Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

n/a > Retouradres Postbus 10073, 8000 GB Zwolle

[redacted]

Correspondentieadres
Hanzelaan 310
8017 JK Zwolle
Postbus 10073
8000 GB Zwolle
www.rvo.nl

Contactgegevens
Klant Contact Center
T (088) 042 42 42
F (088) 602 90 22

Contactpersoon
[redacted]

Datum: 1 NOV 2019
Betreft: Verstrekking documenten wob-verzoek

Onze referentie
WOB2018/165

Bijlagen
1

Geachte [redacted],

Bij brief van 12 oktober 2018 heb ik beslist op uw verzoek om informatie op grond van de Wet openbaarheid van bestuur (hierna: Wob). Uw verzoek betreft informatie inzake de aanvragen die zijn ingediend in het kader van de Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels I en II Hollandse Kust (zuid).

In voornoemde brief heb ik besloten om de gevraagde documenten gedeeltelijk openbaar te maken. Omdat ik verwachtte dat belanghebbenden bezwaar zouden kunnen hebben tegen de openbaarmaking van (een deel van de) de informatie, heb ik de feitelijke openbaarmaking van de documenten, conform artikel 6, vijfde lid, van de Wob, uitgesteld. Nu geen belanghebbende een bezwaarschrift heeft ingediend en tijdig een verzoek om voorlopige voorziening heeft gedaan om de feitelijke openbaarmaking tegen te gaan, is er geen beletsel meer voor de feitelijke openbaarmaking. Gelet hierop verstrek ik u de door u gevraagde documenten.

Voor de overzichtelijkheid stuur ik u de inventarislijst van mijn besluit van 12 oktober 2018 nogmaals toe. U treft de documenten aan als bijlagen van deze brief.

Ik vertrouw erop u hiermee voldoende te hebben geïnformeerd.

Hoogachtend,

De Minister van Economische Zaken,
namens deze,

[redacted]

Teammanager SDE/MEP

Bijlage – Inventarislijst en documenten

Informatie m.b.t. de aanvragen voor vergunningen voor Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid), kavels I en II van Hollandse Kust Wind C.V.

Nr.	Document	Beoordeling	Wob	Afzender	Ontvanger
1.	Inventarislijst van alle ingediende stukken			RVO	
2	Appendix A1 Summary Description	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
3.	Appendix 8 Knowledge and experience	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
4.	Volledigheidstoets, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
5.	Volledigheidstoets, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
6.	Vermogenstoets	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RVO	
7.	Financiële toets, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
8.	Financiële toets, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
9.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RWS	RVO
10.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RWS	RVO
11.	Inhoudelijke toets	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	

Informatie m.b.t. de aanvragen voor vergunningen voor Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid), kavels I en II van Oranje Wind Power C.V.

Nr.	Document	Beoordeling	Wob	Afzender	Ontvanger
12.	Inventarislijst van alle ingediende stukken	n.v.t.	n.v.t.	RVO	
13.	Appendix A1 Summary Description	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	Oranje Wind Power C.V.	RVO
14.	Appendix 8 Knowledge and experience	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	Oranje Wind Power C.V.	RVO
15.	Volledigheidstoets, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
16.	Volledigheidstoets, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
17.	Vermogenstoets	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RVO	
18.	Financiële toets, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	

19.	Financiële toets, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
20.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RWS	RVO
21.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RWS	RVO
22.	Inhoudelijke toets	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	

Informatie m.b.t. de aanvragen voor vergunningen voor Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid), kavels I en II van Witwind C.V.

Nr.	Document	Beoordeling	Wob	Afzender	Ontvanger
23.	Inventarislijst van alle ingediende stukken			RVO	
24.	Appendix A1 Summary Description	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	Witwind C.V.	RVO
25.	Appendix A1 Annex Verification Document	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	Witwind C.V.	RVO
26.	Appendix 8 Knowledge and experience	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	Witwind C.V.	RVO
27.	Volledigheidstoets, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
28.	Volledigheidstoets, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
29.	Vermogenstoets	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RVO	
30.	Financiële toets, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
31.	Financiële toets, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	
32.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d, kavel I	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RWS	RVO
33.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d, kavel II	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g	RWS	RVO
34.	Inhoudelijke toets	Deels openbaar	10.1.c/10.2.g 10.2.e	RVO	

Inventarislijst

Documenten m.b.t. de aanvragen voor vergunningen voor Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid), kavels I en II van Hollandse Kust Wind C.V.

Kavel I

Nr.	Document	Afzender	Ontvanger
	Aanvraag:		
1.	Cover letter	Statoil ASA	RVO
2.	Aanvraagformulier inclusief ontvangstbevestiging	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO en Hollandse Kust Wind C.V.
3.	Appendix 1 Summarized description of the construction, operation and decommissioning of the windfarm	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
4.	Appendix 2 Wind Report	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
5.	Appendix 3 Operation calculation	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
6a.	Appendix 4 Annual Accounts	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
6b.	Appendix 4 Attachment Statoil 2016 Anural Report	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
7.	Appendix 5 Financial plan and parent company consent	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
8.	Appendix 6 Table of wind turbine details and locations	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
9.	Appendix 7 Table of cabling plan details	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
10.	Appendix 8 Overview of the knowledge and experience of the parties involved	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
11.	Appendix 9 Overview and analysis of the risks	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
12.	Appendix 10 Description of the measures to ensure cost-efficiency	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
13.	Niet nader te noemen document	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
14.	Appendix A1 Summarized description of the construction, operation and decommissioning of the windfarm with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
15.	Appendix A2 Operation calculation with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
16.	Appendix A2 Explanatory note on power price assumptions	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
17.	Appendix A3 Overview and analysis of the risks with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
18.	Appendix A4 Description of the measures to ensure cost-efficiency with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
	Beoordelingsdocumenten:		
19.	Volledigheidstoets	RVO	

20.	Vermogenstoets	RVO	
21.	Financiële toets	RVO	
22.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d	RWS	RVO
23.	Advies P50, CAPEX en OPEX Review Deutsche Windguard	Deutsche Windguard	RVO
24.	Herberekening projectrendement	RVO	
25.	Rangschikking HKZ I + II	RVO	
26.	Onderbouwing score aanvragers	RVO	
27.	Scoretabel aanvragers criterium E en F	RVO	
28.	Inhoudelijke toets	RVO	
29.	Besluit tot afwijzing vergunningsaanvragen HKZ I en II	RVO	Hollandse Kust Wind C.V.

