Windturbinelocaties [FS = Faalsysteem]		
		FS1	FS2	FS3
A	Alle drie de faalscenario's van toepassing: gehele windturbine + gondelhuis + afbreken rotorblad	1	2	2, 4, 5, 23, 24, 25, 27, 27 & 28
B	Twee faalscenario's van toepassing: gehele windturbine+ afbreken rotorblad		3	
C	Eén faalscenario van toepassing: afbreken rotorblad	2, 3 & 4	1 & 4	1, 3, 6, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 21, 22, 29, 30, 31 & 32
D	Geen faalscenario's van toepassing			7, 8, 9, 14, 15, 18, 19, 20, 33, 34 & 35

Overzicht 1. resultaat per windturbine

¹ In het MER Windpark Krammer bestaat het “voorkeursalternatief” (VKA) uit 35 windturbines. De in deze rapportage uitgevoerde risicoanalyse is op basis van de windturbinelocaties volgens het voorkeursalternatief.

De resultaten van de uitgevoerde analyse zijn in het navolgende overzicht 2 weergegeven.

Faalsysteem 1 [Grevelingendam deel: Schouwen-Duiveland – Philipsdam]			
Faalscenario	Faalfrequentie	% van de autonome faalfrequentie	Toets-criterium
Het geheel omvallen van de windturbine	2,92E-07	0,12	
Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor	2,18E-07	0,09	
Het afbreken van een rotorblad	6,23E-08	0,02	
Totale Additionele faalfrequentie (afgerond)		0,23	<10%

Faalsysteem 2 [Grevelingendam deel: Philipsdam – Goeree-Overflakkee (categorie c kering)]			
Faalscenario	Faalfrequentie	% van de autonome faalfrequentie	Toets-criterium
Het geheel omvallen van de windturbine	4,68E-07	0,19	
Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor	1,36E-07	0,05	
Het afbreken van een rotorblad	9,20E-08	0,04	
Totale Additionele faalfrequentie (afgerond)		0,28	<10%

Faalsysteem 3 [Philipsdam]			
Faalscenario	Faalfrequentie	% van de autonome faalfrequentie	
Het geheel omvallen van de windturbine	5,26E-06	2,10	
Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor	4,59E-06	1,84	
Het afbreken van een rotorblad	7,39E-07	0,30	
Totale Additionele faalfrequentie (afgerond)		4,24	<10%

Overzicht 2. resultaten risicoanalyse

De analyse is uitgevoerd volgens de in Nederland gangbare methode voor het uitvoeren van risicoanalyses van windturbines, één en ander conform het Handboek Risicozonering Windturbines [1]. Tevens sluit de analyse aan bij het eerder door Royal Haskoning uitgevoerde onderzoek ten behoeve van het project Windpark Krammer [2].

2. Inleiding

In opdracht van de initiatiefnemers, Coöperatieve Windenergie Vereniging Zeeuwind en Coöperatie Deltawind, van het project Windpark Krammer heeft Ventolines BV een risicoanalyse “windturbines en primaire waterkering”, als onderdeel van de veiligheidstoets primaire waterkering, uitgevoerd voor het plaatsen van 35 windturbines op en rond de Philipsdam en de Grevelingendam.

Voor Windpark Krammer is in navolging van de Waterwet een Watervergunning benodigd, omdat de windturbinelocaties in en rond waterstaatwerken gepland zijn. De locaties zijn grotendeels gelegen in de kernzone of de aangrenzende beschermingszone van een primaire waterkering. Het bevoegd gezag in dezen is Rijkswaterstaat.

Onderdeel van de Watervergunningsaanvraag is het uitvoeren van een veiligheidstoets, hierna te noemen ‘de toetsing’, voor de aanwezige primaire waterkering. Door middel van de toetsing dient te worden aangetoond dat de geplande activiteiten geen negatieve effecten hebben op de waterkerende functie van de primaire waterkering, zodat de waterveiligheid gewaarborgd blijft.

Een onderdeel van de veiligheidstoets is het uitvoeren van een risicoanalyse met betrekking tot het mogelijk falen van een windturbine of windturbineonderdeel, welke een risico vormen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

Door middel van een kwantitatieve analyse is beoordeeld of de additionele faalfrequentie ten gevolge van het plaatsen van de windturbines kleiner is dan het voor het project vastgestelde toetsingscriterium.

2.1 Leeswijzer

In hoofdstuk 3 is een korte omschrijving gegeven van de relevante projectgegevens. In hoofdstuk 4 is in het kort het huidige beleid van RWS voor het plaatsen van windturbines in en rond een waterkering, de keuze voor de locatie en de pilot-status voor Windpark Krammer beschreven. In hoofdstuk 5 is de opzet van de risicoanalyse beschreven. De gevolgen van het eventueel falen van een windturbine of windturbineonderdeel en als gevolg daarvan het risico op het falen van de primaire waterkering zijn in hoofdstuk 6 in beeld gebracht.

De voor de analyse gehanteerde uitgangspunten en aannames zijn beschreven in hoofdstuk 7. In hoofdstuk 8 zijn de gehanteerde berekeningswijzen per faalscenario beschreven. Hoofdstuk 9 bevat de uiteindelijke uitwerking van de uitgevoerde analyse.

Om inzicht te krijgen in de gevoeligheid van een aantal gehanteerde uitgangspunten is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. De resultaten hiervan zijn beschreven in hoofdstuk 10.

De eindconclusie van de risicoanalyse en de gevoeligheidsanalyse zijn in hoofdstuk 11 beschreven.

2.2 Afbakening

De in de onderliggende rapportage beschreven risicoanalyse heeft enkel betrekking op de kans van het falen van een windturbine of windturbineonderdelen en de mogelijke gevolgen voor de waterkerende functie van de waterkering. De veiligheid van de primaire waterkering dient op meerdere aspecten (toetssporen) te worden beoordeeld. De vereiste toetssporen zijn in overeenstemming met de VTV² beoordeeld en uitgebreid behandeld in een separaat rapport [3]. De betreffende rapportage vormt samen met het onderliggende rapport de veiligheidstoets voor de primaire waterkering voor project Windpark Krammer.

² Het Voorschrift Toetsen op Veiligheid (VTV) betreft de methoden en rekenregels die beheerders van een waterkering moeten gebruiken bij de toetsing of de waterkering voldoet aan de wettelijke veiligheidseisen.

3. Projectomschrijving Windpark Krammer

Het in de MER (milieueffectrapportage) omschreven “voorkeursalternatief” bestaat uit 35 windturbines in de nominale vermogensklasse van 3 MW. De lay-out van het windpark kenmerkt zich door twee concentratiegebieden. Eén rondom het Krammersluizencomplex en één rondom het verbindingseiland Grevelingendam – Philipsdam, beiden gelegen in de provincie Zeeland.

Het project kenmerkt zich verder door in meerdere of mindere mate gecompliceerde waterstaatkundige situaties, dijken en dammen al dan niet als onderdeel van de primaire waterkering.

In onderstaande afbeelding is de ligging van de Philipsdam en Grevelingendam en de geplande windturbinelocaties weergegeven.



Afbeelding 1. situering; Philipsdam, Grevelingendam en de windturbinelocaties volgens het “voorkeursalternatief” (bron: Google Earth)

Primaire waterkeringen

Het windpark is gelegen op en nabij het Krammersluizencomplex, de Grevelingendam en de Philipsdam. De Grevelingendam en Philipsdam maken deel uit van het stelsel van primaire waterkeringen. Voor beide dammen geldt (net als voor alle primaire keringen langs de Oosterschelde) een veiligheidsnorm van 1:4000 jaar. Deze norm is vastgelegd in de Waterwet en houdt in dat de dammen een hydraulische belasting met een kans van voorkomen van eens in de 4000 jaar moet kunnen weerstaan. Voor een aantal dijkonderdelen (o.a. de stabiliteit) gaat het hierbij om het keren van een maatgevende waterstand (het zogeheten toetspeil), voor andere onderdelen (m.n. bekledingen) gaat het om het keren van een maatgevende combinatie van waterstand en golfcondities.

Grevelingendam

De Grevelingendam is een verbindende waterkering (nr. 16), die dijkkringgebied 25, Goeree-Overflakkee, verbindt met dijkkringgebied 26, Schouwen-Duiveland. De dam bestaat uit 4,6 km primaire waterkering van de categorie b en 1,3 km primaire waterkering van de categorie c. De huidige functie is waterkering voor hoogwater vanuit de Oosterschelde en het Volkerak-Zoommeer.

De primaire waterkering of verbindende waterkering tussen Schouwen-Duiveland en de Philipsdam behoort tot 'categorie b'. Dit zijn waterkeringen die een zee- of rivierarm af (kunnen) sluiten van de directe invloed van buitenwater. Ze vormen een functioneel bestandsdeel, waarmee achterliggende en/of verbonden dijkkringgebieden worden beveiligd. De primaire waterkering of verbindende waterkering tussen de Philipsdam en Goeree-Overflakkee behoort tot 'categorie c'. Dit zijn waterkeringen die behoren tot stelsels die dijkkringgebieden omsluiten en niet bestemd zijn tot directe kering van buitenwater.

De Grevelingendam is gebouwd in de periode van 1958 tot en met 1965 door middel van caissons, het storten van blokken/stenen via een kabelbaan en het opspuiten van zand. Het doel van de dam ten tijde van de bouw was het beperken van stromingen bij de bouw van de Brouwersdam; de Oosterscheldekering en de Haringvlietdam waren nog niet gereed. De kruinhoogte van de Grevelingendam bedraagt circa NAP +6,00 m over de gehele lengte.

Bij Bruinisse is in de dam een schutsluis gebouwd voor de scheepvaart. Tussen 1980 en 1984 is in de Grevelingendam een doorlaatmiddel gebouwd, de Flakkeese Spuisluis.

Philipsdam

De Philipsdam (verbindende waterkering nr. 17) verbindt de verbindende waterkering 16 (Grevelingendam) met dijkkringgebied 27 (Tholen en St. Philipsland). De Philipsdam is een primaire verbindende waterkering van de categorie b en heeft een lengte van 7,8 km. De dam beschermt het achterland tegen het buitenwater van het Zijpe, een uitloper van de Oosterschelde. Verder grenst de dam aan het Krammer-Volkerak. Grotendeels is een breed voorland aanwezig.

De Philipsdam is gereedgekomen in 1987 en bestaat uit een opgespoten zandlichaam en een sluizencomplex. De functie van de Philipsdam is compartimentering en het verzorgen van een stabiele waterstand op het (zoete) Volkerak-Zoommeer en de aansluitende Schelde-Rijnverbinding. De hoogte van de Philipsdam varieert van NAP +5,2 m nabij het Laagbekken tot NAP +7,8 tussen de twee sluizencomplexen.

De Philipsdam bevat de Krammersluizen, met daarin drie waterkerende kunstwerken:

- Jachtensluizen;
- Duwvaartsluizen;
- Schuivengebouwen.

Deze kunstwerken bestaan uit vier sluizen en de gemalen met de schuivengebouwen die in open verbinding staan met het buitenwater van het Zijpe.

4. Beleid Rijkswaterstaat beleid en pilot windpark Krammer

Het huidige vigerend beleid van Rijkswaterstaat (artikel 7 “Beleidsregel voor het plaatsen van windturbines op, in of over rijkswaterstaatwerken”) staat de plaatsing van windturbines in de kernzone van de primaire waterkering niet toe. Het plaatsen van windturbines buiten de kernzone van de primaire waterkering, wordt slechts toegestaan mits dit geen negatieve gevolgen heeft voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

Momenteel wordt binnen Rijkswaterstaat de huidige beleidsregel met betrekking tot het plaatsen van windturbines geëvalueerd. Het doel van de evaluatie is om te bepalen welke ruimte geboden kan worden aan de plaatsing van windturbines in en rond waterkeringen. Nieuwe inzichten, technieken en door betrokken partijen opgedane ervaringen worden bij de evaluatie betrokken. Als onderdeel van deze evaluatie heeft Rijkswaterstaat twee pilotgebieden aangewezen, waar initiatiefnemers in de gelegenheid zijn gesteld om de mogelijkheden voor realisatie van windturbines te onderzoeken. De aangewezen gebieden zijn: Maasvlakte II en Krammersluizen. De pilots moeten inzicht geven in de mogelijkheden en randvoorwaarden van plaatsing van windturbines op of bij waterkeringen en dan vooral in de kernzone.

Bij de selectie van de pilotgebieden heeft Rijkswaterstaat nadrukkelijk gekeken naar de lokale situatie en omstandigheden en de mate waarin deze positief kunnen bijdragen aan de slagingskans van de pilot-onderzoeken. Zo hebben bij de selectie van locatie Krammersluizen de volgende aspecten een belangrijke rol gespeeld:

- Aanwezigheid van voorliggende waterkeringen. De projectlocatie ligt achter in de Oosterschelde en grenst ook deels aan het Grevelingenmeer. Door de aanwezigheid van de Oosterscheldekering en de Brouwersdam wordt dit achterliggende gebied beschermd tegen hoge (zee)waterstanden. Zo gaat het sluitregime voor de Oosterscheldekering uit van sluiting bij een verwachte buitenwaterstand boven NAP+3m, waardoor de waterstand ter plaatse van de Philipsdam ook gemaximeerd is. De hydraulische belastingen worden als het waren “afgetopt”, terwijl bij het toetsen van een categorie b waterkering uit wordt gegaan van de hydraulische randvoorwaarden zonder een dergelijke begrenzing (Belastingen, zoals golfhoogte en –oploop, zijn beperkter dan bij de Brouwerdam en de Oosterscheldekering, welke beide een categorie b kering zijn).
- Er is sprake van een (gedeeltelijke) dubbele waterkering. De zogeheten “hoog- en laagbekkens” die gebruikt worden voor de zoet-zout scheiding van de Krammersluizen zijn onderdeel van de kern- en beschermingszone. Ter plaatse van het Laagbekken is zowel aan de voor- als aan de achterzijde een dijklichaam aanwezig. De voorste dijk (grenzend aan de Oosterschelde) betreft de primaire kering. Het achterliggende dijklichaam betreft een groot grondlichaam (Philipsdam) dat langs het gehele Laagbekken een grote overhoogte heeft. Deze dijk is naar verwachting robuuster dan de voorliggende primaire kering. Daarnaast vervult dit grondlichaam al een waterkerende functie voor het water vanaf het Volkerak. Bij eventuele doorbraak van de primaire kering zal de achterliggende dijk de waterkerende functie overnemen.
- Grote delen van de Grevelingendam en Philipsdam bestaan uit meerdere of mindere mate gecompliceerde waterstaatkundige constructies of brede zandlichamen.

De verbinding tussen de Grevelingendam en de Philipsdam bestaat uit een breed zandlichaam met diverse infrastructuur (o.a. de op- en afritten N59 en N257). Alle zijden van het zandlichaam hebben een waterkerende functie t.a.v. of de Oosterschelde of het

Grevelingenmeer of het Volkerak. Aan de Oosterschelde zijde is ook nog de voormalige werkhaven aanwezig.

Het sluizencomplex bestaat uit een groot zandlichaam omgeven door strekdammen, waterbekkens en overige waterwerken, welke als totaal tot de kernzone worden gerekend. De sluisdeuren aan de Oosterschelde-zijde maken onderdeel uit van het waterkerende deel van de primaire waterkering. De sluisdeuren aan de Volkerak-zijde vormen hierdoor een redundant-systeem. Aan de zuidzijde van het sluizencomplex zorgt, zoals voorgaand reeds opgemerkt, het laagbekken en het deel van de Philipsdam voor een dubbele waterkering. Ten zuiden van deze dubbele waterkering bevindt zich nog een stuk aansluitend achterland, welke een natuurontwikkelingsfunctie heeft.

Enkel het deel gelegen tussen het zandlichaam Grevelingendam/Philipsdam en het sluizencomplex en het deel na de Philipsdam met aansluitend achterland betreffen een karakteristieke “enkelvoudige” primaire waterkering. Opgemerkt wordt dat juist in deze delen geen windturbines zijn gepositioneerd, enkel in de voorgaande omschreven zandlichamen, strekdammen, waterbekkens of de overige waterwerken.

- Bij een eventuele doorbraak van de waterkering zal er water vanuit de Oosterschelde in het Volkerak-Zoommeer stromen, waardoor de waterstand in dit watersysteem toeneemt en sprake is van zout/zoet vermenging. Het directe gevaar voor personen of objecten is relatief beperkt.

In 2011 is in opdracht van de werkgroep pilot windpark Krammersluizen, door ingenieursbureau Royal Haskoning een onderzoek uitgevoerd naar de technische haalbaarheid voor de plaatsingsmogelijkheden van windturbines op en rond het Krammersluizencomplex [2]. De conclusie van het onderzoek is dat het plaatsen van windturbines technische haalbaar is voor de locaties op een afstand van meer dan 200 meter³. Voor locaties op een afstand kleiner dan 200 meter is het technisch haalbaar mits een risicoanalyse met betrekking tot het falen van een windturbine of windturbineonderdeel aantoon dat de risico's voor de waterkering aanvaardbaar zijn.

Naar aanleiding van het door Royal Haskoning uitgevoerde onderzoek heeft Rijkswaterstaat in 2012 de initiatiefnemers van windpark Krammer toestemming verleend om de plaatsingsmogelijkheden van windturbines op en rond het Krammersluizencomplex verder te onderzoeken en een vergunningsaanvraag in te dienen, mits de plaatsing van de windturbines geen negatieve gevolgen heeft voor de waterkerende functie van de waterkering.

³ Royal Haskoning heeft in het onderzoek als maximale tiphoogte van de beschouwde 6.0MW windturbineklasse 200 meter gehanteerd, welke in onderliggende rapportage voor de beschouwde 3 MW windturbineklasse 180 meter is.

5. De risicoanalyse opzet

De opzet van de risicoanalyse is het kwantificeren van de additionele faalfrequentie als gevolg van de plaatsing van de windturbines en het effect op de autonome faalfrequentie van de primaire waterkering. De toetsing heeft dan ook plaatsgevonden op basis van faalfrequenties. Dit betekent dat de bijdrage aan de faalfrequentie, ten gevolge van de plaatsing van de windturbines, een fractie dient te zijn van de autonome faalfrequentie van de waterkering. Hier is sprake van als de faalkansbijdrage kleiner is dan de voor het project vastgestelde toetsingscriterium.