Kavel II

Nr.	Document	Afzender	Ontvanger
	Aanvraag:		
30.	Cover letter	Statoil ASA	RVO
31.	Aanvraagformulier inclusief ontvangstbevestiging	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO en Hollandse Kust Wind C.V.
32.	Appendix 1 Summarized description of the construction, operation and decommissioning of the windfarm	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
33.	Appendix 2 Wind Report	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
34.	Appendix 3 Operation calculation	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
35a.	Appendix 4 Annual Accounts	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
35b.	Appendix 4 Attachment Statoil 2016 Anural Report	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
36.	Appendix 5 Financial plan and parent company consent	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
37.	Appendix 6 Table of wind turbine details and locations	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
38.	Appendix 7 Table of cabling plan details	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
39.	Appendix 8 Overview of the knowledge and experience of the parties involved	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
40.	Appendix 9 Overview and analysis of the risks	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
41.	Appendix 10 Description of the measures to ensure cost-efficiency	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
42.	Niet nader te noemen document	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
43.	Appendix A1 Summarized description of the construction, operation and decommissioning of the windfarm with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
44.	Appendix A2 Operation calculation with	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO

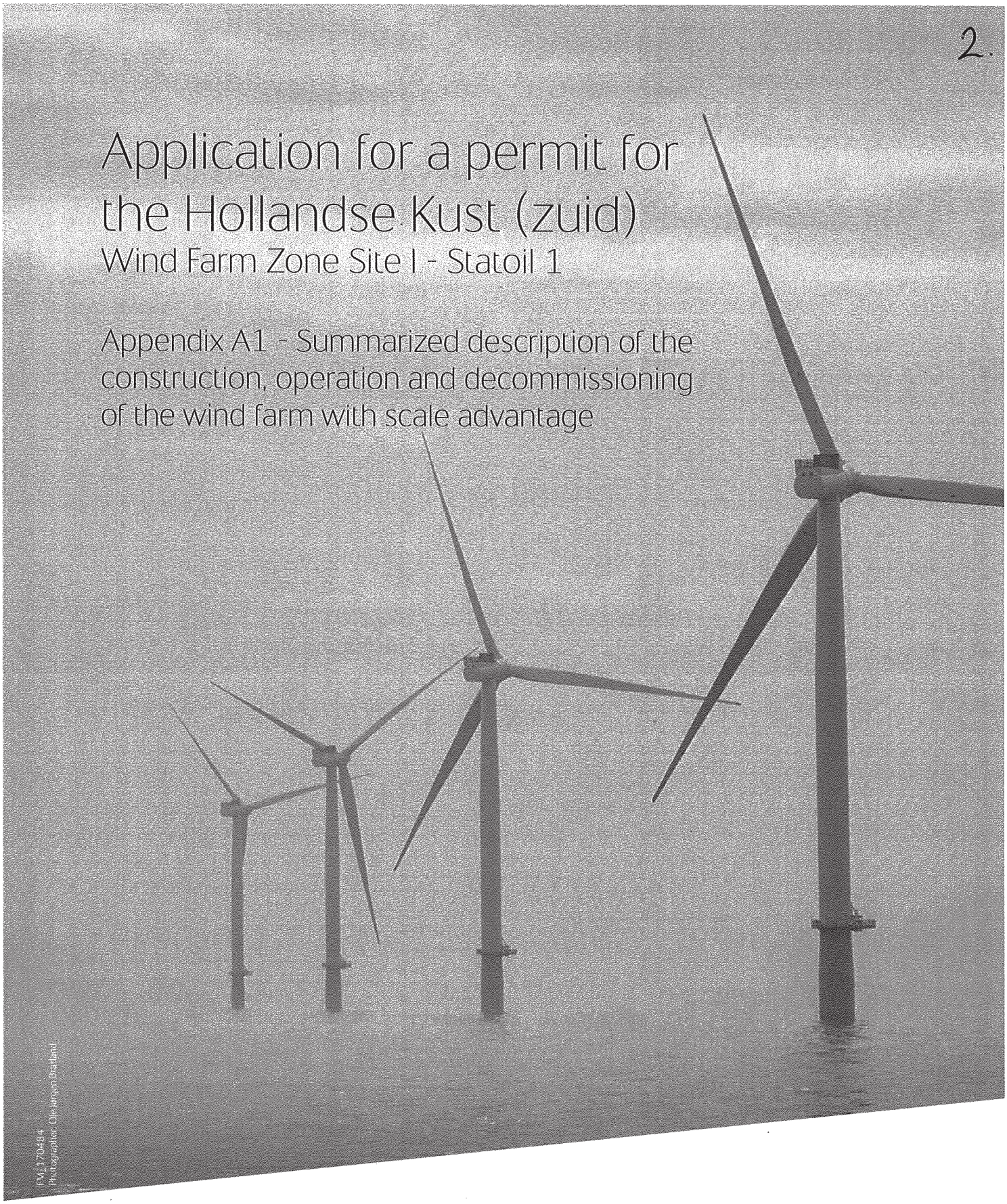
	scale advantage		
45.	Appendix A2 Explanatory note on power price assumptions	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
46.	Appendix A3 Overview and analysis of the risks with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
47.	Appendix A4 Description of the measures to ensure cost-efficiency with scale advantage	Hollandse Kust Wind C.V.	RVO
	Beoordelingsdocumenten:		
48.	Volledigheidstoets	RVO	
49.	Vermogenstoets	RVO	
50.	Financiële toets	RVO	
51.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d	RWS	RVO
52.	Advies P50, CAPEX en OPEX Review Deutsche Windguard	Deutsche Windguard	RVO
53.	Herberekening projectrendement	RVO	
54.	Rangschikking HKZ I + II	RVO	
55.	Onderbouwing score aanvragers	RVO	
56.	Scoretabel aanvragers criterium E en F	RVO	
57.	Inhoudelijke toets	RVO	
58.	Besluit tot afwijzing vergunningsaanvragen HKZ I en II	RVO	Hollandse Kust Wind C.V.

2.

Application for a permit for the Hollandse Kust (zuid)

Wind Farm Zone Site I - Statoil 1

Appendix A1 - Summarized description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm with scale advantage



PM-170484
Photographer: Ole Jørgen Bratland

Statoil

Table of contents

1 Introduction

Statoil is a leading Norwegian energy company and has been present in the Netherlands for more than two decades. The natural gas sales (10 – 20 bcm/yr) and storage business for natural gas, methanol and crude oil has been a continuous element in Statoil's presence in the Netherlands as well as the procurement of hightech offshore service and construction capacity (including installation vessels, monopiles, living quarters, jackets and EPC design). At present Statoil is constructing a jacket in Vlissingen and a large part of the international investment in upstream projects is managed from Statoil's office in Rotterdam.

Statoil's New Energy Solutions business complements the oil and gas portfolio by developing renewable energy and low-carbon solutions. By combining the extensive offshore project and operational expertise, Statoil aim to seize new business opportunities, focusing on offshore wind, solar and carbon capture and storage. Statoil sees substantial growth opportunities within offshore wind, and recently announced that as much as 15-20% of the capex spend in 2030 will be on renewable energy and low carbon solutions. Statoil has developed, constructed and operates two major offshore wind farms in the UK, Sheringham Shoal (317 MW) and Dudgeon (402 MW), is a partner in the Arkona offshore wind farm (385 MW) in Germany and is developing the major Dogger Bank offshore wind projects in the central North Sea, with more than 3 GW capacity. Furthermore, Statoil has developed the advanced Hywind floating offshore wind technology, recently deployed in the 30 MW Hywind Scotland project.

Statoil has more than 40 years of experience from the oil and gas industry and has, during these years, developed an extensive technical and commercial offshore contruction and operation competence. In-house competence includes engineering, procurement, project and contract management, finance, HSE and a full range of specialized technical disciplines. The experiences and expertise from offshore oil and gas are available and transferable to the offshore wind division in the company. The ability to develop, install and operate complex offshore constructions has been utilized in all of Statoil's offshore wind projects.
Bidding for the Hollandse Kust Zuid (HKZ) project, is well aligned with Statoil's offshore wind strategy to expand the offshore wind portfolio to enable profitable growth and industrial scale. Statoil considers the Dutch tender program to be amongst the most attractive near-term large scale greenfield opportunities. The HKZ projects fits well with Statoil's current ambitions and portfolio – both in terms of timing and location.

Statoil consider HKZ to be a site well suited for offshore wind development. Good wind conditions, shallow water, good seabed conditions, location near-shore, grid being made available offshore and consenting being handled by the Dutch Authorities, means that this is considered as a very attractive offshore wind site. Statoil has, based on this, built a solid business case relying solely on well-known experienced suppliers for all the main packages. Technology, equipment, methods, design solutions, and vessels, are all well proven and state of the art and have a solid track record also from previous Statoil operated projects. [redacted] All this, contributes to a robust schedule and makes sure the construction risk is as low as possible.

This Appendix presents the technical base case Statoil has selected as basis for the bid for the HKZ projects. It contains a summary of the technological solutions, the suppliers, the master schedule, the operational strategy, and the decommissioning of the wind farm. The base case described here is also the basis for the risk assessment presented in Appendix A3.

2 Project description

2.1 Introduction

The business case is based on installing [redacted] MW size wind turbines on monopile foundations [redacted] on HKZ I and [redacted] on HKZ II). The turbines are connected using a network of 66 kV infield cables. Electricity will be exported to the Dutch grid. The Dutch Transmission System Owner, TenneT, is responsible for planning, construction, installation and operation of transformer station and export cables. The project interface will be at the offshore substation. Foundation and cable installation is planned in [redacted] while turbine installation is planned [redacted] First electricity is scheduled for [redacted] Base case for operations is an onshore based concept.

2.2 Site definition, area infrastructure

The wind farms are located in the Hollandse Kust Zuid Wind Farm Zone (HKZWFS) west of the Zuid-Holland province of the Netherlands (Figure 2-1) The zone is divided into 4 wind farm sites.

The Hollandse Kust Zuid I and II projects are located 22 to 36 km from the Dutch mainland, outside the 12 Nautical Mile Zone, 25 km from The Hague and 50 km from Rotterdam.

Three operating wind farms are expected to have influence on the power production from HKZ I and II. Luchterduinen, located next to HKZI, and Princes Amalia and Nordzeewind ~18 km northeast.