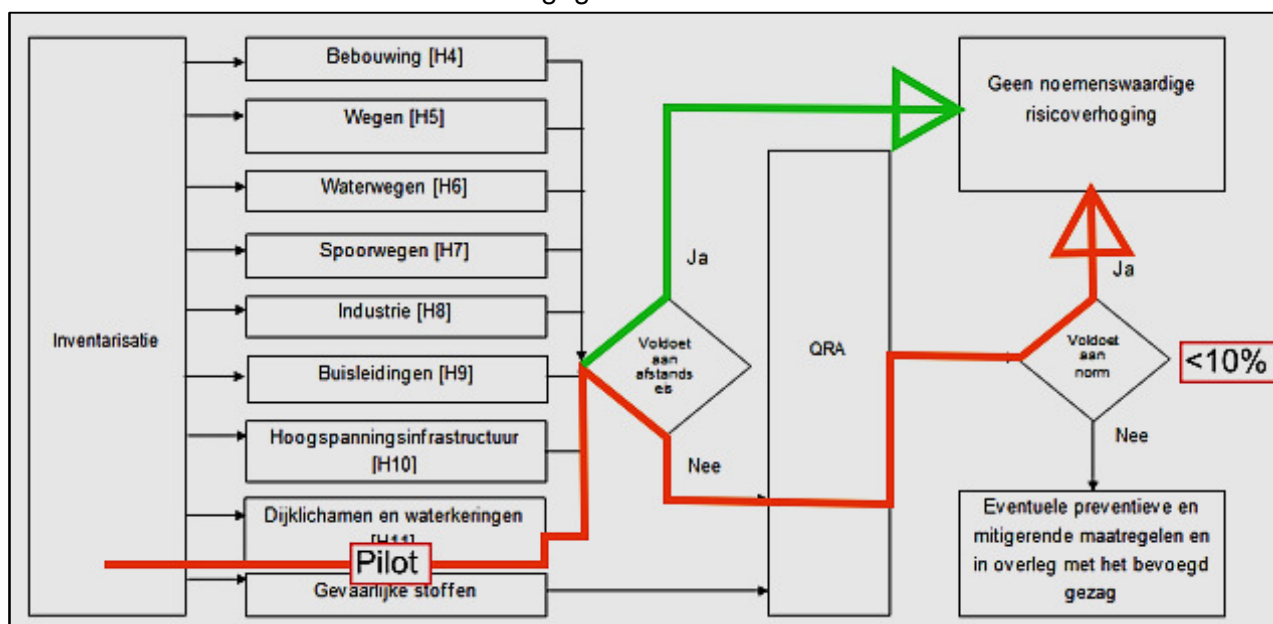
Als eerste is vastgesteld welke potentiële faalscenario's van toepassing zijn. Vervolgens is er aan de hand van de trefafstand (het maximale valbereik of de trefafstand van een falende windturbine of windturbineonderdeel) van een faalscenario beoordeeld welke windturbinelocaties een mogelijk risico vormen voor het waterkerende deel van de primaire waterkering (zie hoofdstuk 6.7 voor de definitie; “de waterkerende primaire waterkering”).

Voor de windturbinelocaties, die een mogelijk risico kunnen vormen, is per locatie en/of sectie van de waterkering beoordeeld wat de gevolgen kunnen zijn indien er sprake is van het falen van een windturbine of windturbineonderdeel. Per windturbinelocatie is de primaire waterkering gecategoriseerd volgens een gedefinieerde risicozone.

Tenslotte is voor iedere individuele windturbine en voor elk van toepassing zijnde faalscenario de faalfrequentie bepaald.

Wanneer de som van alle individuele faalfrequenties kleiner is dan het toetsingscriterium, is aangetoond dat de faalkansbijdrage door de geplande windturbines niet leidt tot een noemenswaardige risicoverhoging.

De uitgevoerde risicoanalyse is in lijn met de in Nederland gangbare methode voor risicoanalyses van windturbines, zoals deze is beschreven in het Handboek Risicozonering Windturbines versie 2013 [1], hierna te noemen “het handboek”. Er is in de risicoanalyse gebruik gemaakt van de in het handboek weergegeven generieke waarden voor trefafstanden (gehele windturbine en gondelhuis) en werpafstanden (rotorblad). De in het handboek weergegeven generieke faalfrequenties (per turbine per jaar) zijn niet gehanteerd, voor project Windpark Krammer is gebruik gemaakt van specifieke faalfrequenties (hoofdstuk 6.5). In onderstaande afbeelding is de gevolgde opzet conform het handboek schematisch weergegeven.



Afbeelding 2. Schematische weergave gebruik van het handboek (bron: Handboek Risicozonering Windturbines versie 2013)

6. Gevolgen

Zoals in het voorgaande hoofdstuk is beschreven, is de opzet van de risicoanalyse op basis van de kans op voorkomen. Wanneer de kans op falen kleiner is dan het van toepassing zijnde toetsingscriterium, is er sprake van een geaccepteerde faalkans, welke als zeer klein (verwaarloosbaar) wordt beschouwd. In dat geval is feitelijk de mate van de gevolgen niet relevant (ongeacht of de gevolgen klein of groot zijn), omdat de kans op voorkomen acceptabel klein is. Er wordt immers voldaan aan de vastgestelde toetsingscriterium.

Zouden de gevolgen van falen voor de Grevelingendam en Philipsdam alsnog worden meegewogen, dan is de kans op slachtoffers of grote economische schade zeer klein. Bij een eventueel falen van de Philipsdam zal er een verbinding ontstaan tussen de Oosterschelde en het Volkerak-Zoommeer, echter is er geen sprake van een direct veiligheidsprobleem in relatie tot personen en/of objecten. Dit geldt ook voor het eventueel falen van de Grevelingendam.

Bij een eventuele doorbraak van de waterkering zal er water het Volkerak-Zoommeer binnenstromen. Door de verhoogde waterstand op het Volkerak-Zoommeer zal de belasting op de achter gelegen waterkeringen uiteraard wel toenemen, maar er zal niet direct sprake zijn van inundatie van achterliggende polders. Van inundatie van poldergebied is pas sprake bij doorbraak van de langs het Volkerak-Zoommeer gelegen waterkering, zoals het dijkringgebied 25: Goeree-Overflakkee. Feitelijk vormt de Grevelingendam en Philipsdam samen met de Oosterscheldekering en de Brouwersdam een extra redundant systeem.

Er zou wel sprake zijn van een “tijdelijke” zout/zoet vermenging, wat gevolgen kan hebben op de aanwezige ecosystemen, afhankelijk van de hoeveelheid en duur van de blootstelling. De gevolgen voor andere aspecten; landschappelijk, cultuurhistorisch of milieuschade zullen uiterst beperkt zijn of helemaal niet plaatsvinden.

7. Uitgangspunten risicoanalyse

7.1 Toetsingscriterium

In samenspraak met Rijkswaterstaat wordt als toetsingscriterium gehanteerd:

De additionele faalfrequentie van de geplande windturbines dient kleiner te zijn dan 10% van de autonome faalfrequentie van de primaire waterkering.

In deze rapportage wordt voor de “additionele faalfrequentie waterkering” de volgende definitie gehanteerd:

Is de faalkansbijdrage van alle geplande windturbines t.a.v. de autonome faalfrequentie van de primaire waterkering, welke tot stand komt door de som van alle individuele faalfrequenties per windturbine en per faalscenario.

In deze rapportage wordt voor de “autonome faalfrequentie” de volgende definitie gehanteerd:

Het verwachte aantal keren dat de primaire waterkering tekort schiet in het keren van een bepaalde waterstand wat kan leiden tot “overloop” of te grote “golfoverslag”, bij de situatie zonder windturbines (de wettelijke veiligheidsnorm van de waterkering).

De ratio achter de 10% criterium is tweeledig. Enerzijds ontbreekt vanuit de waterveiligheid een toetsregel of criterium om dit soort activiteiten te beoordelen. Om een beeld van de impact te krijgen wordt over het algemeen met 0,5 - 1% of 10% van de veiligheidsnorm gewerkt. De keuze voor een toetsingscriterium wordt momenteel nog gemaakt op basis van expert judgement. Vanwege de lokale situatie (zie hoofdstuk 4) is door RWS 10% van de huidige veiligheidsnorm als voldoende beschouwd, omdat voor het deel waar de windturbines gepland zijn er sprake is van een robuustere waterkering. Dit biedt de ruimte om een 10% criterium te handhaven, omdat de kans op overstroming en daarmee het falen van de waterkering voor het projectgebied zeer klein is.

Het reserveren van een deel van de faalkansruimte ten behoeve van de windturbines is aanvaardbaar zonder dat de faalkans (kans op een overstroming) van de waterkering groter wordt dan de veiligheidsnorm. Opgemerkt wordt dat de wettelijke veiligheidsnorm van een waterkering niet gelijk is aan de faalkans van een primaire waterkering. De wettelijke veiligheidsnorm wordt aangegeven als de norm-overschrijdingskans per jaar van de hoogste hoogwaterstand waarop de tot directe kering van het buitenwater bestemde primaire waterkering moet zijn berekend. De norm-overschrijdingskans heeft enkel betrekking op de kans op overstroming door het overschrijden van een bepaalde waterstand die kan leiden tot “overloop” of te “grote golfoverslag”. Echter het falen (bezwijken) van een waterkering wordt uitgedrukt in de overstromingskans ofwel de kans op overstroming van de waterkering. Door in deze analyse de wettelijke veiligheidsnorm gelijk te stellen aan de faalkans van de primaire waterkering is er sprake van een conservatieve aanname. De werkelijke faalfrequentie van de aanwezige primaire waterkering zal vele malen kleiner zijn.

Anderzijds wordt het 10% criterium ook in het handboek gebruikt, onder andere voor gevaarlijke stoffen; “Als uitgangspunt wordt een risico toename tot 10% geaccepteerd. Dit is een additioneel risico dat over het algemeen door de markt toelaatbaar wordt geacht”. Dit heeft ook te maken met het feit dat men bij risicoanalyses te maken heeft met nauwkeurigheds-marges, waardoor er een bepaalde ruimte rond de (toets-)waarde bestaat. Een additionele faalfrequentie lager dan 10% van de autonome faalfrequentie van de primaire waterkering geeft aan dat het effect van de additionele faalfrequentie beperkt is.

De Grevelingendam betreft voor een deel een categorie b primaire waterkering en een deel categorie c. De Philipsdam is als geheel een categorie b waterkering. Voor beide dammen (deel categorie b) geldt een wettelijke veiligheidsnorm van 1/4000 jaar ($0,25 \cdot 10^{-3}$). Het 10% toetsingscriterium is:

Additionele faalfrequentie waterkering $< 0,25 \cdot 10^{-4}$ per jaar

7.2 Windturbine

In de risicoanalyse zijn de navolgende relevante hoofdkenmerken van de windturbine als uitgangspunten aangehouden:

- Nominaal vermogensklasse : 3.X MW
- Aantal windturbinelocaties : 35 (zie afbeelding 1)
- Maximale tiphoogte : 180 meter (t.o.v. bovenkant fundament)
- Maximale rotordiameter : 122 meter
- IEC windklasse : II

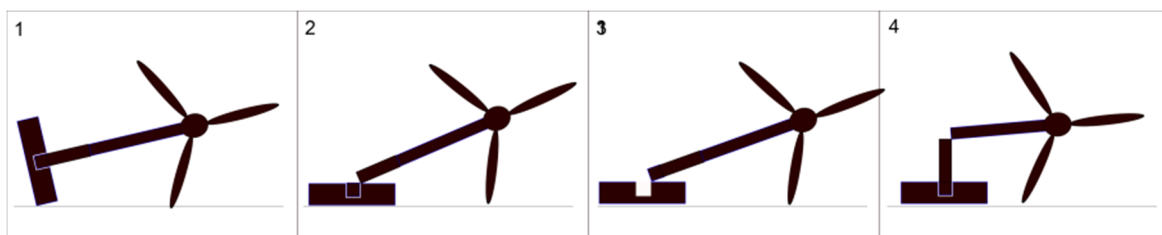
De aangehouden tiphoogte en rotordiameter zijn de maximale waarden en sluiten daarmee aan bij de windturbines welke in de MER voor Windpark Krammer zijn onderzocht.

7.3 Faalscenario's windturbine

Conform het handboek worden de volgende faalscenario's voor de windturbine onderscheiden:

1. Het geheel omvallen van de windturbine

De onderstaande afbeeldingen symboliseren de faalmechanismen welke kunnen leiden tot het faalscenario; "het geheel omvallen van de windturbine".



1) het bezwijken van het gehele windturbinefundament.

Opgemerkt wordt dat in het verleden dergelijke incidenten zich enkel hebben voorgedaan bij windturbines welke gefundeerd waren "op staal". Er zijn geen vergelijkbare incidenten bekend met een windturbine gefundeerd op een paalfundatie, zoals bij windpark Krammer zal worden toegepast.

2) het bezwijken van de mechanische verbinding: verankering fundament en toren.

Opgemerkt wordt dat een gedegen onderhouds- en inspectieprogramma het eventuele risico op het falen van een mechanische verbinding drastisch reduceert en/of uitsluit. Bij in het verleden opgetreden incidenten is gebleken dat het bezwijken van een mechanische verbinding vaak het gevolg is van slecht onderhoud en/of een falend inspectieprogramma en dus voorkomen had kunnen worden indien een gedegen onderhouds- en inspectieprogramma wél was nageleefd.

3) het bezwijken van de verankering in het fundament.

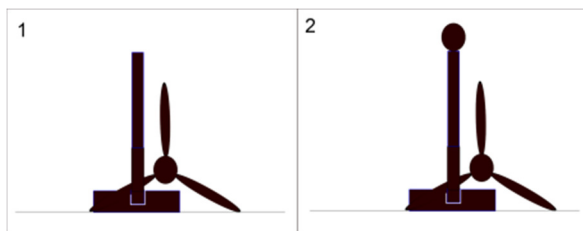
Opgemerkt wordt dat voor zover bekend de oorzaak van in het verleden opgetreden incidenten overwegend het gevolg waren van het niet naleven van de bouwvoorschriften en/of de aan de uitvoering van het fundament gestelde eisen. Overige bekende incidenten waren voornamelijk ten gevolge van het optreden van extreme omstandigheden waardoor ontwerpbelastingen werden overschreden. In Nederland zijn, zover bekend, geen windturbines omgevallen ten gevolge van het bezwijken van de verankering in het fundament.

4) het bezwijken van een mastdeel.

Opgemerkt wordt dat bij het bezwijken van een mastdeel er geen sprake is van het geheel omvallen van de windturbine, maar een deel van de windturbine. De trefafstand van het omgevallen deel is hiermee kleiner.

2. Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor

De onderstaande afbeeldingen symboliseren de faalmechanismen welke kunnen leiden tot het faalscenario; “het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor”.

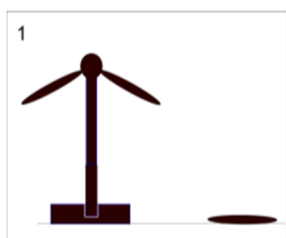


- 1) het bezwijken van de mechanische verbinding tussen de mast en het gondelhuis. Hierdoor valt het gondelhuis als geheel naar beneden, inclusief rotor.
- 2) het bezwijken van de mechanische verbinding tussen het gondelhuis en de rotor. Hierdoor valt de rotor naar beneden.

Opgemerkt wordt dat een gedegen onderhouds- en inspectieprogramma het eventuele risico op het falen van een mechanische verbinding drastisch reduceert en/of uitsluit. Bij in het verleden opgetreden incidenten is gebleken dat het bezwijken van een mechanische verbinding vaak het gevolg is van slecht onderhoud en/of een falend inspectieprogramma en dus voorkomen had kunnen worden indien een gedegen onderhouds- en inspectieprogramma wél was nageleefd.

3. Het afbreken van een rotorblad

De onderstaande afbeelding symboliseert het faalmechanisme welke kan leiden tot het faalscenario; “het afbreken van een rotorblad”.



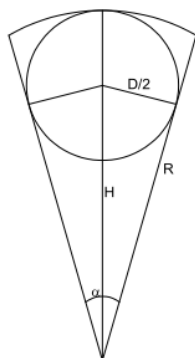
- 1) het bezwijken van de mechanische verbinding tussen de naaf en het rotorblad. Hierdoor kan het rotorblad worden afgeworpen. Of een rotorblad wordt weggeworpen en welke afstand het aflegt is afhankelijk van diverse omstandigheden. Breekt bijvoorbeeld het rotorblad af in een stilstand situatie, of bij nominaal toerental of bij overtoeren. In dit laatste geval is de kans groot dat het blad wordt weggeslingerd en kan het de grootste afstand overbruggen. In het handboek wordt daarom onderscheid gemaakt tussen werpafstanden in het geval van nominaal toerental en bij overtoeren.

7.4 Trefafstand faalscenario's windturbine

Per locatie is in de analyse aan de hand van de maximale trefafstand bepaald of een windturbine locatie een risico zou kunnen vormen voor de waterkerende functie van de primaire waterkering. Bij een grotere afstand dan de maximale trefafstand is het falen van een windturbine of windturbineonderdeel niet relevant voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

Het geheel omvallen van de windturbine

De maximale trefafstand voor het faalscenario; "het geheel omvallen van de windturbine" is in navolging van het handboek gelijk aan de tiphoogte. De tiphoogte is de som van de ashoogte plus een halve rotordiameter, zie onderstaande afbeelding 3.



Afbeelding 3. Tiphoogte (bron: het handboek)

$R : H + D/2 \text{ [m]}$
 $D : \text{diameter van de rotor [m]}$
 $H : \text{ashoogte [m]}$

Voor de risicoanalyse is als maximale tiphoogte **180 meter** gehanteerd ($H + D/2 = 119\text{m} + 122\text{m} / 2$).

Opgemerkt wordt dat het aanhouden van de tiphoogte een conservatieve aanname betreft, omdat:

- Bij het bezwijken van een mastdeel er geen sprake is van het geheel omvallen van de windturbine, maar een deel van de windturbine. De trefafstand van het omgevallen deel is hiermee, zoals ook in voorgaande paragraaf aangegeven, kleiner.
- De rotorbladen van een 3.X MW windturbine voor het overgrote deel bestaan uit composiet materiaal (vezel versterkt materiaal/glasvezel). Bij het geheel omvallen van een windturbine zal dit deel over het grootste gedeelte vervormen en/of verbrijzelen, de impactschade zal over deze zone daardoor beperkter zijn.

Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor

De maximale trefafstand voor het faalscenario; "het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor" is in navolging van het handboek gelijk aan de halve rotordiameter. Voor de risicoanalyse is als maximale waarde **61 meter** aangehouden ($D/2 = 122\text{m} / 2$).

Het afbreken van een rotorblad

Voor de maximale trefafstand voor het faalscenario; "het afbreken van een rotorblad" zijn ten behoeve van de risicoanalyse de volgende conservatieve aannames gedaan:

- Er wordt uitgegaan van de situatie: "overtoen". Er wordt, in afwijking van het handboek, geen onderscheid gemaakt onder welke omstandigheid (toerental) een rotorblad faalt.

Overtoen betreft de situatie waarbij alle veiligheidssystemen van de windturbine falen en daardoor de rotor niet meer kan worden afgeremd. Op het moment dat deze situatie optreedt bij een voldoende hoge windsnelheid raakt de rotor in overtoeren, dit kan leiden tot het bezwijken een rotorblad.

- Er wordt voor de bepaling van de te hanteren generieke waarden voor de werpafstand uitgegaan van een 4000kW windturbintype en een 120 meter ashoogte.

Als maximale trefafstand wordt aangehouden een maximale werpafstand van **667 meter** ten opzichte van het windturbinemiddelpunt. Deze waarde is in overeenstemming met de generieke waarde van het handboek voor de 4000 kW vermogensklasse voor IEC klasse II locaties.

7.5 Faalfrequentienorm

Voor de risicoanalyse is per faalscenario een specifieke faalfrequentie⁴ gehanteerd, hierna te noemen 'faalfrequentienorm'.

De voor windpark Krammer per faalscenario vastgestelde faalfrequentienorm komt voort uit de robuustheid van het windturbineontwerp. Voor een verdere toelichting wordt verwezen naar bijlage 1.

De per faalscenario vastgestelde faalfrequentienorm is in het navolgende overzicht weergegeven.

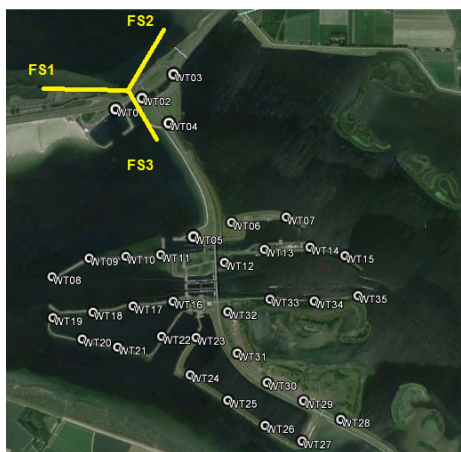
Faalscenario	Norm
1. Het geheel omvallen van de windturbines	$p \leq 1.0 \times 10^{-5}$
2. Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor	$p \leq 1.0 \times 10^{-5}$
3. Het afbreken van een rotorblad	$p \leq 1.0 \times 10^{-4}$

7.6 Faalsystemen

Het projectgebied is te verdelen in drie onafhankelijke faalsystemen, wat betekent dat als één van de drie systemen faalt er geen sprake is van het direct falen van de overige systemen.

In de risicoanalyse zijn de onderscheidende faalsystemen als volgt aangegeven (zie ook afbeelding 4):

Grevelingendam deel Schouwen-Duiveland – Philipsdam	: FS1
Grevelingendam deel Philipsdam – Goeree-Overflakkee	: FS2
Philipsdam	: FS3



Afbeelding 4. indeling faalsystemen (bron: Google Earth)

⁴ In het handboek wordt gebruik gemaakt van de navolgende generieke faalfrequenties:

- Bladbreek = $8,4 \times 10^{-4}$ (nominaal bedrijf $8,4 \times 10^{-4}$ en overtoeren $5,0 \times 10^{-6}$)
- Omvallen windturbine = $1,3 \times 10^{-4}$
- Beneden vallen gondelhuis = $4,0 \times 10^{-5}$

De generieke faalfrequenties worden, ondanks de 3^e geactualiseerde versie mei 2013, als niet representatief beschouwd voor de potentiële windturbintypes voor windpark Krammer. Voor een verdere toelichting wordt verwezen naar bijlage 1.

7.7 Definitie; “waterkerende” primaire waterkering

Conform de huidige leggerprofielen [4] is voor beide dammen de kernzone van de primaire waterkering zeer ruim gedefinieerd. Waterstaatwerken welke geen waterkerende functie hebben worden daarbij ook tot de kernzone gerekend. Bijvoorbeeld de aanwezige havendammen ter hoogte van het Krammersluizencomplex.

De risicoanalyse heeft als doel om te toetsen of de waterkerende functie van de primaire waterkering niet in het geding is. Voor de risicoanalyse is dan ook enkel het deel van de primaire waterkering relevant welke een waterkerende functie heeft (het keren van buitenwater), hierna te noemen “de waterkering”. Schade ten gevolge van het falen van een windturbine of windturbineonderdelen is voor de overige delen niet gewenst, maar een mogelijke schade heeft geen directe gevolgen voor de waterkerende functie van de waterkering. In afbeelding 5 is het deel van de waterkering gemarkeerd, welke een waterkerende functie heeft.



Afbeelding 5. verloop waterkerende deel verbindende waterkeringen Grevelingendam en Philipsdam (bron: Google Earth)

7.8 Risicozones waterkering en clusterindeling

Zowel de Grevelingendam als de Philipsdam zijn verbindende waterkeringen. De Grevelingendam⁵ bestaat uit 4,6 km primaire waterkering van de categorie b en 1,3 km primaire waterkering van de categorie c.

De Philipsdam⁶ is een primaire verbindende waterkering van de categorie b en heeft een lengte van 7,8 km.

Categorie b zijn waterkeringen die een zee- of rivierarm af (kunnen) sluiten van de directe invloed van buitenwater. Ze vormen een functioneel bestandsdeel, waarmee achterliggende en/of verbonden dijkkringgebieden worden beveiligd.

Categorie c zijn waterkeringen die behoren tot stelsels die dijkkringgebieden omsluiten en niet bestemd zijn voor directe kering van buitenwater.

⁵ Het doel van de Grevelingendam ten tijde van de bouw was het beperken van stromingen bij de bouw van de Brouwersdam; de Oosterscheldekering en de Haringvlietdam waren nog niet gereed. De huidige functie is waterkering voor hoogwaters vanuit de Oosterschelde en het Volkerak-Zoommeer

⁶ De functie van de Philipsdam is compartimentering, waterkering van hoogwater vanuit Oosterschelde en het verzorgen van een stabiele waterstand op het (zoete) Volkerak-Zoommeer en de aansluitende Schelde-Rijnverbinding.

Er is bij beide dammen⁷ sprake van een verbindende waterkering tussen twee dijkringen met aan beide zijden water. Deze verbindende waterkeringen zorgen voor een lagere belasting op de achterliggende keringen. Het falen van de kering is ongewenst, echter er is (afhankelijk van de omstandigheden) sprake van een responstijd om de situatie beheersbaar te houden, zodat er geen objecten en/of personen in gevaar komen.

De beide dammen worden gekenmerkt door diverse complexe en minder complexe waterstaatwerken; sluizen, spuisluis, strekdammen, havendammen, bekkens en plateaus. Met uitzondering van de windturbinelocaties ter plaatse van het Hoogbekken, bevinden alle geplande windturbinelocaties zich in de kernzone of beschermingszone van de primaire waterkering (conform de leggerprofielen van RWS).

Risicozone

Voorgaande beschrijvingen en de beschrijving in hoofdstuk 3 en 4 geven aan dat de windturbinelocaties in relatie tot de waterkering in een aantal risicozones zijn te verdelen, omdat er een duidelijk onderscheid is te maken in de mate van risico per locatie.

Voor de risicoanalyse is de volgende indeling in risicozones aangehouden:

Risicozone	
1A*	De primaire waterkering (kern- of beschermingszone) met een waterkerende functie. De doorsnede van de kering is een typisch dijkprofiel en er is geen sprake van een extra brede/hoge constructie (marge) en/of een achterliggende tweede (niet primaire) kering. Positie windturbine = buitenwater zijde
1B	De primaire waterkering (kern- of beschermingszone) met een waterkerende functie. De doorsnede van de kering is een typisch dijkprofiel en er is geen sprake van een extra brede/hoge constructie (marge) en/of een achterliggende tweede (niet primaire) kering. Positie windturbine = binnenwater zijde
2A	De primaire waterkering (kern- of beschermingszone) met een waterkerende functie. Waarbij er sprake is van een extra brede/hoge constructie (marge). Het is aannemelijk dat er een restprofiel aanwezig blijft in het geval van falen en treffen ten gevolge van een windturbine of windturbineonderdeel. Positie windturbine = buitenwater zijde
2B	De primaire waterkering (kern- of beschermingszone) met een waterkerende functie. Waarbij er sprake is van een extra brede/hoge constructie (marge). Het is aannemelijk dat er een restprofiel aanwezig blijft in het geval van falen en treffen ten gevolge van een windturbine of windturbineonderdeel. Positie windturbine = binnenwater zijde
2C	De primaire waterkering (kern- of beschermingszone) met een waterkerende functie. Waarbij er sprake is van een achterliggende tweede (niet primaire) kering. Wanneer de primaire kering faalt, dient eerst deze (niet primaire) kering te falen alvorens er sprake kan zijn van een doorstroming van water.
3	Kern- of beschermingszone, maar geen waterkerende functie
4	Geen kern- of beschermingszone en geen waterkerende functie

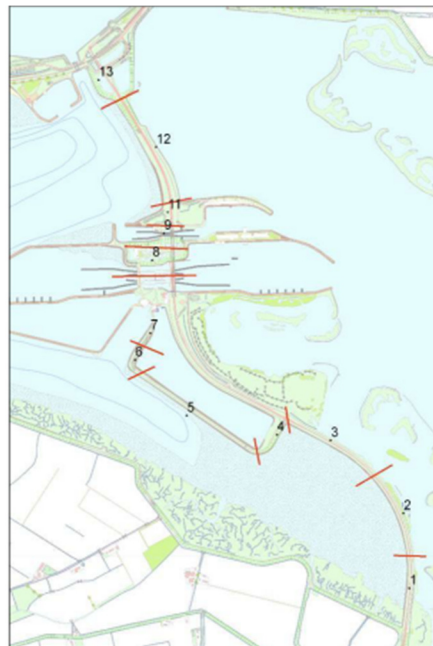
Overzicht 3. Indeling risicozones

*er zijn geen windturbines gepositioneerd aan de buitenwater zijde. Risicozone 1A komt hierdoor niet voor.

⁷ Aan de Oosterschelde zijde is sprake van buitenwater, welke -in extreme omstandigheden- gereguleerd wordt door de Oosterschelde kering.

Aanvullend wordt opgemerkt dat uit de voor het project uitgevoerde veiligheidstoets [3] blijkt dat voor een aantal toetssporen er een hoge marge aanwezig is. In het bijzonder de ruime kruinhoogtemarge (zie onderstaande overzicht).

Sectie	Toetspeil [m+NAP]	Aanwezige kruinhoogte [m+NAP]	Verschil kruinhoogte en toetspeil [m]
Schouwen - Philipsdam	3,7	6,1	1,8
Philipsdam - Goeree	3,7	6,7	2,3
1	3,7	5,6	1,9
2	3,7	5,6	1,9
3	3,7	5,3	1,6
4	3,7	5,2	1,5
5	3,7	6,4	2,7
6	3,7	7,1	3,4
7	3,7	5,6	1,9
8	3,7	7,8	4,1
9	3,7	6,0	2,3
11	3,7	7,4	3,7
12	3,7	6,5	2,8
13	3,7	6,3	2,6



sectie-indeling Philipsdam

Overzicht 4. huidige kruinhoogtemarge (Bron: VTV toets Philipsdam 2009 /afbeelding 3.4 en VTV toets Grevelingendam 2008/figuur 4)

Het gevolg van het falen van een windturbine of windturbineonderdeel zou in veel gevallen het beschadigen van de waterkering ten gevolge van de impact inhouden, zoals: het beschadigen van de bekleding, het wegslaan van een deel van de kruin, het veroorzaken van een krater of indringing in de ondergrond. Ten gevolge van de aanwezige marge in de kruinhoogte zal bij het optreden van één van de drie faalscenario's dan ook in de meeste gevallen nog steeds worden voldaan aan de benodigde kruinhoogte of is er sprake van een aanzienlijk restprofiel (zie ook hoofdstuk 6.11).

Clusterindeling

Naast de indeling in risicozone is er ook een clusterindeling toegepast aan de hand van de van toepassing zijnde faalscenario's van de windturbines. Voor de risicoanalyse is de volgende indeling in clusters aangehouden:

Clusterindeling	
A	Alle drie de faalscenario's van toepassing: omvallen gehele windturbine + naar benden vallen gondelhuis + afbreken rotorblad
B	Twee faalscenario's van toepassing: omvallen gehele windturbine + afbreken rotorblad
C	Eén faalscenario van toepassing: afbreken rotorblad
D	Geen faalscenario's van toepassing

Overzicht 5. clusterindeling toepassing zijnde faalscenario's

7.9 Kritische strook en trefsector

Het falen van een windturbine of windturbineonderdeel betekent niet direct dat er sprake is van een risico voor de waterkerende functie van de waterkering. Het risico op falen is onder meer afhankelijk van de trefafstand en de wijze van neerkomen van een windturbine of windturbineonderdeel. Andere aspecten die een rol spelen zijn; situering, opbouw/constructie en de robuustheid en daarmee aanwezige overdimensionering (marge) van de waterkering. Om aan de afhankelijkheden (trefafstand en wijze van neerkomen) invulling te geven is er ten behoeve van de risicoanalyse een kritische strook voor de waterkering en een trefsector per windturbine gedefinieerd.

Kritische strook

Als kritische strook is een 20 meter brede strook ten opzichte van de kruin van de waterkering aangenomen (10 meter aan beide zijde t.o.v. de kruin-as, zie afbeelding 6). De ratio achter de 20 meter is dat hiermee ten minste het functionele deel van de kruin wordt ondervangen.

Wanneer een windturbine of windturbineonderdeel de kritische strook treft, is aangenomen dat afhankelijk van het optredende faalscenario, er sprake is van het onmiddellijk falen of op het punt staan van falen van de waterkering ($P_{\text{(kritische strook)}}$). In het laatste geval is er schade ontstaan aan de kruin van de primaire waterkering, maar is er nog een restprofiel aanwezig welke nog een bepaalde waterstand kan keren.



Afbeelding 6. principe kritische zone

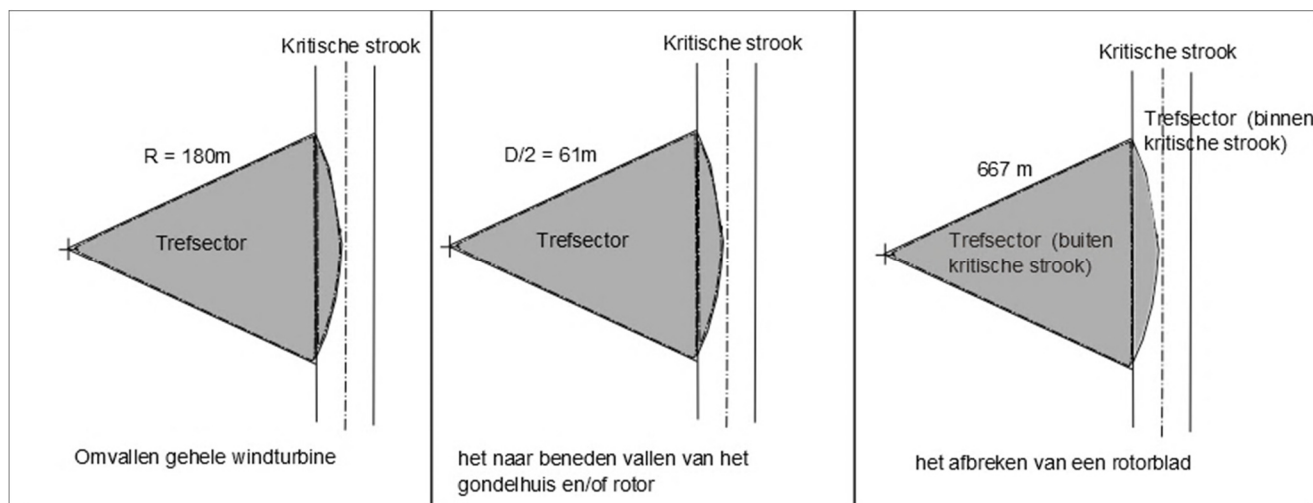
Trefsector

Ten behoeve van de risicoanalyse is per locatie de trefsector bepaald. De trefsector betreft het gebied waar een falende windturbine of windturbineonderdeel kan neerkomen en daarbij een dusdanige schade kan veroorzaken dat de waterkerende functie van de waterkering in het geding is.

De kans dat een windturbine of een windturbineonderdeel in de trefsector terecht komt is:

$$P_{\text{(trefsector)}} = \text{Hoek trefsector} / 360^\circ$$

De grootte van een trefsector is per locatie bepaald aan de hand van de trefafstand en het snijpunt met de kritische zone (zie afbeelding 7).



Afbeelding 7. het principe van de trefsector per faalscenario

Voor de faalscenario's; "omvallen gehele windturbine" en "het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor", is er een grote kans op een aanzienlijke beschadiging van de waterkering. De waterkerende functie van de waterkering kan dan niet meer worden gegarandeerd. Afhankelijk van de risicozone kan er alsnog sprake zijn van een verlaagd risico. Bij een risicozone (2A, 2B of 3), met een verlaagd risico, is het zeer aannemelijk dat er een restprofiel overblijft en daarmee een responstijd tot herstel. Bij de risicozone 2C is er sprake van een tweede achterliggend dijklichaam.

Voor het faalscenario; "het afbreken van een rotorblad" is ten behoeve van de risicoanalyse aangenomen dat in het geval van een worst case impact (impact van de flens onder een hoek van $<45^\circ$) van een rotorblad binnen de trefsector van de kritische strook, er een restprofiel overblijft en er tijd is voor het herstellen van de schade. Er is geen sprake van het direct falen van de waterkering, echter kan de waterkerende functie niet meer worden gegarandeerd.

Komt een rotorblad buiten de kritische strook terecht, maar wel in het overige deel van een trefsector dan is onafhankelijk van de wijze van neerkomen de waterkerende functie van de waterkering niet direct in het geding. Door de impact is er schade ontstaan, maar de kruin is nog intact. De hoogste waterstand, volgens de van toepassing zijnde norm-overschrijdingskansen, kan nog gekeerd worden. Er is tijd om maatregelen te nemen en de schade te herstellen.

Het neerkomen van de windturbine of windturbineonderdeel buiten de trefsector heeft geen direct gevolg voor de waterkerende functie van de primaire waterkering.

Aan de hand van de overzichtstekening van bijlage 2 is per windturbinelocatie en per faalscenario de grootte van de trefsector bepaald.

7.10 Neerkomen rotorblad

Een rotorblad van een hedendaagse windturbine in de 3.X MW vermogensklasse bestaat voornamelijk uit composiet materiaal (vezelversterkt materiaal/glasvezel) al dan niet met een metalen flens en/of bladadapter (zie afbeelding 8).



Afbeelding 8. voorbeeld windturbine rotorblad (bron: Enercon)

De schade die een neerkomend rotorblad veroorzaakt is onder meer sterk afhankelijk van de wijze van neerkomen. Afhankelijk van de impacthoek kan een blad versplinteren en/of afketsen. De meest significante schade wordt veroorzaakt als de flens (verbinding tussen het rotorblad en de rotor) van een rotorblad onder een bepaalde hoek inslaat (uitgaande van de worst case afworpsituatie, zie afbeelding 9). De overige situaties zorgen voor een lagere impactschade.



Afbeelding 9. een voorbeeld van een simulatie van het neerkomen van een rotorblad (flens naar beneden)

De worst case hoek van inslag met het verticaal is kleiner dan **45 graden**. De ratio achter deze 45 graden is dat bij een zanddijk met een kleibekleding, theoretisch bij een hoek van inwendige wrijving van 30 graden voor het zand en een hoek van inval met de verticaal van 30 graden er geen indringing zou zijn en er horizontale afschuiving plaatsvindt. Er zou dus uit kunnen worden gegaan van 30 graden. Echter zou deze aanname voor de deklaag een niet-conservatieve aanname zijn. Daarom wordt als aanname aangehouden, dat bij een hoek van inslag met het verticaal groter dan 45 graden er een geringe indringing optreedt. Het rotorblad zal met een grotere impactoppervlakte inslaan en zal dan afketsen en/of vervormen en/of deels verbrijzelen, waardoor er een grotere energie opname zal optreden en de impactschade kleiner is.

Voorgaande geeft een: **P(flens naar beneden) = $2 \times 45^\circ / 360^\circ = 0,25$**

7.11 Restprofiel en responstijd

Indien er sprake is van een restprofiel, betekent het dat het aanwezige restprofiel nog een bepaalde waterstand kan keren. Er is in dat geval sprake van een zogenaamde responstijd tot herstel, zolang er voor of tijdens dit herstel geen waterstand optreedt tot boven het niveau van het restprofiel.

Er is dus sprake van een gebeurtenis (deeltkans) welke gelijktijdig met het falen van een windturbine of windturbineonderdeel dient op te treden. Dit betreft de kans dat op het moment van falen van een windturbine of windturbineonderdeel er ook, voor of tijdens het herstellen, een waterstand optreedt welke hoger is dan het aanwezige restprofiel kan keren.

Als aanname is (conform [2]) genomen dat het aanwezige restprofiel niet meer een waterstand kan keren, welke optreedt in het geval van een "lichte storm". De kans op optreden van een "lichte storm" is aangenomen op 5 keer per jaar. Voor de stormduur wordt uitgegaan van 35 uur. De hersteltijd voor de ontstane schade aan de waterkering is geschat op 5 dagen ($5 \times 24 = 120$ uur).

De kans dat er een "lichte storm" optreedt tijdens de hersteltijd is:

P(niet te keren storm tijdens herstel) = $5 \text{ lichte stormen per jaar} \times (35 \text{ uur} / 8760 \text{ uur per jaar}) + 5 \text{ lichte stormen per jaar} \times (120 \text{ uur} / 8760 \text{ uur per jaar}) = \mathbf{0.089}$ per jaar

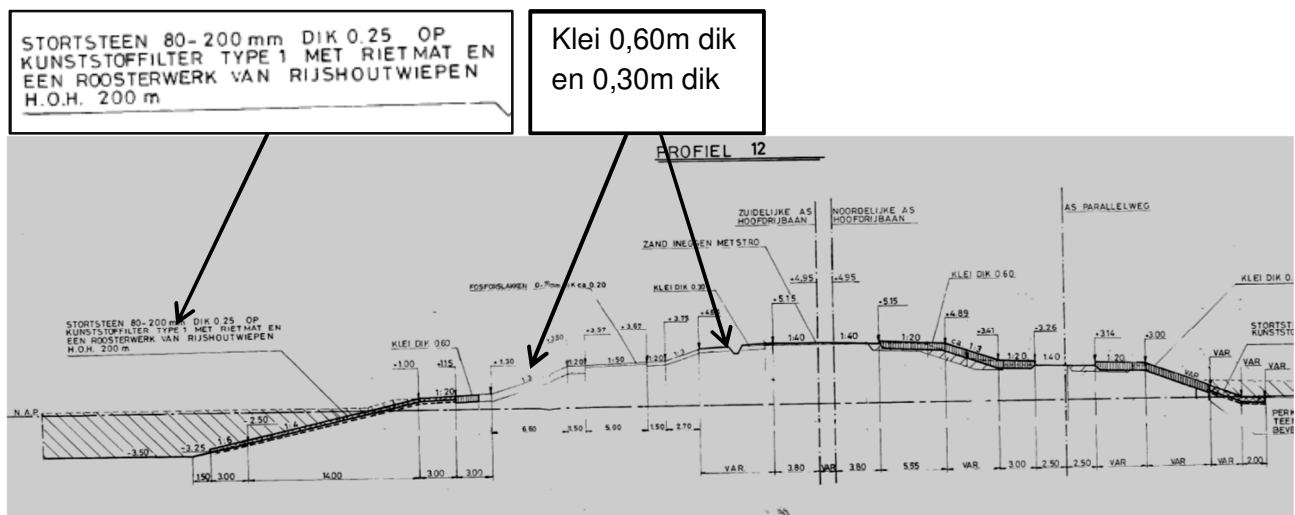
7.12 Risicozone 2C falen deel Philipsdam

Voor het deel van de primaire waterkering, welke valt in de risicozone 2C (het Laagbekken) is er sprake van een tweede (niet primaire) kering, zie afbeelding 10. Op het moment dat de primaire kering faalt is er, vanwege het achterliggende dijklichaam, nog geen sprake van een doorstroom van water naar het Volkerak-Zoommeer. Er is sprake van een redundant systeem.



Afbeelding 10. risicozone 2C, het Laagbekken (bron: Google Earth)

Zoals in hoofdstuk 4 is omschreven is dit achterliggende dijklichaam een groot grondlichaam (Philipsdam) dat langs het gehele Laagbekken een grote overhoogte heeft. Deze dijk is naar verwachting robuuster dan de voorliggende primaire kering. Aan de zijde van het Laagbekken is het dijklichaam voorzien van een bekleding van stortsteen en klei, zie het in afbeelding 11 weergegeven profiel. Ter hoogte van het profiel (profiel 12) heeft de kruin een hoogte van +5,15 meter NAP. Daarnaast vervult dit grondlichaam een waterkerende functie voor het water vanaf het Volkerak. Bij eventuele doorbraak van de primaire kering zal de achterliggende dijk de waterkerende functie overnemen.



Afbbeelding 11. dwarsdoorsnede achterliggende dijklichaam

De faalkans van deze (niet primaire) kering is gelijk gesteld aan de veiligheidsnorm van de primaire waterkering:

$$P(\text{deel Philipsdam}) = 0,25 \cdot 10^{-4}$$

8. Faalkansberekening per faalkansscenario

De bepaling van de faalfrequentie per faalkansscenario vindt plaats door het vermenigvuldigen van de gebeurtenissen welke gelijktijdig dienen op te treden, voor er sprake kan zijn van het falen van de waterkering ofwel de waterkerende functie kan niet meer worden gegarandeerd.

Omvalle hele windturbine

De faalfrequentie per windturbinelocatie voor het scenario; “omvalle hele windturbine” wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$P_{\text{omvalle hele windturbine}} = \text{Faalfrequentie omvalle hele windturbine} \times P_{(\text{trefsector})} \times P_{(\text{niet te keren storm tijdens herstel})} \times P_{(\text{deel Philipsdam})}$$

De additionele faalfrequentie van de waterkering ten gevolge van het geheel omvalle van de windturbine wordt dan ook bepaald door een combinatie van gebeurtenissen:

- de windturbine valt als geheel om;
en
- de windturbine komt neer in de relevante trefsector;
en
- er treedt voorafgaand aan of gedurende de hersteltijd een hoogwaterstand op, welke hoger is dan de keercapaciteit van het restprofiel (indien het aannemelijk is dat er sprake is van een restprofiel);
en
- voor risicozone 2C faalt het achterliggende deel van de Philipsdam.

Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor

De additionele faalfrequentie per windturbinelocatie voor het scenario; “het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor” wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$P_{\text{vallen gondelhuis}} = \text{Faalfrequentie vallen gondelhuis en/of rotor} \times P_{(\text{trefsector})} \times P_{(\text{niet te keren storm tijdens herstel})} \times P_{(\text{deel Philipsdam})}$$

De additionele faalfrequentie van de waterkering ten gevolge van het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor wordt dus bepaald door een combinatie van gebeurtenissen:

- het gondelhuis en/of rotor valt naar beneden;
en
- het gondelhuis en/of rotor komt neer in de relevante trefsector;
en
- er treedt voorafgaande aan of gedurende de hersteltijd een hoogwaterstand op, welke hoger is dan de keercapaciteit van het restprofiel (indien het aannemelijk is dat er sprake is van een restprofiel);
en
- voor risicozone 2C faalt het achterliggende deel van de Philipsdam.

Het afbreken van een rotorblad

De additionele faalfrequentie per windturbinelocatie voor het scenario; “het afbreken van een rotorblad” wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$P_{\text{rotorbladworp}} = \text{Faalfrequentie rotorbladworp} \times P_{(\text{kritische strook})} \times P_{(\text{flens naar beneden})} \times P_{(\text{niet te keren storm tijdens herstel})} \times P_{(\text{deel Philipsdam})}$$

De additionele faalfrequentie van de waterkering ten gevolge van het afbreken van een rotorblad wordt dus bepaald door een combinatie van gebeurtenissen:

- een rotorblad wordt afgeworpen;
en
- een rotorblad komt neer in de kritische strook;
en
- de flens komt naar beneden en de hoek van inslag met het verticaal kleiner is dan 45 graden;
en
- er treedt voorafgaand aan of gedurende de hersteltijd een hoogwaterstand op, welke hoger is dan de keercapaciteit van het restprofiel;
en
- voor risicozone 2C faalt het achterliggende deel van de Philipsdam.

De additionele faalfrequentie van de waterkering is de som van alle additionele faalfrequenties per faalscenario en per windturbinelocaties (“Additionele faalfrequentie waterkering”).

9. Risicoanalyse

In bijlage 3 is het rekenblad van de uitgevoerde kwantitatieve analyse, inclusief toelichting, opgenomen.

De resultaten zijn in overzicht 6 weergegeven.

Faalsysteem 1 [Grevelingendam deel Schouwen-Duiveland – Philipsdam]	
Totale additionele faalfrequentie waterkering (afgerond)	0,23%
Faalsysteem 2 [Grevelingendam deel Philipsdam – Goeree-Overflakkee]	
Totale additionele faalfrequentie waterkering (afgerond)	0,28%
Faalsysteem 3 [Philipsdam]	
Totale additionele faalfrequentie waterkering (afgerond)	4,24%

Overzicht 6. resultaten risicoanalyse

10. Gevoeligheidsanalyse

In de risicoanalyse zijn diverse conservatieve aannamen gehanteerd. De belangrijkste conservatieve aannamen zijn:

- Hfd 7.1; in de analyse is de wettelijke veiligheidsnorm gelijk gesteld aan de faalkans van de primaire waterkering. De werkelijke faalfrequentie van de aanwezige primaire waterkering zal echter vele malen kleiner zijn.
- Hfd. 7.2 en 7.4; er is uitgegaan van een tiphoogte van 180 meter en een rotordiameter van 122 meter (de ashoogte is in dit geval 119 meter), wat beschouwd wordt als de maximale waarden in de 3.X MW klasse en daarmee het maximale valbereik. Indien er gekozen wordt voor een kleinere ashoogte en/of rotordiameter, zal het maximale valbereik kleiner zijn.
- Hfd. 7.4; bij het faalscenario; “het geheel omvallen van de windturbine”, wordt uitgegaan van een maximale trefafstand van 180 meter, echter:
 - bij het bezwijken van een mastdeel is er geen sprake van het geheel omvallen van de windturbine, maar een deel van de windturbine. De trefafstand van het omgevallen deel is hiermee, zoals ook in voorgaande paragraaf aangegeven, kleiner.
 - de rotorbladen van een 3.X MW windturbine bestaan voor het overgrote deel uit composiet materiaal (vezelversterkt materiaal/glasvezel). Bij het geheel omvallen van een windturbine zal dit deel over het grootste gedeelte vervormen en/of verbrijzelen, de impactschade zal over deze zone daardoor beperkter zijn.
- Hfd. 7.4; bij het faalscenario; “het afbreken van een rotorblad”, wordt uitgegaan van een maximale generieke trefafstand (werpafstand) van 667 meter indien bladbreuk optreedt bij overtoeren voor IEC windklasse II windturbine. Feitelijk is er sprake van een deelkans, falen kan ook gebeuren bij nominaal toerental. In dat geval zal de trefafstand fors kleiner zijn, de generieke waarde conform het handboek is dan 231 meter.
Wanneer er sprake is van een windturbineontwerp conform IEC windklasse I, zijn conform het handboek de maximale generieke trefafstanden voor een 4.0MW windturbintype lager (568 resp. 204 meter).
- Hfd. 7.4; bij het faalscenario; “het afbreken van een rotorblad”, wordt uitgegaan van een maximale generieke trefafstand van 667 meter voor de vermogensklasse 4.0MW. De maximale generieke afstanden zijn voor een 3.X MW windturbintype lager.
- Hfd. 7.5 – bijlage 1; uit de voor bijlage 1 uitgevoerde analyse (gegevens windturbine-leveranciers) blijkt dat de betrouwbaarheid van torenontwerpen en daarmee de mechanische verbinding met het gondelhuis over het algemeen hoger is. De voor deze windturbine-onderdelen geldende faalfrequenties zijn dan ook naar verwachting lager ($>10^{-6}$).
- Hfd. 7.5 – bijlage 1; uit de voor bijlage 1 uitgevoerde analyse blijkt dat conform de IEC 61400-1 voor een windturbineontwerp een normale veiligheidsklasse van toepassing dient te zijn. De voor de normale veiligheidsklasse van toepassing zijnde streefwaardes voor de betrouwbaarheidsindex liggen in de orde grootte: 4.26 – 4.75 met de daarbij behorende faalfrequenties 10^{-5} – 10^{-6} .
- Hfd. 7.11; voor locatie 28 is aangenomen dat er geen sprake is van een restprofiel voor de scenario's: “Het geheel omvallen van de windturbine” en “Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor”. Echter gezien de situering (aanwezige achterland), de breedte van de waterkering (breedte kernzone 103 meter) en de aanwezige marge op de kruinhoogte (1,6 m) is het ook voor locatie 28 aannemelijk om te veronderstellen dat er sprake kan zijn van een bepaald restprofiel, zeker voor het scenario: “Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor”.

Om inzicht te krijgen in de mate waarin de parameters de resultaten beïnvloeden is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. In onderstaande overzicht zijn de resultaten van de uitgevoerde gevoeligheidsanalyse weergegeven.

Nr.	Parameter	Totale Additionele faalfrequentie (afgerond) [%]		
		Faalsysteem 1 [Grevelingendam deel: Schouwen- Duiveland – Philipsdam]	Faalsysteem 2 [Grevelingendam deel: Philipsdam – Goeree-Overflakkee (categorie c kering)]	Faalsysteem 3 [Philipsdam]
0	Geen wijziging	0,23	0,28	4,24
1	Faalfrequentie “Het geheel omvallen van de windturbine” $1,0 \cdot 10^{-6}$ i.p.v. $1,0 \cdot 10^{-5}$	0,12	0,11	2,35
2A	Faalfrequentie “afbreken rotorblad” met overweging (50/50 kans) nominaal bedrijf en overtoeren $5,0 \cdot 10^{-5}$ i.p.v. $1,0 \cdot 10^{-4}$	0,22	0,26	4,09
2B	Faalfrequentie “afbreken rotorblad” $1,0 \cdot 10^{-3}$ i.p.v. $1,0 \cdot 10^{-4}$	0,45	0,61	6,90
3	Locatie 28 indien er verondersteld wordt dat er wel sprake is van een restprofiel bij: “Het geheel omvallen van de windturbine” & “neerstorten gondelhuis”	0,23	0,28	1,48
4	P(niet te keren storm tijdens herstel) => 4 stormen per jaar i.p.v. 5 stormen per jaar (0,060 i.p.v. 0,089)	0,15	0,19	3,85
5	P(niet te keren storm tijdens herstel) => 6 stormen per jaar i.p.v. 5 stormen per jaar (0,123 i.p.v. 0,089)	0,32	0,39	4,70
6	Breedte kritische zone 40 meter i.p.v. 20 meter	0,29	0,43	5,13
7	$P_{flens} 30^\circ$ i.p.v. 45° ($60/360 = 0,17$ i.p.v. 0,25)	0,22	0,27	4,14
8	Maximale werpafstand 333,5 meter i.p.v. 667 meter	0,24	0,30	4,26
9	Maximale tiphoogte 170 meter i.p.v. 180 meter	0,23	0,27	4,20
10	Maximale rotordiameter 110 meter i.p.v. 122 meter	0,22	0,25	4,13
11	1 faalsysteem i.p.v. 3 onafhankelijke faalsystemen	4,76		

Overzicht 7. resultaten gevoeligheidsanalyse

Toelichting

Nr.1. aan de hand van de in bijlage 1 uitgevoerde analyse blijkt dat de betrouwbaarheid van een torenontwerp over het algemeen hoger ligt, er is over het algemeen sprake van een faalfrequentie welke lager is dan 10^{-6} .