66 kV AC infield cables from the wind farms will be connected directly to the Hollandse Kust Zuid, Alpha substation. At the Alpha transformer station, the voltage will be stepped up to 220 kV, and tied in to an onshore grid connection point at Hoogspanningsstation Maasvlakte by two export cables.

2.2.1 Site Area

The site has an area of approximately 115 km^2. Site I covers 67.2 km^2, but is crossed by two fiberoptic telecom cables. Due to the existing cables, site I is divided into three sub-areas, see Figure 2-1. To the north-east of site I, the existing windfarm Luchterduinen consists of 43 V112-3.0 WTGs with hub height 81 m. Site II spans an area of 47.7 km^2 and is not intercepted by cables or pipelines in operation.

The water depth in HKZ I is generally between 18 and 28 m, while it is between 19 and 27 m in HKZ II. The seabed consists of mainly sand. The top sediment layer is mobile and covered with sand waves.

The main uncertainties (related to site conditions) for the development are connected to:

- Mobile sand waves
- Unexploded Ordnance

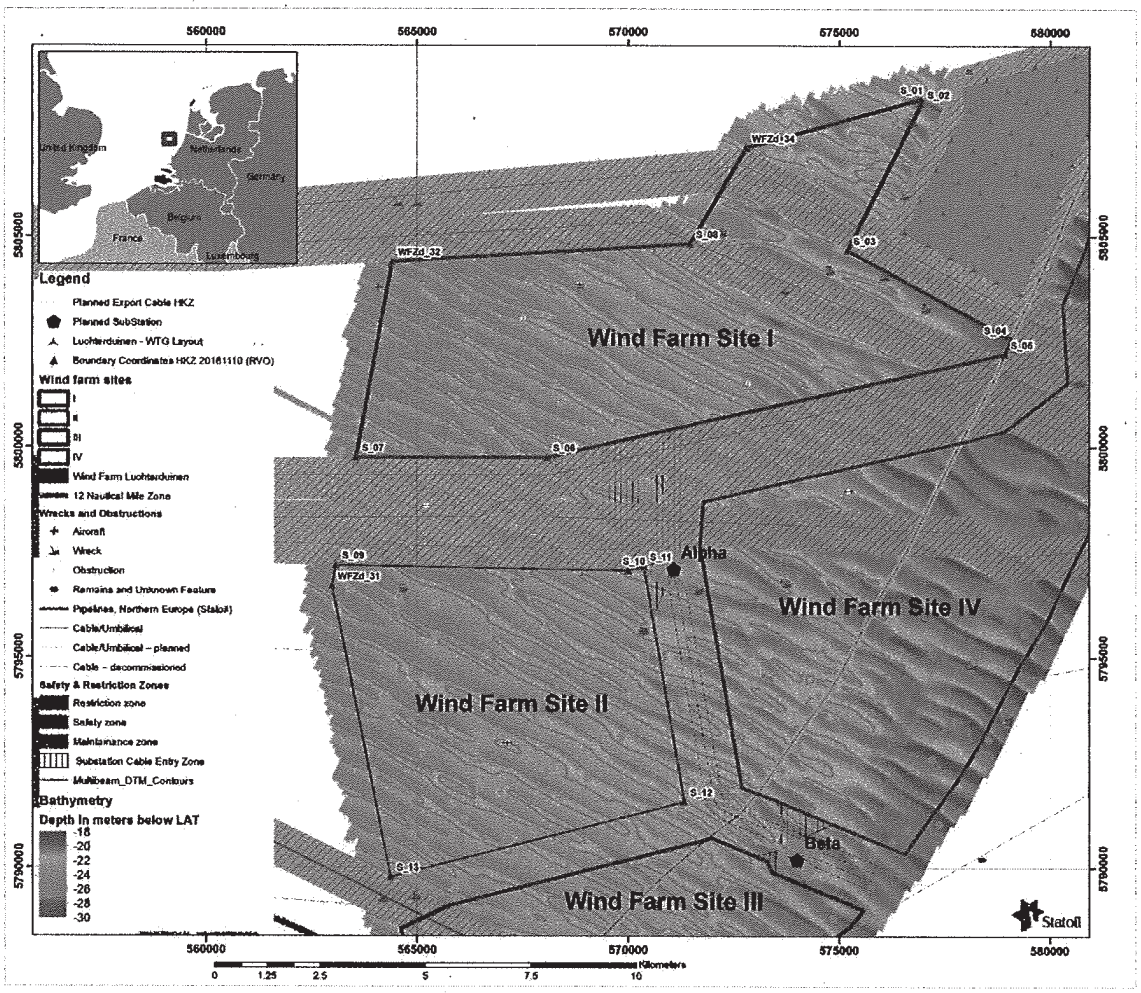


Figure 2-1 HKZ site boundary and bathymetry.

2.3 Technical solution

2.3.1 WTG Foundations – General description

The HKZ wind park is developed based on the [redacted] turbine with a [redacted] m rotor supported by a Monopile/Transition Piece (MP/TP). The MP/TP base case design is optimised for the fabrication methods for [redacted]

The MP/TP concept is a well-known concept for Statoil, as it is used on the Sheringham Shoal, Dudgeon and Arkona projects, and is considered the optimum concept for HKZ in a life cycle cost perspective. Other foundation concept alternatives for HKZ are the jacket concept and a gravity solution. However, for the base case turbine, [redacted] and the competent sand soil profile both the turbine vendor and Statoil have selected the MP/TP as the base case foundation concept. The MP/TP concept has a solid experience base within the turbine suppliers and engineering contractors and several competent and competitive fabricators within Europe. There are also a number of competent and competitive installation contractors within Europe for the MP/TP concept.

2.3.2 WTG Foundations - Base case description

The base case WTG foundation concept is based on the following:

Table 2-1 Basis for the WTG foundation concept

Item no.	Topic	Description
1	Design Code	DNVGL-ST-0126 Support Structures for Wind Turbines, 04-2016
2	Geotechnical information	A geotechnical design basis, 20170191-01-R_Final Geotechnical Design Basis, is developed based on information from RVO.
3	Metocean	A metocean design basis, RE-PM678-00001 Hollandse Kust Zuid Metocean Design Basis, is developed based on information from RVO.
4	Primary steel concept	Monopile/Transition Piece
5	MP/TP connection	[redacted]
6	Scour protection	[redacted]
7	Fabrication friendliness	Discussions with suppliers. Design optimization shown here are performed for base case supplier [redacted] fabrication methods.
8	FLS / ULS loading, frequency	Calculated and defined by base case turbine vendor [redacted]
9	Internal corrosion protection	Coating internal surfaces in combination with anodes. [redacted]
10	External corrosion protection	Coating external surfaces in combination with aluminium anodes. [redacted]
11	Access	Access to the turbine/foundations are provided via a boat landing or access via the walk to work system which means a vessel with a bridge system lands the bridge on the foundations. This walk to work system is utilised on Statoil's Dudgeon project. Similar system will be used on HKZ I and II.
12	External rest platform	The boat landing will have a ladder system with a rest platform.
13	External platform	An external platform according to the turbine vendors specification is engineered included crane, material handling routes and laydown area.
14	Internal platforms	Internal platforms are included in agreement with the turbine supplier specification. It should be noted however, that a development of the internal platforms is foreseen after bid award. The aim is to set the MP/TP flange in a controlled environment.
15	Local aids to Navigation	Included according to government regulations.
16	Fall arrest system	External and internal fall arrest system is based on a jo/jo system or a clip on system. Both the jo/jo system and the clip on system will be available on the external ladders.

Item no.	Topic	Description
17	Switch gear	Switch gear is located in the [redacted]
18	LV electrical system	A low voltage (LV) electrical system is provided for the TP in order to power up the utility systems such as crane, navigation system, lights and sockets.
19	Crane	A crane with SWL of 1 Tonn reaching from the boat landing to the center of the tower door.

2.3.3 *Engineering/design work performed for the bid phase*

The base case design is developed for a [redacted] turbine. The turbine supplier has defined the load level, and the primary steel design is based on these load levels for both the Ultimate Limit State (ULS) and the Fatigue Limit State (FLS) and frequency level. A total of [redacted] iterations, for two locations in the park, have been analysed [redacted] The two locations selected for the analysis are the i) worst case which gives the largest loading in the park and ii) representative case which gives an average loading in the park. These analyses are used when developing the primary steel design. This process has ensured a matured primary steel design.

Geotechnical information and metocean information used in design is based on information from RVO. The geotechnical information has been reviewed by both Statoil and [redacted] and a Geotechnical Design Basis has been prepared which is used in the design work. Statoil has a very competent geotechnical department which is serving both the Oil and Gas projects as well as the Offshore Wind projects. The metocean data provided by RVO has been reviewed by Statoil, and a Metocean Design Basis has been prepared for use in the design work.

The base case has been developed through discussions with [redacted] fabricators in Europe but the final base case design is optimized for fabrication by [redacted] since this was the best option in terms of HSE, cost, quality and risk.

[redacted] drawings have been produced and communicated to the fabricators. These drawings have been developed internally by Statoil and are based on Statoil best practice from the projects Dudgeon and Arkona.

The overall monopile (MP) and transition piece (TP) dimensions are given in Table 2-2 below. The TP general arrangement and primary steel for MP and TP are given Figure 2-2 and Figure 2-3.

Table 2-2 Monopile (MP) and Transition Piece (TP) dimensions for the two design locations.

Primary Steel MP worst (25.5 m water depth)	Primary Steel MP representative (23.0 m water depth)	Primary Steel TP
[redacted]		

The 1st natural frequency is calculated as given below

- Worst [redacted] Hz
- Representative [redacted] Hz

Secondary steel for the HKZ project is based on the [redacted] which is a best practice from the projects Dudgeon and Arkona.

Although the base case is selected for the HKZ bid phase the project is still evaluating some other conceptual issues towards bid award. These issues are:

- TP less solution. [redacted]
- MP/TP connection. [redacted]

[redacted]

Figure 2-2 General arrangement of the internals and the external of the Transition Piece. Note that the colours given in the figures do not reflect the real colours of the MP/TP

Figure 2-3 Sketch of Primary Steel – Monopile (top) and Transition Piece (Bottom)

2.3.4 Realization/execution of the WTG foundation work – after bid award

The execution of the WTG foundation work will focus on four main areas HSE, schedule, quality and cost. This is according to the Statoil project execution model. The main follow up system for managing the project execution is the risk system. Risks are monitored and followed up on a continuous basis.

A multi-contracting strategy is decided used for the HKZ project, see Appendix A4, Section 6. For the foundations, this means that Statoil will set a [redacted] In addition, Company will have separate contracts for performing soil surveys and development of the Geotechnical Design Basis. This strategy is similar to what was done with success on the Dudgeon project. Doing a multi-contracting strategy gives a larger responsibility for Statoil in the project execution phase but it also sets Statoil in a better position to handle and mitigate risks(HSE, technical, schedule and cost). Being in a good position for handling risk is the main motivation for doing multi-contracting strategy.

As stated in the previous chapter, Statoil has developed a final WTG foundation base case together with [redacted] has issued a letter to Company, /1/ stating their commitment to the HKZ project with Statoil.