Nr.2A. onder welke omstandigheden een rotorblad afbreekt is zeer bepalend voor de trefafstand. In de risicoanalyse is enkel uitgegaan van overtoeren, echter kan er ook sprake zijn van een nominaal toerental.

Nr.2B. beoordeeld is de impact indien de faalfrequentie voor het scenario; “het afbreken van een rotorblad” $1,0 \cdot 10^{-3}$ in plaats van $1,0 \cdot 10^{-4}$ is.

Nr.3. zoals voorgaand is opgemerkt is er voor locatie 28 aangenomen dat er geen sprake is van enig restprofiel en de waterkering direct faalt (water op water verbinding). Om de impact van dit uitgangspunt te beoordelen is de berekening opnieuw uitgevoerd, waarbij er is aangenomen dat er sprake is van een restprofiel en dus een responsetijd tot herstel.

Nr.4&5. beoordeeld is de impact van de kans op optreden van 4 en 6 “lichte stormen” op jaarbasis, waardoor er een waterstand kan optreden welke het aanwezige restprofiel niet meer kan keren.

$P(\text{niet te keren storm tijdens herstel}) = 4 \text{ stormen per jaar} \times (35 \text{ uur} / 8760 \text{ uur per jaar}) + 4 \text{ stormen per jaar} \times (96 \text{ uur} / 8760 \text{ uur per jaar}) = 0.060 \text{ per jaar}$

$P(\text{niet te keren storm tijdens herstel}) = 6 \text{ stormen per jaar} \times (35 \text{ uur} / 8760 \text{ uur per jaar}) + 6 \text{ stormen per jaar} \times (144 \text{ uur} / 8760 \text{ uur per jaar}) = 0.123 \text{ per jaar}$

Nr.6. beoordeeld is de impact, als de aangenomen kritische strook niet 20 meter breed is, maar 40 meter. Hierdoor zal de trefsector en dus de kans op het treffen van deze zone toenemen.

Nr.7. er is gekeken wat de impact is als de worst case hoek van neerkomen niet kleiner is dan 45 graden, maar kleiner dan 30 graden. De kans op het optreden van de worst case schade is hierdoor kleiner. ($P(\text{flens naar beneden}) = 2 \times 30^\circ / 360^\circ = 0,17$).

Nr.8. er is beoordeeld wat de impact is indien de trefafstand 333,5 meter is i.p.v. de aangehouden maximale generieke waarden voor een 4.0MW en windklasse II windturbinetype.

Nr.9. als uitgangspunt is aangehouden een maximale tiphoogte van 170 meter i.p.v. 180 meter, welke de resultaten van het scenario: “Het geheel omvallen van de windturbine”, beïnvloeden.

Nr.10. als uitgangspunt is aangehouden een maximale rotordiameter van 110 meter i.p.v. 122 meter, welke de resultaten van het scenario: “Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor”, beïnvloeden.

Nr.11. tenslotte is de risicoanalyse nogmaals uitgevoerd, echter is als uitgangspunt gehanteerd dat er geen onderscheidende faalsystemen zijn.

Bevindingen

Aan de hand van de uitgevoerde analyse is vooral op te merken dat de bijdragen van de gehanteerde faalfrequenties (Nr.1) en het niet toekennen van een restprofiel aan locatie 28 (Nr.3) de grootste invloed hebben op het reduceren van de additionele faalfrequentie. Er is in dat geval sprake van een reductie van ca. 2 a 2,7% voor faalsysteem 3 (Philipsdam).

Door het verhogen van de faalfrequentie voor het scenario; “het afbreken van een rotorblad” is er sprake van een toename van ca. 2,5% voor faalsysteem 3 en een verdubbeling voor faalsysteem 1 en 2. Echter wordt er nog ruimschoots aan het gestelde toetsingscriterium voldaan.

Ook wanneer er wordt uitgegaan van 1 faalsysteem, wordt er nog steeds voldaan aan het gestelde toetscriterium.

Opmerkelijk is dat het aanhouden van een trefafstand van 333,5 meter een verhoging van de additionele faalfrequentie voor faalsysteem 3 geeft. Dit komt omdat verhoudingsgewijs het percentage aan oppervlakte van de trefsector (kritische strook) voor sommige locaties toeneemt t.o.v. de totale oppervlakte (trefafstand).

11. Conclusies

De additionele faalfrequentie van de waterkering is bij elk van de onafhankelijke faalsystemen kleiner dan het gestelde toetsingscriterium. De resultaten van de analyse tonen aan dat voor de primaire waterkering er geen sprake is van een noemenswaardige risicoverhoging als gevolg van de plaatsing van 35 windturbines. Er wordt ruimschoots voldaan aan het gestelde 10% criterium.

De uitgevoerde gevoeligheidsanalyse geeft inzicht in de gevoeligheid, van de meest relevante (conservatieve) uitgangspunten. Uit de analyse blijkt dat in alle gevallen nog ruimschoot wordt voldaan aan het gestelde toetsingscriterium. Ook blijkt uit de analyse dat vooral de bijdragen van de gehanteerde faalfrequenties (Nr.1) en het niet toekennen van een restprofiel aan locatie 28 (Nr.3) de grootste invloed hebben op het reduceren van de additionele faalfrequentie.

Referenties:

- [1] Handboek Risicozonering Windturbines, AgentschapNL, 3^e geactualiseerde versie mei 2013
- [2] Onderzoek plaatsingsmogelijkheden windturbines Krammersluizencomplex Verkenning van de technische haalbaarheid, Royal Haskoning, 5 augustus 2011, 9W7156.A0
- [3] Windpark Krammer te Bruinisse Voorkeursalternatief “Toets Primaire Waterkering”, Royal HaskoningDHV, versie R2.0, 6 februari 2014
- [4] Leggerprofielen RWS Grevelingendam versie 1.0 10-03-2009 en Philipsdam versie 1.0 12-01-2009

Bijlagen:

Bijlage 1 specifieke windturbine faalfrequenties VKA

Bijlage 2 risicoanalyse-overzichtstekening VKA

Bijlage 3 rekensheet risicoanalyse VKA

BIJLAGE 1

Specifieke faalfrequenties windpark Krammer

Revisie 00 – 10-02-2014, auteur V.J. Winkel

Inhoud

1.	Inleiding.....	2
2.	Handboek Risicozonering windturbines.....	2
3.	Specifieke faalfrequenties windpark Krammer.....	4
3.1	Stap 1 bepaling maximaal benodigde faalfrequentie per faalscenario	5
3.2	Stap 2 toetsing haalbaarheid potentiële windturbinefabrikanten	5
3.3	Stap 3 veiligheidsniveau windturbines (voorontwerpfase).....	8
	Veiligheidseisen windturbines: Type Certificaat.....	8
	Veiligheidseisen windturbines: minimum ontwerpeisen windturbines IEC-61400-1.....	9
	Veiligheidseisen windturbines: veiligheid en betrouwbaarheid.....	10
	Veiligheidseisen windturbines: windpark Krammer.....	14
	Veiligheidseisen windturbines: conclusie.....	15
3.4	Stap 4 De definitieve selectie van de te bouwen windturbintype, welke beschikt over een geldig Type Certificaat (ontwerp- en aanbestedingsfase).....	16
	Referenties.....	17

1. Inleiding

In de risicoanalyse “Windturbines en primaire waterkering Windpark Krammer”, hierna te noemen “de risicoanalyse”, zijn specifieke faalfrequenties gehanteerd. In deze bijlage wordt het stappenplan voor de totstandkoming van de gehanteerde specifieke faalfrequenties beschreven.

Opgemerkt wordt dat deze bijlage onderdeel uitmaakt van de rapportage risicoanalyse “Windturbines en primaire waterkering Windpark Krammer” en enkel in samenhang met de risicoanalyse dient te worden gelezen.

2. Handboek Risicozonering windturbines

Het Handboek Risicozonering Windturbines 3^e geactualiseerde versie mei 2013 [1], hierna te noemen “het Handboek”, bevat richtlijnen voor het uitvoeren van een risicoanalyse voor windturbines. Het Handboek wordt voor Nederlandse onshore windenergieprojecten als een algemeen geaccepteerde richtlijn beschouwd voor de uitvoering van een risicoanalyse voor windturbines, indien deze onderdeel uitmaakt van een vergunningsaanvraag.

Ten tijde van het in 2011 door Royal Haskoning uitgevoerde onderzoek voor de plaatsingsmogelijkheden van windturbines op en rond het Krammersluizencomplex [2], is een eerste risicoanalyse voor windturbines uitgevoerd op basis van de in het Handboek Risicozonering Windturbines 2^e geactualiseerde versie januari 2005 [3] weergegeven generieke faalfrequenties. Als discussiepunt wordt door Royal Haskoning in de rapportage gesteld dat de generieke faalfrequenties van het Handboek Risicozonering Windturbines 2^e geactualiseerde versie januari 2005 niet representatief zijn voor de hedendaagse windturbineontwerpen. De gehanteerde generieke faalfrequenties zijn gebaseerd op een historie van windturbines tot 2000. Echter de ontwikkeling van windturbineontwerpen en de normen en richtlijnen voor het ontwerpen, testen, certificeren en produceren van windturbines (IEC-61400 serie) heeft de laatste jaren een grote innovatie doorgemaakt, waardoor de vraag kan worden gesteld of de gegevens van vóór het jaar 2000 nog representatief zijn voor de hedendaagse windturbines.

Door de introductie van nieuwe en het aanscherpen van bestaande normen en richtlijnen voor het ontwerpen, testen, certificeren en produceren van windturbines is het aannemelijk om te veronderstellen dat voor moderne windturbines lagere faalfrequenties van toepassing zijn, dan de in het Handboek Risicozonering Windturbines 2^e geactualiseerde versie januari 2005 aanbevolen generieke waarden op basis van gegevens vóór het jaar 2000. Meerdere instituten/partijen¹ hebben eerder op basis van het Handboek Risicozonering Windturbines 2^e geactualiseerde versie januari 2005 een soortgelijke conclusie getrokken. Op basis hiervan heeft men geadviseerd om meer realistische faalfrequenties te hanteren en/of project specifieke faalfrequenties toe te passen.

Recent is het Handboek geactualiseerd [1]. Opmerkelijk is dat de generieke rekenwaarden voor de faalfrequenties, met uitzondering voor het faalscenario “naar beneden vallen gondelhuis”, niet zijn gewijzigd ten opzichte van de januari 2005 versie.

DNV KEMA heeft in 2011 in opdracht van Gasunie en TenneT een onderzoek verricht naar risicovolle incidenten van windturbines. De resultaten van dit onderzoek zijn overgenomen in de geactualiseerde versie van het Handboek (bijlage A van het Handboek).

Er is in dit onderzoek voornamelijk vergeleken of de resultaten, welke gevonden zijn aan de hand van het analyseren van een drietal bronnen, overeenkomen met de verwachtingswaardes uit het

¹ Enkele voorbeelden: MER windpark Noordoostpolder NRG risicoanalyse [4], rapport GL Garrad Hassan [5], MER Kreekraksluizen NRG risicoanalyse [6] en NRG “Risicoanalyse van drie windturbines langs Reyndersweg te IJmuiden” [7].

Handboek versie 2005. In de geactualiseerde versie van het Handboek is aangegeven:

“Momenteel worden juist veel windturbines met een vermogen van minimaal 2 MW geplaatst. Bij het bouwen van moderne windturbines wordt steeds meer aandacht besteed aan veiligheid. In de studie naar faalfrequenties is onderzocht of de faalfrequenties van moderne windturbines afwijken van de faalfrequenties die in het Handboek van 2005 zijn gehanteerd. Nieuwe faalstatistieken van moderne windturbines moeten uitwijzen of - en zo ja, hoeveel - de faalkansen daadwerkelijk kleiner zijn.”

Ondanks de actualisatie van het Handboek, kan nog steeds gesteld worden dat de gehanteerde generieke faalfrequenties niet actueel -en daarmee tevens niet representatief en hanteerbaar- zijn voor de voor windpark Krammer geplande potentiële windturbintypen. Deze constatering kan vanuit het Handboek worden gesteld omdat:

- veel van de geraadpleegde databases onvolledig zijn en/of de betrouwbaarheid onvoldoende is aangetoond.

In bijlage A van het Handboek zijn de volgende opmerkelijke opmerkingen gemaakt:

“Opvallend is dat faalgegevens van windturbines niet centraal worden bijgehouden: er bestaan geen (openbare) wetenschappelijke databases die incidenten met windturbines of windturbineonderdelen registreren.”

“Ook veel van de kennisinstituten, windturbinefabrikanten, onderhoudsbedrijven en verzekeringsmaatschappijen die DNV KEMA heeft benaderd konden of wilden geen faalgegevens van moderne windturbines leveren. Deze informatie wordt als vertrouwelijk en concurrentiegevoelig beschouwd.”

“Een database die wel openbaar beschikbaar is, is de Caithness Windfarm database. Deze uitgebreide database wordt bijgehouden door tegenstanders van windenergie. Hoewel niet alle referenties die de database gebruikt te achterhalen zijn, wordt deze database ook aangewend door andere partijen die de risico's van windturbines in kaart willen brengen.”

- er onvoldoende wordt aangetoond of de generieke waarden representatief zijn voor moderne windturbines in de vermogenklasse > 1.0MW

In bijlage A van het Handboek zijn de volgende opmerkelijke opmerkingen gemaakt:

“Opvallend is dat de gefaalde windturbines zonder uitzondering oudere windturbines zijn. De gefaalde windturbines zijn geplaatst in de jaren '90 met vermogens kleiner of gelijk aan 1 MW. Er zijn geen faalincidenten met turbines groter dan 1 MW gevonden, maar er zijn ook maar een beperkt aantal van deze categorie geplaatst.”

“De database geeft slechts in een enkel geval aan om welk turbinetype het gaat. In deze database zijn dan ook incidenten van oude turbinetypes meegenomen, zonder dat een splitsing kan worden gemaakt tussen oude en moderne windturbines.”

“Omdat de Caithness database alle windturbintypen weergeeft (groter en kleiner dan 1 MW) worden deze faalfrequenties als conservatief beschouwd voor moderne windturbines.”

- het gehanteerde totaal aan bedrijfsjaren, wordt als onvoldoende beschouwd voor de representatieve windturbintypen (3.X MW vermogenklasse).

3. Specifieke faalfrequenties windpark Krammer

In het voorgaande hoofdstuk is reeds aangegeven dat de in het handboek aanbevolen faalfrequenties niet actueel en daarmee niet representatief en hanteerbaar zijn voor de voor windpark Krammer geplande potentiële windturbintypen. In de risicoanalyse zijn dan ook specifieke faalfrequenties gehanteerd.

Er zijn een tweetal gangbare methoden voor de onderbouwing van specifieke faalfrequenties [4]:

- a) Historische/empirische methode. Een berekening die is gebaseerd op veldobservatie (het aantal faalincidenten per windturbine bedrijfsjaren); en
- b) Een “structural design analysis”. Volgens deze methode berekent men de kansverdeling van de stressbestendigheid van de constructie. Deze kansverdeling zet men af tegen de kansverdeling van de belasting. Via de robuustheid van het ontwerp zorgt men ervoor dat de kans zeer klein is dat de stressbestendigheid kleiner is dan de belasting.

Voor windturbines, in het bijzonder de huidige generatie windturbines, is de onderbouwing op basis van de methode “a” (Historische/empirische methode) over het algemeen een probleem, omdat er voor recent op de markt gekomen windturbintypen onvoldoende data beschikbaar is. Het aantal bedrijfsjaren is vaak ontoereikend en/of er hebben geen incidenten plaatsgevonden. Daarnaast is het zo dat als de data wel beschikbaar zijn, deze door fabrikanten zelden beschikbaar worden gesteld. Als dit toch gebeurt, worden deze beschikbaar gesteld onder voorwaarde van strikte geheimhouding vanwege de hoge mate van concurrentiegevoeligheid van de informatie. De informatie is dan wel beschikbaar, maar kan niet worden gebruikt.

Voor moderne windturbines, zoals deze ook voor windpark Krammer zijn voorzien, zal dan ook de onderbouwing van specifieke faalfrequenties op basis van de methode “b” (structural design analysis) dienen te gebeuren.

De bepaling en de onderbouwing van de gehanteerde specifieke faalfrequenties komt tot stand op basis van een vierstappenplan. Het vierstappenplan is als volgt gedefinieerd:

- Stap 1). Het bepalen van de maximaal benodigde faalfrequentie per faalscenario, benodigd om aan het gestelde toetsingscriterium te kunnen voldoen
- Stap 2). Het bij de potentiële windturbinefabrikanten toetsen van de haalbaarheid van de maximaal benodigde faalfrequentie per faalscenario
- Stap 3). De beschouwing van het veiligheidsniveau van het ontwerp van de potentiële windturbine-klasse (voorontwerpfase)
- Stap 4). De definitieve selectie van de te bouwen windturbintype, welke beschikt over een geldig Type Certificaat (conform IEC61400-22)(ontwerp- en aanbestedingsfase)

De stappen 1 t/m 3 zijn ten behoeve van de huidige voorontwerpfase doorlopen, waarvan de resultaten in onderliggende bijlage zijn gepresenteerd. De uitwerking van stap 4 zal plaatsvinden tijdens de ontwerp- en aanbestedingsfase.

In de navolgende paragrafen wordt het vierstappenplan verder uitgewerkt.

3.1 Stap 1 bepaling maximaal benodigde faalfrequentie per faalscenario

Ten behoeve van de risicoanalyse is een rekenblad opgesteld (zie bijlage 3, behorende bij de rapportage van de risicoanalyse). Aan de hand van het rekenblad is een analyse uitgevoerd om voor de van toepassing zijnde faalscenario's de maximale faalfrequenties te bepalen, welke benodigd zijn om ruim aan het gestelde toetsingscriterium te kunnen voldoen.

De resultaten van de analyse vormen de faalfrequentienorm voor windpark Krammer. Het veiligheidsniveau van het ontwerp van het te realiseren windturbinetype dient aan deze normstelling te voldoen.

Faalfrequentienorm

Aan de hand van de analyse is vastgesteld dat per faalscenario de navolgende maximale faalfrequentienormen voor de risicoanalyse "Windturbines en primaire waterkering Windpark Krammer" van toepassing zijn:

Faalscenario	Norm
1. Het geheel omvallen van de windturbines	$p \leq 1.0 \times 10^{-5}$
2. Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor	$p \leq 1.0 \times 10^{-5}$
3. Het afbreken van een rotorblad	$p \leq 1.0 \times 10^{-4}$

Indien in de vervolgstappen kan worden aangetoond dat de maximale faalfrequenties voor het windpark kleiner of gelijk zijn aan deze norm, dan is hiermee aangetoond dat bij zoveel mogelijk conservatieve aannames het gestelde toetsingscriterium niet wordt overschreden.