2.3.5 Operation of the WTG foundations

The foundations will be design for a life time of 25 years maintenance free. A monitoring and inspection program is part of the operational strategy and is planned to include the following.

- Monitoring of all turbines in terms natural frequency.
- Extended monitoring of [redacted] foundations with strain gauges in the foundations.
- Regular entering and visual inspection of the WTG – foundations

Access to foundations are either by crew transfer vessel (CTV) entering the boat landing or by means of walk to work system.

A crane and material handling route is installed on each WTG foundation for lifting of maintenance equipment and spare parts.

2.3.6 *Electrical infrastructure:*

The appointed Transmission System Owner (TSO), TenneT, have the sole responsibility of delivering the electrical export system, consisting of;

- Offshore Sub-Station (OSS)
- Export Cables
- Onshore Sub-Station
- Cable onshore Sub-Station to interconnection point at transmission grid substation

See principal Figure 2-4 below.

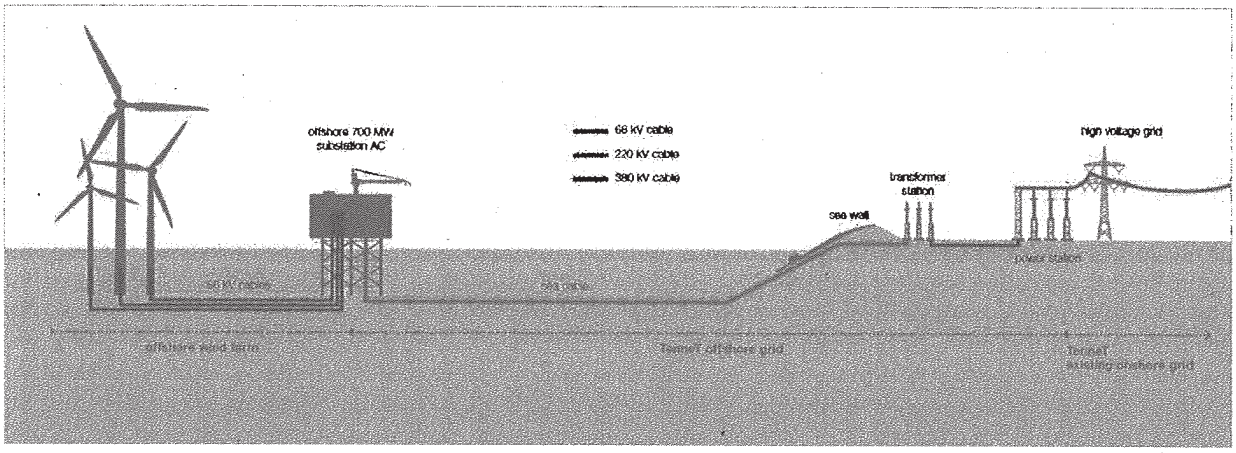


Figure 2-4 HKZ Cable configuration for complete export system, with 66 kV inter-array cabling presented by orange coloured lines.

Wind farm developer's scope of work, with respect to electrical infrastructure, is limited to the 66 kV inter-array cabling connecting the WTGs to the OSS.

The interface point is at the OSS 66 kV collector switchgear, more specifically at the cable terminations.
The TSO provides J-tubes and designs/prepares for direct pull-in of subsea cables into the switchgear.
Wind farm developer is responsible for pull-in of cables, hang-off and cable end termination, including fibreoptical cable branch-off and termination to fibre optic cabinet.

Current layout consist of [redacted] strings with [redacted] turbines each string for both HKZ I and HKZ II, see Figure 2-5 below. A cable corridor survey will undertaken, giving flexibility with respect to detail routing. Reference is made to Figure 2-11 (Wind Farm Layout)

Two cable cross sections will be utilized, [redacted] mm2 and [redacted] mm2. Total cable lengths for the two sizes are [redacted] km and [redacted] km respectively for HKZ I, and [redacted] km and [redacted] kmr espectively for HKZ II.

Figure 2-5 Electrical layout of the wind farm showing the different strings. The black circles indicate turbines, the connecting black and red lines indicate cable cross sections of [redacted] mm² and [redacted] m² respectivley.

Cable layout/ routing is presented in section 2.3.9 Wind farm layout. The layout presents inter-array cabling between WTGs, but does not reflect the real seabed-routing. Seabed routing has to be based on a future marine survey, assessing UXOs, archeological findings, boulders and sand wave patterns. The survey is planned to cover a cable corridor width of [redacted] m to give flexibility in routing. Base case is cable-lay direct on seabed, and avoiding critical sandwave areas. The risk related to un-trenched cable has been assessed in Appendices A3, section 4.2 and Appendix A4, section 6.1.2.2.

Preliminary cable design is based on 66 kV cables cores [redacted] Several vendors are recently qualified, each with somewhat different design approach. [redacted]

Cable conductor is planned to be stranded [redacted]

Selected cross sections are [redacted] mm² tail end, with transition to [redacted] mm² at the more heavy loaded parts and to the OSS, as presented by black and red coloured lines in Figure 2-5, above.

2.3.7 WTG:

[redacted] is selected as the base case wind turbine, including [redacted] MW and [redacted] capabilities. [redacted]

[redacted]

[redacted]

The following is a brief technical description of the main components of the [redacted] offshore wind turbine

[redacted]

[redacted]

The capacity for each park, Hollandsee Kust Zuid I and Hollandsee Kust Zuid II, is 350 MW. Installed capacity shall be minimum 342 MW and maximum 380 MW. Export of electricity in excess of 700 MW is allowed, but controlled by the export grid owner, TenneT. The export cables are designed to transport 700 MW (350MW x2) , but overloading up to 380 MW is accepted in periods if the maximum design temperature of the cable is not exceeded. Based on these premises, [redacted] WTGs are selected as base case for each park, giving an installed capacity of [redacted] MW and a max capacity of [redacted] MW with the [redacted]

2.3.8 Installations

2.3.8.1 General

Thirty Requests for Information (30 RFIs) have been issued to relevant Contractors as documented in Table **2-3** below;

Table 2-3 Issued Requests for Information

	Package	Company
1	WTG installation	[redacted]
2	WTG installation	
3	WTG installation	
4	WTG installation	
5	WTG installation	
6	WTG installation	
7	WTG installation	
1	Cable installation	
2	Cable installation	
3	Cable installation	
4	Cable installation	
5	Cable installation	
1	Foundation	
2	Foundation	
3	Foundation	
4	Foundation	
5	Foundation	
6	Foundation	
7	Foundation	
8	Foundation	
1	Marshalling port	
2	Marshalling port	
3	Marshalling port	
4	Marshalling port	
5	Marshalling port	
6	Marshalling port	
1	Foundation Transport	
2	Foundation Transport	
3	Foundation Transport	
4	Foundation Transport	

The issued RFIs were quite extensive in content including requested information related to ; Company information, experience, engineering competence, technical, capacity, and, budget pricing. All issued RFIs were responded to by the respective recipients of the RFIs. Clarification communications were undertaken, followed up by meetings and more detailed clarifications as considered necessary in order to more accurately determine scope and content of submitted responses.

As a result of the responses received and clarifications undertaken, the Base Case installation contract strategy was determined to be as follows;

- Foundation Installation: [redacted]
- Cable Laying: [redacted]
- WTG Installation : [redacted]

It should be noted that, for the sake of expedience, the considerations related to the evaluation of the responses received are not documented herein. It is however the intention to evaluate further some of these potential solutions with the goal of achieving the optimum installation contract solution(s). Such further evaluations will be undertaken in the next phase of the project.

2.3.8.2 Foundation Installation

Transport and Storage of Monopiles (MPs) and Transition Pieces (TPs)

The base case is having monopile (MP) and transition piece (TP) storage in the [redacted] irrespective of where the MPs / TPs are manufactured. The Base Case is manufacturing and storage at [redacted] however, a number of suitable storage locations exist in the [redacted]

If fabrication of the monopiles (MPs) and/or transition pieces (TPs) are at a location [redacted] the MPs and/or TPs will be transported [redacted] for storage. In such case, appropriate transportation and storage contracts will required to be entered into. Information related to such services has been received, including budgetary price estimates covering the material handling, transportation and storage scope (- see Table 2-3 for considered transportation contractors).

At the [redacted] storage facility, the MPs and TPs will be loaded-out from the quayside onto the jack-up installation vessel. Hand-over of the foundations to the installation contractor will occur at sling attachment onshore.

Base Case Installation Vessel

As documented in Section 2.3.8.1, Requests for Information (RFIs) were sent to 8 different potential foundation installation Contractors. Based upon feedback received, a jack-up foundation installation vessel has been selected as the Base Case for installation of the Monopiles (MPs) and Transition pieces (TPs).

[redacted]

However, potential alternative solutions to the proposed Base Case will be further developed and considered in the next stage of the project and this will include consideration of [redacted] vessel installation of the foundations.

Geotechnical conditions at the HKZ site are suitable for jack-up operations and limited footing penetration is anticipated. Punch-through risk is considered to [redacted] Seafloor gradients may pose a challenge to jack-up operations, however micro-siting of all foundation positions (utilising the currently available dataset) has been undertaken to ensure that the foundations are located at locations with acceptable seabed gradients. This condition will need to be further assessed however closer to the installation date of the foundations in order to ensure that time-variant, local seabed conditions have been fully accounted for. In order to ensure suitable working room for the jack-up operation, whilst still maintaining maximum foundation spacing (in order to maximize energy production) a minimum distance from boundaries of [redacted] (to avoid encroachment into no-go zones) has been utilized for each foundation micro-siting.

Pile Driveability

Pile driveability analysis has been undertaken. It has been documented that a [redacted] is considered to be sufficient to drive the piles to a target penetration of [redacted] m for both best estimate and high estimate soil resistance for all the project design soil categories. For all three locations the same hammer [redacted] can be used.

[redacted] may be considered as possible alternatives for installation of the monopile foundations. Initial evaluation has concluded that the soil conditions at the HKZ site are generally suitable for [redacted] installation of the monopiles. However there is still a significant uncertainty associated with the predictability of penetration achievable with [redacted] will be further considered in the next project phase.

Base Case Marine Spread and Equipment

The [redacted] will provide the MP/TP installation vessel. Equipment and/or other resources necessary for installation [redacted] as defined in the detailed interface matrix for the project. MP and TP layout arrangement on the Base Case jack-up installation vessel is illustrated in Figure 2-7. [redacted] Preliminary stability and jacking analysis have been undertaken. Crane lifting evaluation both at quay-side and offshore have been documented for the MPs and TPs.

[redacted]

Figure 2-7 MP and TP layout arrangement on the jack-up installation vessel

Measures for prevention of permanent physical harm and/or effects to porpoises and seals and the mortality of fish shall be in accordance with the Netherlands Authority requirements – see below.