3.2 Stap 2 toetsing haalbaarheid potentiële windturbinefabrikanten

Om te toetsen of de vastgestelde faalfrequentienorm haalbaar is, hebben de initiatiefnemers van Windpark Krammer de potentiële windturbinefabrikanten benaderd. Verzocht is om een verklaring met onderbouwing af te geven, waaruit blijkt dat het veiligheidsniveau van het door de fabrikant voorgestelde windturbinetype zal voldoen aan de voor de risicoanalyse vastgestelde normstelling.

De resultaten van de aangeleverde informatie zijn in de navolgende tabel weergegeven. Vanwege vertrouwelijkheid en om commerciële redenen zijn de namen van de potentiële windturbinefabrikanten niet weergegeven. Tevens is enkel per faalscenario aangegeven of er aan de gestelde faalfrequentienorm wordt voldaan, en zo ja in welke mate, de wijze van onderbouwing en eventuele relevante opmerkingen.

	Faalfrequentie [per windturbine per jaar]			Op basis van:	Opmerkingen
	Het geheel omvallen van de windturbine	Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor	Het afbreken van een rotorblad		
Leverancier 1	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Niet voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Velddata	- Afgegeven is een samenvatting op basis van velddata, waarbij er sprake is van nul incidenten voor de faalscenario's; "geheel omvallen van de windturbine" en "het naar beneden vallen gondelhuis". Op te merken is dat het aantal operationele windturbinejaren nog onvoldoende is om realistische faalfrequenties af te leiden, in het geval er sprake is van nul incidenten. Uitgaande van de gehanteerde ontwerpnormen en richtlijnen is verondersteld dat er sprake is van een betrouwbaarheidsindex van 4.20 met een daarbij behorende jaarlijkse bezwijkingskansen van 10^{-5} - De velddata heeft betrekking op meerdere windturbintypen (vermogenklasse) en generaties windturbines (oude en modernere). - De aangeleverde velddata geeft geen inzicht in de plaatsgevonden incidenten voor het faalscenario; "Het afbreken van een rotorblad". Het is dus niet duidelijk welke windturbintype en/of generatie het betreft en wat de oorzaak is van het falen (ontwerp, mens of productie). - In de verklaring is niet aangegeven of er sprake is van een 95% bovengrens, aangenomen is dat er sprake is van een 50% overschrijdingskansen
Leverancier 2	Niet voldaan aan $\leq 1,0 \times 10^{-5}$	Niet voldaan aan $\leq 1,0 \times 10^{-5}$	Niet voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Verklaring / velddata / op basis van normen en richtlijnen	- Afgegeven is een verklaring dat de door de fabrikant aangeboden windturbintypen voor windpark Krammer zullen voldoen aan de gestelde normstelling per faalscenario. In de verklaring is velddata ter onderbouwing van de verklaring opgenomen. - De velddata heeft betrekking op meerdere windturbintypen (vermogenklasse) en generaties windturbines (oude en modernere). - Dat niet voldaan wordt aan de gestelde normstelling voor de faalscenario's; "Het geheel omvallen van de windturbine" en "Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor" is ten gevolgen van incidenten aan oudere windturbintypen, welke niet meer geproduceerd worden. Bij de huidige generatie hebben zich nul incidenten voorgedaan. - Dat niet voldaan wordt aan de gestelde normstelling voor de faalscenario's; "Het afbreken van een rotorblad" is ten gevolgen van één incident waarvan de oorzaak was gelegen in het productieproces - In de verklaring is niet aangegeven of er sprake is van een 95% bovengrens, aangenomen is dat er sprake is van een 50% overschrijdingskansen.

Bijlage 1 Specifieke faalfrequenties Windpark Krammer

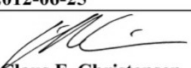
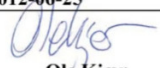
Leverancier 3	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Velddata en ontwerpanalyse	- Op basis van een uitgebreide betrouwbaarheidsanalyse (incl. "First order Reliability Method") zijn de minimale jaarlijkse bezwijkingskansen voor de toren (betrouwbaarheidsindex in de range: 4.7 – 5.7) en een rotorblad (betrouwbaarheidsindex in de range: 5.5 – 6.7) bepaald. Daarbij is aangenomen dat de belastinggevallen voor de toren en rotorblad veel hoger zijn dan voor het faalscenario "het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor". - De faalfrequenties voor het scenario's; "Het naar beneden vallen van het gondelhuis en/of rotor" en "afbreken van een rotorblad" zijn op basis van een probabilistische analyse van de velddata, waarbij nul incidenten hebben plaatsgevonden. - De velddata heeft betrekking op meerdere windturbintypen (vermogenklasse), maar betreffen wel moderne windturbintypen. - De aangeleverde waarden betreffen de 95% bovengrens.
Leverancier 4	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Verklaring	- Afgegeven is een verklaring dat verwacht mag worden dat de door de fabrikant aangeboden windturbintypen voor windpark Krammer zullen voldoen aan de gestelde normstelling per faalscenario. - In de verklaring is geen verdere onderbouwing opgenomen. - In de verklaring is niet aangegeven of er sprake is van een 95% bovengrens, aangenomen is dat er sprake is van een 50% overschrijdingskans.
Leverancier 5	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Verklaring met onderbouwing op basis van velddata	- Afgegeven is een verklaring dat verwacht mag worden dat de door de fabrikant aangeboden windturbintypen voor windpark Krammer zullen voldoen aan de gestelde normstelling per faalscenario. - In de verklaring is velddata ter onderbouwing opgenomen. - De velddata heeft betrekking op meerdere windturbintypen (vermogenklasse), maar betreffen wel modernere windturbines (vanaf 2000/2001) - In de verklaring is niet aangegeven of er sprake is van een 95% bovengrens, aangenomen is dat er sprake is van een 50% overschrijdingskans.
Leverancier 6	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Verklaring	- Afgegeven is een verklaring dat verwacht mag worden dat de door de fabrikant aangeboden windturbintypen voor windpark Krammer zullen voldoen aan de gestelde normstelling per faalscenario. - In de verklaring is geen onderbouwing opgenomen. - In de verklaring is niet aangegeven of er sprake is van een 95% bovengrens, aangenomen is dat er sprake is van een 50% overschrijdingskans.
Leverancier 7	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-5}$	Voldaan aan $\leq 1.0 \times 10^{-4}$	Ontwerpanalyse: het ontwerp en van toepassing zijnde normen en richtlijnen	- De in de analyse gehanteerde basisnormen zijn: IEC 61400-1 en ISO 2394 - Als uitgangspunt voor de analyse is gesteld dat er voldaan kan worden aan de gestelde normstelling als de windturbine voor de IEC windklasse 1 is ontworpen. - De uitgevoerde analyse en de daaruit voortkomende resultaten zijn in principe onafhankelijk van het type windturbine en fabrikant (beoordeeld is de relatie tussen faalfrequentie en windsnelheid). - In de verklaring is niet aangegeven of er sprake is van een 95% bovengrens, aangenomen is dat er sprake is van een 50% overschrijdingskans.

De verkregen verklaringen en onderbouwingen hebben, na analyse, de initiatiefnemers van Windpark Krammer voldoende inzicht gegeven om te kunnen stellen dat de per faalscenario vastgestelde faalfrequentienorm realistisch en dus haalbaar is.

3.3 Stap 3 veiligheidsniveau windturbines (voorontwerpfase)

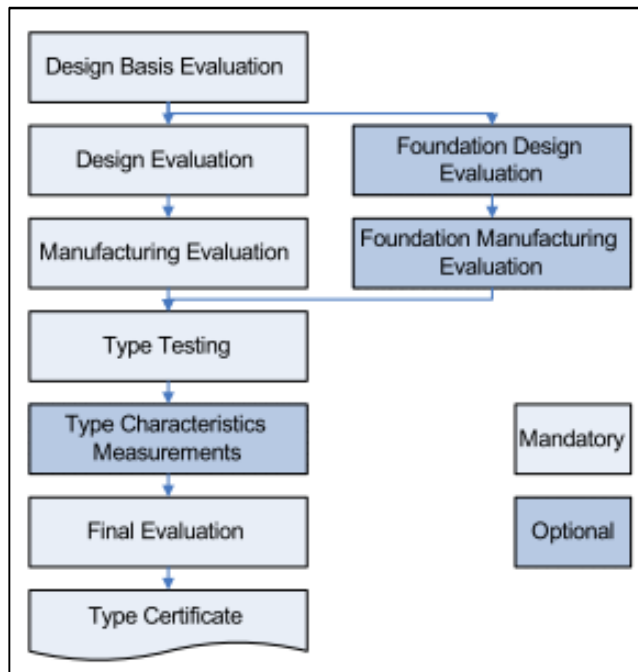
Veiligheidseisen windturbines: Type Certificaat

Hedendaags wordt in Nederland als veiligheidseis aan windturbines gesteld dat enkel windturbines mogen worden gebouwd, welke zijn voorzien van een geldig Type Certificaat. Een Type Certificaat moet de garantie geven dat de windturbine volgens de op het Type Certificaat omschreven normen en richtlijnen is ontworpen, getest, gedocumenteerd en geproduceerd. Als voorbeeld van een Type Certificaat is het certificaat van de Vestas V112 3.0MW in de navolgende afbeelding weergegeven.

															
DET NORSKE VERITAS															
TYPE CERTIFICATE															
Vestas V112 3.0MW															
IEC TC-219701-1 Type Certificate number	2012-06-25 Date of issue														
Manufacturer: Vestas Wind Systems A/S Hedeager 44 DK-8200 Aarhus N															
Valid until: 2016-10-07															
Conformity evaluation has been carried out according to IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification". This certificate attests compliance with IEC 61400-1 ed. 3: 2005 and IEC 61400-22 concerning the design and manufacture.															
Reference documents: <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;">Design Basis Conformity Statement:</td> <td>IEC DB-219701-1</td> </tr> <tr> <td>Design Evaluation Conformity Statement:</td> <td>IEC DE-219701-1</td> </tr> <tr> <td>Type Test Conformity Statement:</td> <td>IEC TT-219701-1</td> </tr> <tr> <td>Manufacturing Conformity Statement:</td> <td>IEC MC-219701-1</td> </tr> <tr> <td>Foundation Design Evaluation Conformity Statement(s):</td> <td>IEC FE-219701-1</td> </tr> <tr> <td>Type Characteristics Measurement Conformity Statement(s):</td> <td>IEC TM-219701-1</td> </tr> <tr> <td>Final Evaluation Report:</td> <td>PD-642197-122PQ01-81Rev.2a</td> </tr> </table>		Design Basis Conformity Statement:	IEC DB-219701-1	Design Evaluation Conformity Statement:	IEC DE-219701-1	Type Test Conformity Statement:	IEC TT-219701-1	Manufacturing Conformity Statement:	IEC MC-219701-1	Foundation Design Evaluation Conformity Statement(s):	IEC FE-219701-1	Type Characteristics Measurement Conformity Statement(s):	IEC TM-219701-1	Final Evaluation Report:	PD-642197-122PQ01-81Rev.2a
Design Basis Conformity Statement:	IEC DB-219701-1														
Design Evaluation Conformity Statement:	IEC DE-219701-1														
Type Test Conformity Statement:	IEC TT-219701-1														
Manufacturing Conformity Statement:	IEC MC-219701-1														
Foundation Design Evaluation Conformity Statement(s):	IEC FE-219701-1														
Type Characteristics Measurement Conformity Statement(s):	IEC TM-219701-1														
Final Evaluation Report:	PD-642197-122PQ01-81Rev.2a														
Wind Turbine specification: IEC WT class: 2A/3A. For further information see Appendix 1 of this Certificate.															
Date: 2012-06-25  Claus F. Christensen Management Representative Det Norske Veritas, Danmark A/S	Date: 2012-06-25  Ole Kjær Project Manager Det Norske Veritas, Danmark A/S														
															
DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S															

Afbeelding 1. Type Certificaat V112 3.0MW conform de IEC 61400-1 en 61400-22

Een windturbinefabrikant dient voor elk door hem ontwikkeld type windturbine een Type Certificaat te behalen, door deze te laten certificeren door een onafhankelijke gecertificeerde instelling². Het certificeringsprogramma verloopt volgens vastgelegde regels en procedures, welke zijn vastgelegd in de WT01 [8] of de opvolger IEC-61400-22 [9]. Conform de procedure moeten een aantal deelcertificaten (Conformity Statements) worden verkregen. Tenslotte wordt er een eindevaluatie opgesteld en kan het Type Certificaat worden afgegeven. In de navolgende afbeelding is schematisch de certificeringsprocedure conform de IEC61400-22 weergegeven.



Afbeelding 2. modules Type Certificaat conform de IEC 61400-22

Samengevat kan gesteld worden dat wanneer een windturbine over een Type Certificaat beschikt, de gebruiker, betrokkenen en de omgeving de garantie hebben dat het windturbineontwerp aan de gestelde normen en richtlijnen voldoet. Het gehele windturbineontwerp is dan conform de vastgestelde regels en procedures door een onafhankelijke gecertificeerde instelling beoordeeld.

Veiligheidseisen windturbines: minimum ontwerpeisen windturbines IEC-61400-1

Wanneer een windturbintype over een Type Certificaat op basis van de WT01 of de IEC-61400-22 beschikt, houdt dit in dat het ontwerp in ieder geval voldoet aan de eisen conform de relevante normen en richtlijnen van de IEC-61400 serie.

De IEC 61400 betreft een serie “IEC international standards” voor windturbines. De serie bestaat uit een aantal delen waarin eisen worden gesteld aan onder meer het ontwerpen en testen van een windturbine. Een aantal delen zijn gericht op specifieke deelsystemen van een windturbine, bijvoorbeeld deel 24 “Bliksembeveiliging”. De serie is door het Nederlands Normalisatie Instituut overgenomen en aangeduid als: NEN-EN-IEC-61400-XX

De IEC-61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements [10] vormt de basis voor het ontwerpen van een onshore windturbine. In de IEC-61400-1 worden de minimum ontwerpeisen voor een windturbine gesteld, zoals de te hanteren: eisen per windklasse, veiligheidsniveau, ontwerp levensduur, ontwerpmethodiek, belastingen, veiligheidsfactoren, veiligheidssystemen, e.d..

²Binnen de windenergiebranche zijn enkele bekende gecertificeerde instellingen: DNV/KEMA, TUV, Germanischer Lloyd en DEWI OCC

In afbeelding 3 is ter illustratie de in de IEC 61400-1 omschreven scope weergegeven.

1 Scope

This part of IEC 61400 specifies essential design requirements to ensure the engineering integrity of wind turbines. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all hazards during the planned lifetime.

This standard is concerned with all subsystems of wind turbines such as control and protection mechanisms, internal electrical systems, mechanical systems and support structures.

This standard applies to wind turbines of all sizes. For small wind turbines IEC 61400 2 may be applied.

This standard should be used together with the appropriate IEC and ISO standards mentioned in Clause 2.

Afbeelding 3. Omschrijving van de scope IEC-61400-1 editie 3

Zoals aangegeven specificeert de IEC-61400-1 de minimale ontwerpisen. Echter het totaal aan de aan het ontwerp gestelde eisen en de door de ontwerper gehanteerde belastingen en veiligheidsfactoren hangen samen met de overige gehanteerde normen en richtlijnen, in het bijzonder de geldende nationale normen, zoals de Duitse DIN en de Deense DS.

Veiligheidseisen windturbines: veiligheid en betrouwbaarheid

Het ontwerp van een windturbine dient dusdanig veilig te zijn dat het, bij juist gebruik en onderhoud, de aangenomen (normale en extreme) belastingen kan weerstaan gedurende de gehele levensduur.

Zoals voorgaand aangegeven, is een Type Certificaat het bewijs dat het windturbineontwerp is ontworpen, getest en geproduceerd volgens de vereiste normen en richtlijnen en voldoet aan een bepaald veiligheidsniveau. In de gangbare ontwerpnormen voor constructies wordt het veiligheidsniveau van een constructie vastgelegd door middel van een betrouwbaarheidsindex (β), waarmee een maximale bezwijkkans wordt gedefinieerd. Aan de hand van gangbare ontwerpmethodiek wordt de vereiste betrouwbaarheidsindex verkregen door middel van zogenaamde partiële veiligheidsfactoren³.

In de IEC-61400-1 wordt gesteld dat de beoordeling van het veiligheidsniveau van het windturbineontwerp dient te worden gebaseerd op de ISO 2394 "Algemene principes over de betrouwbaarheid van constructies" [11]. In afbeelding 4 is ter illustratie het relevante tekstfragment, komende uit de IEC-61400-1 editie 3, weergegeven. De "limit state" (uiterste grenstoestand) ontwerpmethodiek dient daarbij te worden gehanteerd, om het gewenste veiligheidsniveau te bereiken en te verifiëren.

Bij de "limit state" methodiek wordt de toestand van de constructie en de op de constructie optredende belastingen beoordeeld, tot aan het moment dat de constructie niet meer voldoet aan de gestelde eisen. Een ontwerp wordt beschouwd te voldoen als de grenstoestanden niet bereikt worden, de weerstand (sterkte) van de constructie is groter dan de op de constructie optredende belastingen (belastingeffecten). De betrouwbaarheidsindex zegt dus iets over de in de constructie aanwezige reserve (veiligheid) ten opzichte van het ontwerp punt, waarbij de weerstand van de

³ Om een gewenste rekenwaarde te verkrijgen dient een belasting te worden vermenigvuldigd met een veiligheidsfactor en een materiaaleigenschap te worden gedeeld met een veiligheidsfactor.

constructie gelijk is aan de op de constructie optredende belasting. In afbeelding 5 is voorgaande vereenvoudigd weergegeven.

7.1 General

The integrity of the load-carrying components of the wind turbine structure shall be verified and an acceptable safety level shall be ascertained. The ultimate and fatigue strength of structural members shall be verified by calculations and/or tests to demonstrate the structural integrity of a wind turbine with the appropriate safety level.

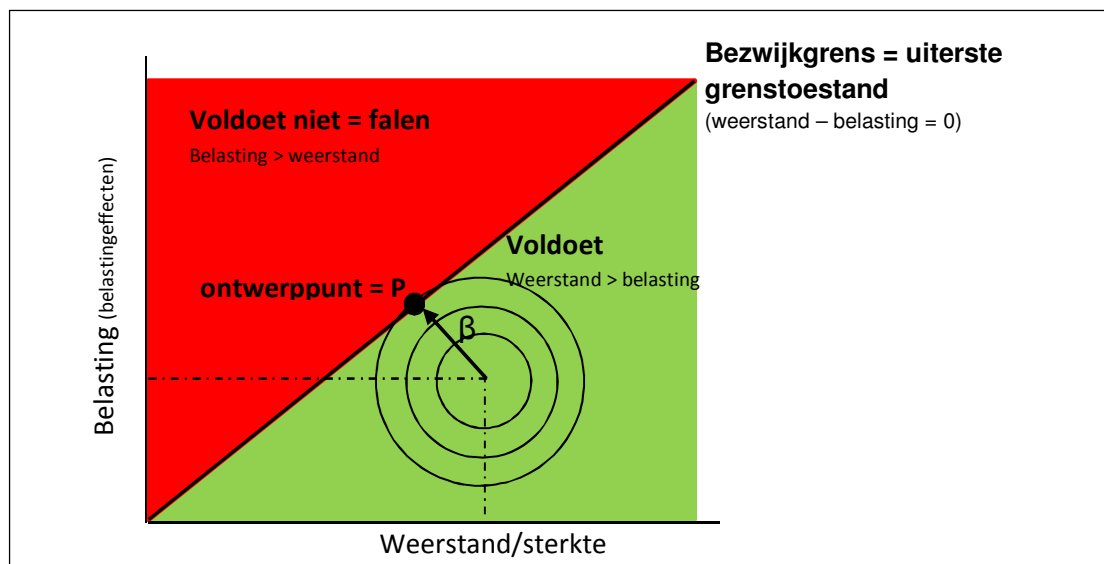
The structural analysis shall be based on ISO 2394

Calculations shall be performed using appropriate methods. Descriptions of the calculation methods shall be provided in the design documentation. The descriptions shall include evidence of the validity of the calculation methods or references to suitable verification studies. The load level in any test of strength verification shall correspond with the safety factors appropriate for the characteristic loads according to 7.6.

7.2 Design methodology

It shall be verified that the limit states are not exceeded for the wind turbine design. Model testing and prototype tests may also be used as a substitute for calculation to verify the structural design, as specified in ISO 2394.

Afbeelding 4. tekstfragment IEC-61400-1 editie 3 paragraaf 7.1



Afbeelding 5. vereenvoudigde weergave relatie betrouwbaarheidsindex en uiterste grenstoestand (limit state)

De ISO 2394 is een internationale norm, welke wijd binnen de industrie en civiele techniek wordt gehanteerd. In de ISO 2394 wordt beschreven hoe de beginselen van risico- en betrouwbaarheidsanalyses kunnen worden gebruikt voor het nemen van besluiten tijdens het ontwerpproces en de beoordeling van het veiligheidsniveau van een constructie.

Bij het ontwerpen van een constructie wordt het veiligheidsniveau aangeduid door middel van een veiligheidsklasse (Safety Classe) [12]. De veiligheidsklasse hangt samen met de gevolgen bij falen⁴.

⁴ In de NEN-EN-1990 "Eurocode – Grondslagen van het constructief ontwerp", wordt het aangeduid als gevolgklasse CC1, CC2 en CC3 (CC is een afkorting voor Consequences Classes). De drie gevolgklassen CC1, CC2 en CC3 mogen in één verband worden gezien met de in de NEN-EN-1990 beschreven betrouwbaarheidsklassen RC1, RC2 en RC3. Opgemerkt wordt dat de gevolgklassen in de Eurocodes niet precies corresponderen met de veiligheidsklassen volgens NEN 6700:

- Klasse CC 1 uit NEN-EN 1990 correspondeert met zowel veiligheidsklassen 1 als 2 volgens NEN 6700;
- Klasse CC 2 uit NEN-EN 1990 correspondeert met veiligheidsklasse 3 volgens NEN 6700;

Per veiligheidsklasse wordt een minimaal vereiste betrouwbaarheidsindex [11] [12] & [13] aangegeven. De betrouwbaarheidsindex (β) van een constructie is zoals voorgaande is aangegeven een maat voor de betrouwbaarheid en de robuustheid van een constructie. Bij een betrouwbaarheidsindex behoort een zekere bezwijkkans (P_f). De relatie tussen β en P_f wordt weergegeven in de onderstaande afbeelding.

Table E.1 — Relationship between β and P_f

P_f	10^{-1}	10^{-2}	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}	10^{-7}
β	1,3	2,3	3,1	3,7	4,2	4,7	5,2

Afbeelding 6. de relatie tussen β en P_f bron: tabel E.1 ISO 2394

In de IEC-61400-1 is gedefinieerd dat een windturbineontwerp dient te voldoen aan één van de twee gedefinieerde veiligheidsklassen:

- normale veiligheidsklasse; of
- speciale veiligheidsklasse.

In afbeelding 7 is het betreffende tekstfragment uit de IEC 61400-1 weergegeven.

5.3 Safety Classes

A wind turbine shall be designed according to one of the following two safety classes:

- a normal safety class which applies when a failure results in risk of personal injury of other social or economic consequence;
- a special safety class that applies when the safety requirements are determined by local regulations and/or the safety requirements are agreed the manufacturer and the customer.

Partial safety factors, for normal safety class wind turbines, are specified in 7.6 of this standard

Partial safety factors for special safety class wind turbines shall be agreed between the manufacturer and the customer. A wind turbine designed according to a special safety class is a class S wind turbine, as defined in 6.2.

Afbeelding 7. eis veiligheidsklassen IEC-61400-1 editie 3

In de navolgende afbeelding is de indeling naar veiligheidsklassen weergegeven. Hieruit kunnen de bij een normale veiligheidsklasse behorende betrouwbaarheidsindex (β) en jaarlijkse bezwijkingskans (P_f) worden afgeleid.

- Klasse CC 3 is een extra gevolgklasse bedoeld voor draagconstructies in zeer hoge of anderszins bijzondere bouwwerken, waarbij de gevolgen van bezwijken zeer groot kunnen zijn.

Table 2-3. Target annual failure probabilities P_{FT} and corresponding reliability indices β_T .			
Failure type	Failure consequence		
	Less serious LOW SAFETY CLASS (small possibility for personal injuries and pollution, small economic consequences, negligible risk to life)	Serious NORMAL SAFETY CLASS (possibilities for personal injuries, fatalities, pollution, and significant economic consequences)	Very serious HIGH SAFETY CLASS (large possibilities for personal injuries, fatalities, significant pollution, and very large economic consequences)
Ductile failure with reserve capacity (redundant structure)	$P_F = 10^{-3}$ $\beta_T = 3.09$	$P_F = 10^{-4}$ $\beta_T = 3.72$	$P_F = 10^{-5}$ $\beta_T = 4.26$
Ductile failure with no reserve capacity (significant warning before occurrence of failure in non-redundant structure)	$P_F = 10^{-4}$ $\beta_T = 3.72$	$P_F = 10^{-5}$ $\beta_T = 4.26$	$P_F = 10^{-6}$ $\beta_T = 4.75$
Brittle failure (no warning before occurrence of failure in non-redundant structure)	$P_F = 10^{-5}$ $\beta_T = 4.26$	$P_F = 10^{-6}$ $\beta_T = 4.75$	$P_F = 10^{-7}$ $\beta_T = 5.20$

Afbeelding 8. indeling veiligheidsklassen bron: tabel 2.3, DNV/Risø richtlijnen [12] voor het ontwerpen van windturbines & DS409 overeenkomstig met de NKB rapport nr. 35, november 1978

Voor een normale veiligheidsklasse is de jaarlijkse bezwijkkans (faalfrequentie), voor onderdelen welke niet redundant zijn uitgevoerd en/of geen tot een beperkte waarschuwing geven voor falen (voorbeelden van dergelijke onderdelen zijn: toren, gondel/rotor en rotorblad), in de range van 10^{-5} ($\beta = 4.26$) en 10^{-6} ($\beta = 4.75$).

Er kan dus gesteld worden dat conform de IEC 61400-1 het windturbineontwerp en zijn onderdelen, minimaal voor een normale veiligheidsklasse dienen te zijn ontworpen. Volgens afbeelding 7 betekent dit, dat de te hanteren (target) betrouwbaarheidsindex minimaal 4.26 dient te zijn en de daarmee corresponderende maximale faalfrequentie 10^{-5} .

Opgemerkt wordt dat de in afbeelding 7 weergegeven betrouwbaarheidsindexen corresponderen met andere ontwerpnormen voor constructies, zoals de Eurocode 0 / NEN-EN-1990 of de DIN 1055-100 [14].

Veiligheidseisen windturbines: windpark Krammer

Hiervoor is opgemerkt dat het totaal aan gehanteerde normen en richtlijnen het uiteindelijke veiligheidsniveau en de daaraan gerelateerde betrouwbaarheid van een windturbineontwerp bepaalt. In de IEC 61400-1 is gespecificeerd dat een windturbineontwerp dient te voldoen aan de normale veiligheidsklasse, wat inhoudt dat de minimale (target) betrouwbaarheidsindex dient te liggen in de range: 4.2 – 4.7 en een jaarlijkse faalfrequentie van 10^{-5} - 10^{-6} . In de door de windturbineleveranciers aangeleverde informatie wordt dit bevestigd. Een voorbeeld hiervan is dat conform de Duitse ontwerpcodes (DIN 1055-100) voor gebouwen een betrouwbaarheidsindex van 4.7 vereist is, met betrekking tot de uiterste grenstoestand van het ontwerp en een referentieperiode van 1 jaar. Dit betekent dat er sprake is van een maximale jaarlijkse faalfrequentie van 10^{-6} .

In de IEC 61400-1 is niet gespecificeerd aan welke betrouwbaarheidsindex minimaal dient te worden voldaan. Enkel de vereiste veiligheidsklasse is gespecificeerd, wat volgens de andere relevante normen en richtlijnen een minimale betrouwbaarheidsindex in de orde grootte van 4.2 - 4.7 impliceert. De IEC 61400-1 specificeert enkel de minimale ontwerpeisen, in combinatie met de overige gehanteerde normen en richtlijnen is elk windturbineontwerp uniek. De werkelijke in het windturbineontwerp aanwezige veiligheid en dus de daarmee corresponderende faalfrequentie dient windturbintype specifiek te worden beoordeeld, aan de hand van de in de IEC-61400-1 gestelde eisen, resp.: “structural analysis according ISO 2394” & “limit state” (stap vier van het vierstappenplan).

Om toch voor windpark Krammer een windturbineleverancier onafhankelijke uitspraak te kunnen doen met betrekking tot de maximale faalfrequentie per faalscenario, is op basis van de IEC 61400-1 windbelastingseisen en de voor windpark Krammer geldende locatiecondities onderzocht welke minimale betrouwbaarheidsindex van toepassing is. Met andere woorden is er gekeken welke marge er op basis van de voor windpark Krammer geldende (extreme) windcondities aanwezig is. Tezamen met de in een windturbineontwerp aanwezige reserve, op basis van de in de IEC 61400-1 gestelde minimale ontwerpeisen, kan er een uitspraak gedaan worden over een locatie specifieke betrouwbaarheidsindex en de daarmee samenhangende locatie specifieke faalfrequentie.

In een aantal studies [15] [16] [17] & [18] is te lezen dat wanneer enkel en alleen een “limit state” analyse op basis van de minimum eisen (veiligheidsfactoren) conform de IEC 61400-1 wordt uitgevoerd er sprake is van een betrouwbaarheidsindex van rond de: 3.1 a 3.2 (jaarlijkse bezwijkkans 10^{-3}).

In de IEC 61400-1 zijn de ontwerpwindcondities ingedeeld door middel van windklassen. Per windklasse zijn de maatgevende windcondities gespecificeerd, waaronder de referentie windsnelheid (V_{ref}), welke een maat is voor de 50 jaar extreme windsnelheid op ashoogte (V_{e50}), zie navolgende tabel 1.

Windklassen	I	II	III
V_{ref} [m/s] (gemiddelde windsnelheid op ashoogte over een 10 minuten periode)	50	42,5	37,5
V_{e50} bij $z = z_{ashoogte}$ [m/s] (gemiddelde verwachte extreme windsnelheid over een 3 seconde periode)	70	59,5	52,5

Tabel 1 windklassen I, II en III conform the IEC 61400-1

noot: V_{e50} is door middel van de volgende vergelijking bepaald: $V_{e50}(z)=1,4 \cdot V_{ref} \cdot (z / z_{ashoogte})^{0,11}$

Aangenomen is dat de 50 jaar extreme windbelasting als kritisch wordt beschouwd [16], conform de IEC 61400-1 betreffen dit overwegend de belastingsgevallen: DLC6.1 en DLC6.2 (DLC staat voor Design Load Cases).

Wanneer nu de verwachte 50 jaar extreme windbelasting van een locatie bekend is kan er een windturbineleverancier (windturbintype) onafhankelijke uitspraak worden gedaan met betrekking tot de betrouwbaarheidsindex voor de specifieke locatie, in relatie tot extreme windcondities.

Aan de hand van de meetgegevens van een voor windpark Krammer geplaatste windmeetmast, is door de Duitse windexpert Deutsche WindGuard de V_{e50} voor verschillende ashoogtes bepaald. Voor de maatgevende waarde is de ashoogte van 119 meter van toepassing, welke bepaald is op $V_{e50} = 40,8 \text{ m/s}$.

Wanneer nu de minimum betrouwbaarheidsindex van 3.1 wordt gekoppeld aan de V_{e50} , kan er een uitspraak worden gedaan met betrekking tot de aanwezige reserve in relatie tot de locatiecondities van windpark Krammer en de betrouwbaarheid van een windturbineontwerp conform de minimum eisen en windklassen van de IEC 61400-1, waarbij verondersteld is dat het belastingsgeval V_{e50} maatgevend is. De resultaten zijn in onderstaande tabel weergegeven.

	$V_{\text{ref IEC}}$ [m/s]	$V_{e50 \text{ IEC}}$ [m/s]	$V_{e50 \text{ Krammer}}$ [m/s]	marge [%]	β_{IEC}	β_{Krammer}	$\sim P_f$
Windklasse I	50	70,1	40,8	41,7	3,1	4,52	1,00E-06
Windklasse II	42,5	59,6	40,8	31,4	3,1	4,41	1,00E-05
Windklasse III	37,5	52,5	40,8	22,3	3,1	4,32	1,00E-05

Tabel 2. resultaten windturbintype onafhankelijke beoordeling betrouwbaarheidsindex voor de windpark Krammer locatie

Veiligheidseisen windturbines: conclusie

Gesteld kan worden dat het aannemelijk is dat een windturbineontwerp welke conform de IEC 61400-1 en overige relevante (nationale) normen en richtlijnen is ontworpen, voldoet aan een minimale betrouwbaarheidsindex van 4.2 – 4.7, met een daarbij behorende jaarlijkse bezwijkkans van 1.0×10^{-5} - 1.0×10^{-6} . Hiermee wordt voldaan aan de in de IEC 61400-1 gestelde minimum veiligheidsniveau (normaal).

Elk type gecertificeerde windturbineontwerp is feitelijk uniek, maar heeft als basis de uit de IEC 61400-1 voortkomende minimum eisen. Een Type Certificaat geeft o.a. de gebruiker, betrokkenen en omgeving de zekerheid dat het ontwerp voldoende betrouwbaar en robuust is.

Onderzocht is het verband tussen de minimum betrouwbaarheidsindex, voorkomende uit de IEC 61400-1, en de verwachte 50 jaar extreme windbelasting voor de windpark Krammer locatie. Hieruit blijkt dat deze in relatie tot de in de IEC gestelde windklassen niet kritisch is. Er is sprake van een ruime marge. Windturbineleverancier en –type onafhankelijk kan geconcludeerd worden dat een windturbintype welke ontworpen is voor de IEC windklassen I, II en III een marge ten opzichte van de uiterste grenstoestand bezit, waardoor verondersteld kan worden dat er sprake is van een minimale betrouwbaarheidsindex van 4,2 en een jaarlijkse bezwijkkingskans van 1.0×10^{-5} .

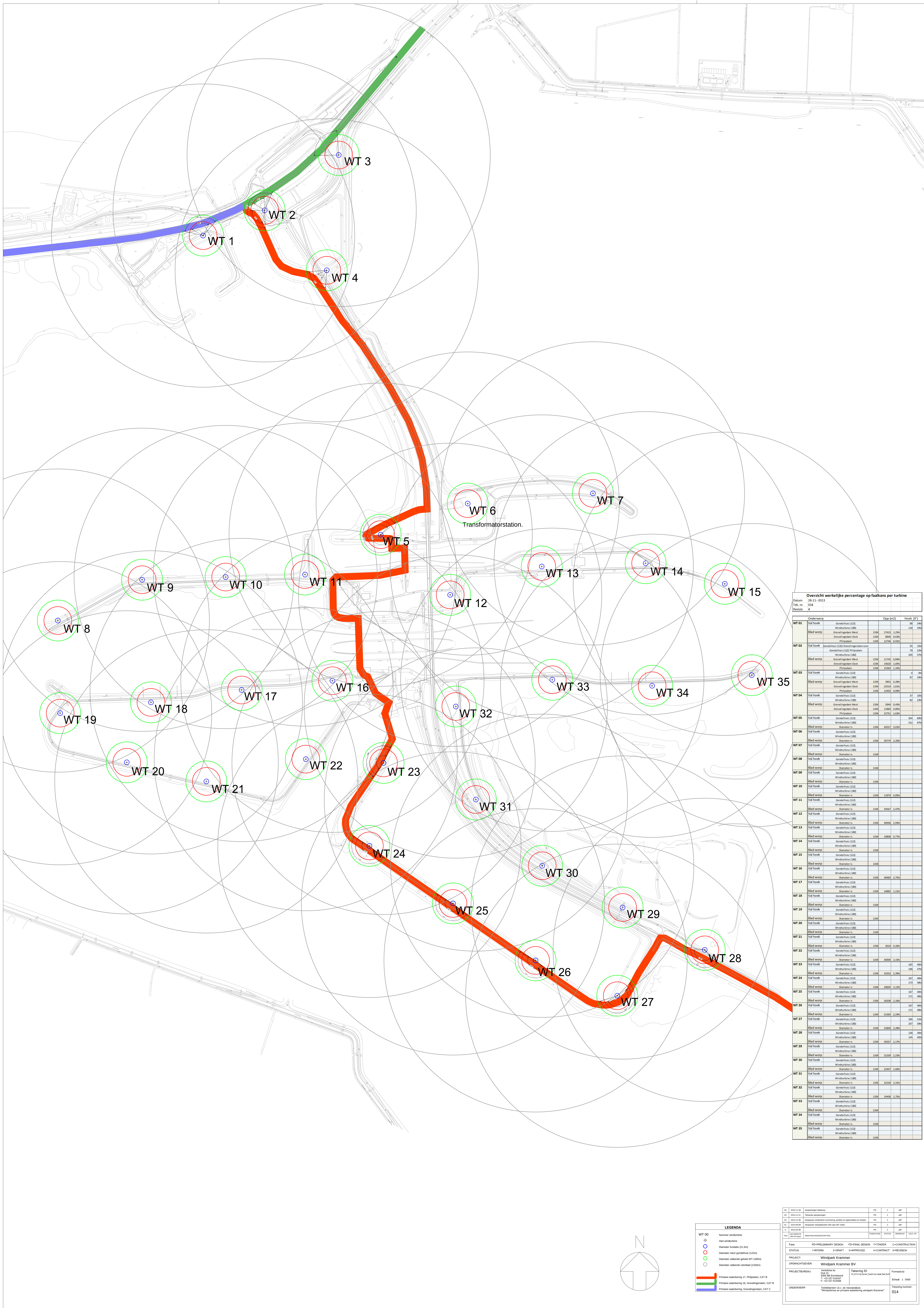
Ook kan geconcludeerd worden dat de voor windpark Krammer vastgestelde faalfrequentienorm (10^{-4} – 10^{-5}) per faalscenario realistisch is voor windturbintypen welke beschikken over een Type Certificaat conform de WT01 of de opvolger IEC-61400-22.

3.4 Stap 4 De definitieve selectie van de te bouwen windturbinetype, welke beschikt over een geldig Type Certificaat (ontwerp- en aanbestedingsfase)

Door de initiatiefnemers van windpark Krammer zal tijdens de aanbesteding van de windturbines de eis worden gesteld dat de te bouwen windturbinetype dient te beschikken over een Type Certificaat, conform de IEC-61400-22, waarbij het ontwerp van de windturbine voldoet aan de minimum eisen conform de IEC 61400-1 (veiligheidsklasse: normaal). De vereiste betrouwbaarheidsindex voor het gehele windturbine ontwerp en zijn relevante onderdelen (welke relatie hebben met de conform het handboek vastgelegde faalscenario's) dienen te voldoen aan de gestelde jaarlijkse faalfrequentie-norm voor windpark Krammer en de daarmee corresponderende betrouwbaarheidsindexen 3,7 – 4,2 respectievelijk 10^{-4} – 10^{-5} , al dan niet in combinatie met de voor windpark Krammer geldende windcondities.

Referenties

- [1] Handboek risicozonering windturbines, SenterNovem, 3^e geactualiseerde versie mei 2013
- [2] Onderzoek plaatsingsmogelijkheden windturbines Krammersluizencomplex Verkenning van de technische haalbaarheid, Royal Haskoning, 5 augustus 2011, 9W7156.A0Protocol aanpassing reken-methodieken Externe Veiligheid RIVM rapport 620550009/2012 DORA 11-04
- [3] Handboek risicozonering windturbines, SenterNovem, 2^e geactualiseerde versie januari 2005
- [4] MER windpark Noordoostpolder, briefrapport NRG maart 2011; “Reactie op het bezwaar tegen de gehanteerde faalkansen met als referentie DEWI-OCC”
- [5] GL Garrad Hassan, “Turbine failure literature review and wind turbine certification process”, document no 41404/AR/03A, 18 November 2010
- [6] MER Kreekraksluizen, rapport NRG 11 februari 2009; “Risicoanalyse van het Windturbinepark Kreekraksluizen”, revisie 2
- [7] NRG, “Risicoanalyse van drie windturbines langs Reyndersweg te IJmuiden”, referentienr: NRG-912239/09.98831, 29 september 2010
- [8] WT01 edition 1 2001-04 – IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines - Rules and procedures-
- [9] IEC-61400-22 edition 1 2010-05 wind turbines – part 22: Conformity testing and certification
- [10] IEC61400-1 edition 3 2005-08 wind turbines – part 1: Design requirements & IEC 61400-1-am1 ed3 2010-10
- [11] ISO 2394 General principles on reliability for structures Second edition 1998-06-01
- [12] Guidelines for Design of Wind Turbines 2nd Edition 2002 Det Norske Veritas, Copenhagen and Wind Energy Department, Risø National Laboratory
- [13] NEN-EN 1990 Eurocode – Grondslagen van het constructief ontwerp, december 2002
- [14] DIN 1055-100:2001-03 Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 100: Grundlagen der Tragwerksplanung - Sicherheitskonzept und Bemessungsregeln
- [15] Presentation UpWind 1A1 - Integral design approach and standardization, John Dalsgaard Sørensen, Risø DTU / Aalborg University & Anand Natarajan, Risø DTU
- [16] Partial Safety Factors for Extreme Load Effects, Proposal for the 3rd Ed. of IEC 61499: Wind Turbine Generator systems – Part: Safety Requirements Risø-R-1319(EN) MARCH 2002
- [17] (Report & Presentation) Reliability analysis of wind turbines, John Dalsgaard Sørensen, Risø DTU / Aalborg University & Hendrik Stensgaard Toft, Aalborg University, Denmark
- [18] Presentation Reliability-based Calibration of Partial Safety Factors for Wind Turbine Blades, EWEA 2011 – 16 March 2011



BIJLAGE 3

Uitgangspunten																												
Faalfrequentie scenario: geheel omvallen windturbine						1,00E-05																						
Faalfrequentie scenario: neerstorten gondelhuis						1,00E-05																						
Faalfrequentie scenario: afbreken rotorblad						1,00E-04																						
Maximale tiphoogte [meter]						180																						
Maximale rotordiameter [meter]						122																						
Maximale afwerpen rotorblad IECII & 4.0MW [meter]						667																						
Breedte kritische zone [meter]						20																						
Aantal faalsystemen						3																						
Veiligheidsnorm waterkering						2,50E-04																						
Additionele criteria						10%																						
Windturbinelocatie	Risicozone	Cluster	Het geheel omvallen van de windturbine	Hoek trefsector	Restprofiel	Faalfrequentie (geheel omvallen windturbine)	P(trefsector)	P(niet te keren storm tijdens herstel)	P(deel Philipsdam)	P(omvallen gehele windturbine)	Vallen gondelhuis en/of rotor	Hoek trefsector	Restprofiel	Faalfrequentie (neerstorten gondelhuis)	P(trefsector)	P(niet te keren storm tijdens herstel)	P(deel Philipsdam)	P(vallen gondelhuis)	Het afbreken van een rotorblad	Faalfrequentie (afbreken rotorblad)	P(kritische strook)	P(flens naar beneden)	P(niet te keren storm tijdens herstel)	P(deel Philipsdam)	P(afbreken rotorblad)	Faalfrequentie windturbine	Opmerkingen / toelichting	
1	2A	A	ja	118	ja	1,00E-05	0,33	0,089		2,92E-07	ja	88	ja	1,00E-05	0,24	0,089		2,18E-07	ja	1,00E-04	1,3%	0,25	0,089		2,78E-08	5,37E-07	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
2	2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,8%	0,25	0,089		1,87E-08	1,87E-08	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
3	2A/2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,3%	0,25	0,089		6,23E-09	6,23E-09	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
4	2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,4%	0,25	0,089		9,57E-09	9,57E-09	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
Subtotaal										2,92E-07								2,18E-07								6,23E-08		
Subtotaal Additionele faalfrequentie waterkering faalsysteem 1 (Grevelingendam deel Schouwen-Duiveland – Philipsdam) [%]										0,12								0,09								0,02		
Totale Additionele faalfrequentie waterkering voor faalsysteem 1 [%]										0,23																		
2	2B	A	ja	103	ja	1,00E-05	0,28	0,089		2,53E-07	ja	55	ja	1,00E-05	0,15	0,089		1,36E-07	ja	1,00E-04	1,1%	0,25	0,089		2,34E-08	4,13E-07	Het achterliggend land is afgeschermd door een breed gebied en de dijkdelen van de Philipsdam en Grevelingendam. Primaire waterkering categorie c. Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
3	2A/2B	B	ja	87	ja	1,00E-05	0,24	0,089		2,15E-07	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	1,6%	0,25	0,089		3,58E-08	2,51E-07	Het achterliggend land is afgeschermd door een breed gebied en de dijkdelen van de Philipsdam en Grevelingendam. Primaire waterkering categorie c. Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
1	2A	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,6%	0,25	0,089		1,40E-08	1,40E-08	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
4	2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,9%	0,25	0,089		1,89E-08	1,89E-08	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
Subtotaal										4,68E-07								1,36E-07								9,21E-08		
Subtotaal Additionele faalfrequentie waterkering faalsysteem 2 (Grevelingendam deel Philipsdam – Goeree-Overflakkee) [%]										0,19								0,05								0,04		
Totale Additionele faalfrequentie waterkering voor faalsysteem 2 [%]										0,28																		
2	2B	A	ja	103	ja	1,00E-05	0,28	0,089		2,53E-07	ja	79	ja	1,00E-05	0,22	0,089		1,95E-07	ja	1,00E-04	1,1%	0,25	0,089		2,45E-08	4,73E-07	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
4	2B	A	ja	82	ja	1,00E-05	0,23	0,089		2,03E-07	ja	37	ja	1,00E-05	0,10	0,089		9,15E-08	ja	1,00E-04	1,6%	0,25	0,089		3,63E-08	3,30E-07	Breed achtergelegen deel aanwezig en een tweede (niet primaire) kering aanwezig, waardoor er sprake is van een restprofiel en daarmee hersteltijd. Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
5	2B	A	ja	312	ja	1,00E-05	0,87	0,089		7,71E-07	ja	304	ja	1,00E-05	0,84	0,089		7,52E-07	ja	1,00E-04	3,0%	0,25	0,089		6,70E-08	1,59E-06		
23	2C	A	ja	168	nee	1,00E-05	0,47	0,089	0,00025	1,17E-09	ja	165	nee	1,00E-05	0,46	0,089	0,00025	1,15E-09	ja	1,00E-04	2,4%	0,25	0,089	0,00025	1,33E-11	2,33E-09	Tweede (niet primaire) kering aanwezig	
24	2C	A	ja	173	nee	1,00E-05	0,48	0,089	0,00025	1,20E-09	ja	167	nee	1,00E-05	0,46	0,089	0,00025	1,16E-09	ja	1,00E-04	2,1%	0,25	0,089	0,00025	1,18E-11	2,37E-09	Tweede (niet primaire) kering aanwezig	
25	2C	A	ja	171	nee	1,00E-05	0,48	0,089	0,00025	1,19E-09	ja	167	nee	1,00E-05	0,46	0,089	0,00025	1,16E-09	ja	1,00E-04	2,2%	0,25	0,089	0,00025	1,20E-11	2,36E-09	Tweede (niet primaire) kering aanwezig	
26	2C	A	ja	171	nee	1,00E-05	0,48	0,089	0,00025	1,19E-09	ja	167	nee	1,00E-05	0,46	0,089	0,00025	1,16E-09	ja	1,00E-04	2,2%	0,25	0,089	0,00025	1,25E-11	2,36E-09	Tweede (niet primaire) kering aanwezig	
27	2C	A	ja	207	nee	1,00E-05	0,58	0,089	0,00025	1,44E-09	ja	185	nee	1,00E-05	0,51	0,089	0,00025	1,28E-09	ja	1,00E-04	2,3%	0,25	0,089	0,00025	1,27E-11	2,73E-09	Tweede (niet primaire) kering aanwezig	
28	1B	A	ja	145	nee	1,00E-05	0,40	0,089		4,03E-06	ja	128	nee	1,00E-05	0,36	0,089		3,56E-06	ja	1,00E-04	2,2%	0,25	0,089		4,83E-08	7,63E-06		
1	2A	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,9%	0,25	0,089		2,02E-08	2,02E-08	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
3	2A/2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,9%	0,25	0,089		1,98E-08	1,98E-08	Trefkans tgv afbreken rotorblad geldt voor alle drie de faalsystemen	
6	2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,2%	0,25	0,089		4,90E-08	4,90E-08	Conservatieve aanname, er is sprake van een overhoogte met betrekking tot de kruinhoogte (VTV sectie 11 +7,4 meter NAP)	
10	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,9%	0,25	0,089		1,89E-08	1,89E-08		
11	2A	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,5%	0,25	0,089		5,50E-08	5,50E-08	Aanname buitenwater is conservatief, gelegen op grote afstand van de waterkerende deel van de primaire waterkering en maakt onderdeel uit van de havendam	
12	2B	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,9%	0,25	0,089		6,52E-08	6,52E-08		
13	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,8%	0,25	0,089		1,74E-08	1,74E-08		
16	2A	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,8%	0,25	0,089		6,12E-08	6,12E-08	Aanname buitenwater is conservatief, gelegen op grote afstand van de waterkerende deel van de primaire waterkering en maakt onderdeel uit van de havendam	
17	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	1,2%	0,25	0,089		2,69E-08	2,69E-08		
21	4	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	0,3%	0,25	0,089		5,79E-09	5,79E-09		
22	4	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,2%	0,25	0,089		4,78E-08	4,78E-08		
29	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,2%	0,25	0,089		4,96E-08	4,96E-08		
30	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	1,6%	0,25	0,089		3,56E-08	3,56E-08		
31	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	2,3%	0,25	0,089		5,14E-08	5,14E-08		
32	3	C	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	ja	1,00E-04	1,8%	0,25	0,089		3,89E-08	3,89E-08		
7	3	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	1,00E-04	0,0%	0,25	0,089		0,00E+00	0,00E+00		
8	3	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	1,00E-04	0,0%	0,25	0,089		0,00E+00	0,00E+00		
9	3	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	1,00E-04	0,0%	0,25	0,089		0,00E+00	0,00E+00		
14	3	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	1,00E-04	0,0%	0,25	0,089		0,00E+00	0,00E+00		
15	3	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	1,00E-04	0,0%	0,25	0,089		0,00E+00	0,00E+00		
18	3	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	1,00E-04	0,0%	0,25	0,089		0,00E+00	0,00E+00		
19	4	D	nee	0	nvt	1,00E-05	0,00	0,089		0,00E+00	nee	0	nvt	1,00E														

Bijlage 3. toelichting rekenblad risicoanalyse:

Kolom 1 De windturbinelocaties conform het “voorkeursalternatief” zoals deze is omschreven in de MER Windpark Krammer.

Kolom 2 “risicozone”. Elke locatie is ingedeeld aan de hand van de in hoofdstuk 7.8 omschreven risicozones (1A, 1B, 2A, 2B, 2C, 3 en 4).

Kolom 3 “cluster”. Per locatie is aangegeven welke faalscenario van toepassing is (A, B, C of D zie ook hoofdstuk 7.8).

Kolom 4 “Het geheel omvallen van de windturbine”. Hier is met “ja of nee” aangegeven of het betreffende faalscenario van toepassing is.

Kolom 5 “Hoek trefsector”. Betreft de hoek van de trefsector volgens de definitie van hoofdstuk 7.9.

Kolom 6 “Restprofiel”. Hier is door middel van “ja, nee of nvt” aangegeven of er sprake is van een restprofiel (afhankelijk van de risicozone conform kolom 2), welke nog een bepaalde waterstand kan keren. Of dat deze niet van toepassing is, omdat het betreffende faalscenario niet kan optreden (conform kolom 4).

Kolom 7 “Faalfrequentie windturbine”. De voor de risicoanalyse van toepassing zijnde faalfrequentie, zoals beschreven in hoofdstuk 7.5.

Kolom 8 “P(trefsector)”. Is de kans dat een omvallende windturbine in de trefsector terechtkomt, zie hoofdstuk 7.9.

Kolom 9 “P(falen tijdens herstel)”. Indien in kolom 6 is aangegeven dat er sprake is van een restprofiel, wordt er bij de combinatie van gebeurtenissen rekening gehouden met: P(falen tijdens herstel), zoals omschreven in hoofdstuk 7.11.

Kolom 10 “P(deel Philipsdam)”. Voor de windturbines welke gelegen zijn in de risicozone 2C is er spraken van een additionele gebeurtenis “het falen van het achterliggende gelegen dijklichaam”, zie hoofdstuk 7.12 .

Kolom 11 “P(omvallen gehele windturbine)”. Het resultaat van de berekening, volgens de in hoofdstuk 8 weergegeven formule.

Kolom 12 “Vallen gondelhuis en/of rotor”. Idem als kolom 4

Kolom 13 “Hoek trefsector”. Idem als kolom 5

Kolom 14 “Restprofiel”. Idem als kolom 6

Kolom 15 “Faalfrequentie windturbine”. Idem als kolom 7

Kolom 16 “P(trefsector)”. Is de kans dat een vallend gondelhuis en/of rotor in de trefsector terechtkomt, zie hoofdstuk 7.9.

Kolom 17 “P(falen tijdens herstel)”. Idem als kolom 9

Kolom 18 “P(deel Philipsdam)”. Idem als kolom 10

Kolom 19 “P(vallen gondelhuis)”. Het resultaat van de berekening, volgens de in hoofdstuk 8 weergegeven formule.

Kolom 20 “Het afbreken van een rotorblad”. Idem als kolom 4

Kolom 21 “Faalfrequentie windturbine”. Idem als kolom 7

Kolom 22 “P(kritische zone)”. Hier is aan de hand van oppervlaktes de kans bepaald dat een rotorblad de kritische zone treft, zie hoofdstuk 7.9.

Kolom 23 “P(flens naar beneden)”. De kans dat een rotorblad worst case inslaat, zoals omschreven in hoofdstuk 7.10.

Kolom 24 “P(falen tijdens herstel)”. Idem als kolom 9

Kolom 25 “P(deel Philipsdam)”. Idem als kolom 10

Kolom 26 “P(Het afbreken van een rotorblad)”. Het resultaat van de berekening, volgens de in hoofdstuk 8 weergegeven formule.

Kolom 27 de individuele faalfrequentie per windturbine per jaar

Kolom 28 relevante opmerkingen en/of toelichting