Measures for the prevention of permanent physical harm and/or effects to porpoises and seals and the mortality of fish:

a) the permit holder must use one or more acoustic deterrent device(s) tuned to the relevant frequencies during piling work, including half an hour before piling work starts. In its piling plan, the permit holder will outline the type of deterrent it plans to use, including supporting evidence of its proven effectiveness;

b) piling work must adopt a soft start, ensuring that porpoises are given the opportunity to swim to a safe location. The piling plan should provide details outlining the duration and power of the soft start along with supporting evidence of effectiveness.

Measures to prevent disturbance to porpoises, seals and fish shall be in accordance with the Netherlands Authority requirements – see below.

Measures to prevent disturbance to porpoises, seals,and fish (sound emission standard):

a) the underwater sound level during pile-driving work for the construction of the wind farm may never exceed the sound emission standard stated in the table below.

Sound level (dB re µPa²s SEL on 750 meter of the sound)			
	Period		
Number of wind turbines	January to May	June to August	September to December
55 - 63	163	169	171
49 - 54	164	170	172
43 - 48	165	171	173
39 - 42	166	172	174
35 - 38	167	173	175

b) the permit holder may exceed the sound emission standard stated in the above table by a maximum of 2 dB re 1 µPa2s SEL1 for the first ten foundation pillars;

c) during the pile-driving work, the sound level must be continuously measured by or on behalf of the permit holder. The sound measurements for each foundation pillar driven must be sent to the Minister of Economic Affairs within 48 hours after completion of the pile driving of the foundation pillar concerned;

d) when consecutive sound measurements reveal that the underwater sound level during the pile driving of the foundation pillars does not exceed the sound emission standard stated in the table, the Minister of Economic Affairs can be asked to permit the lowering of the sound measurement frequency;

e) the permit holder prepares a piling plan and submits this to the Minister of Economic Affairs at least 8 weeks before the commencement of construction;

f) the work must be performed in accordance with the piling plan as referred to in subparagraph e;

g) the permit holder strives to produce as little underwater sound as possible;

h) the permit holder strives to produce underwater sound in a continuous period of time as short as possible;

Preliminary noise assessement analyses have been undertaken. Noise mitigation system(s) (NMS) will be deployed in order to satisfy requirements.

Foundation Installation Durations

Although foundation installation is considered as a [redacted] in order to verify the schedules received for MP and TP installation for the Base Case, independent installation analyses have been undertaken by Statoil [redacted] assessing operational periods including consideration of waiting on weather downtime.

Individual operational 'steps', relevant for the foundation installation vessel shuttling back-and-forth to a [redacted] storage location, evaluating the cycle from MP/TP load-out to MP/TP load-out, considering the limiting environmental criteria, are given as input to [redacted] environmental database, specifically relevant for the HKZ location, has been established as input for the analysis. This database covers a period from 1989 to 2014. Of this data the representative period from 1996 to 2014 has been utilised in the [redacted]

Results from the undertaken simulation are presented in Figure 2-8 (The analysis has, conservatively, been carried out considering [redacted] foundation installation, whilst for the HKZ I OWF site only [redacted] units are to be installed.)

[redacted]

Figure 2-8 Foundation installation times relative to date of start of installation

Installation start-up dates from [redacted] considering P0, P50, P70, P90, P95, and, P100 are extracted from the undertaken anlysis and documented for ease of reference in Table 2-4 below.

Table 2-4 P0, P50, P70, P90, P95, and, P100 number of installation days considering installation start-up dates from [redacted]

[redacted]

Scheduling plans from the undertaken [redacted] analysis (and compared to the jack-up [redacted] analysis) of the Base Case vessel provided the following estimates ;

P0 : [redacted] days (Owner simulations : [redacted]
P50 : [redacted] days (Owner simulations : [redacted]
P95 : [redacted] days (Owner simulations : [redacted]

Hence, using a P(50) estimate the foundation installation vessel sailing out from [redacted] on [redacted] will complete on [redacted]

The current Base Case [redacted]

2.3.8.3 *Inter-Array Cable Installation*

Cable Contract Scope of Work

As documented in Section 2.3.8.1, Requests for Information (RFIs) were sent to [redacted] different potential cable installation Contractors. The information provided within this section is based upon feedback received from the Base Case Inter-array cable installation Contractor.

The following listed SOW is included within the cable installation contractors workings ;

[redacted]

[redacted]

The Base Case cable load out port is set to be [redacted]

The following schedule is envisaged for the single project (HKZ I) cable installation workings;

Activity	Months
Preparatory activities (engineering)	[redacted]
Pre survey and PLGR works	[redacted]
Matress Installation (cable crossings)	[redacted]
Cable installation	[redacted]
Termination and testing	[redacted]

For the Base case the pull in and test and termination teams will be supported by a Walk to Work (W2W) vessel and CTV to maximise production when sea conditions allow transfer to the foundations.

Survey/Support vessels

The vessel/s planned to be used for the detailed geophysical survey scope is/are survey or multi-purpose vessels capable of operating the described spread. These vessels are already working for the wind market and might have a busy schedule in the years to come, therefore an early procurement phase and the commitment to the surveys campaign will be needed to secure availability.

The vessel planned to be used for the UXO ROV visual verification and seabed debris clearance will most likely be a light construction and survey vessel, capable of hosting at least one working ROV. This vessel will most likely be already secured as a result of Statoil GMS department survey frame agreement(s), but notice needs to be provided to the department to secure space for this task.

2.3.8.4 WTG installation

The Base Case load-out port for the WTG components is taken to be [redacted] For the Base Case, [redacted] The port of [redacted] s positioned approximately [redacted] km sailing distance from the HKZ site.

WTG Installation Durations

As documented in Section 2.3.8.1, Requests for Information (RFIs) were sent to 7 different potential WTG installation Contractors. [redacted]

WTG layout arrangement on the jack-up installation vessel is shown in Figure 2-9.

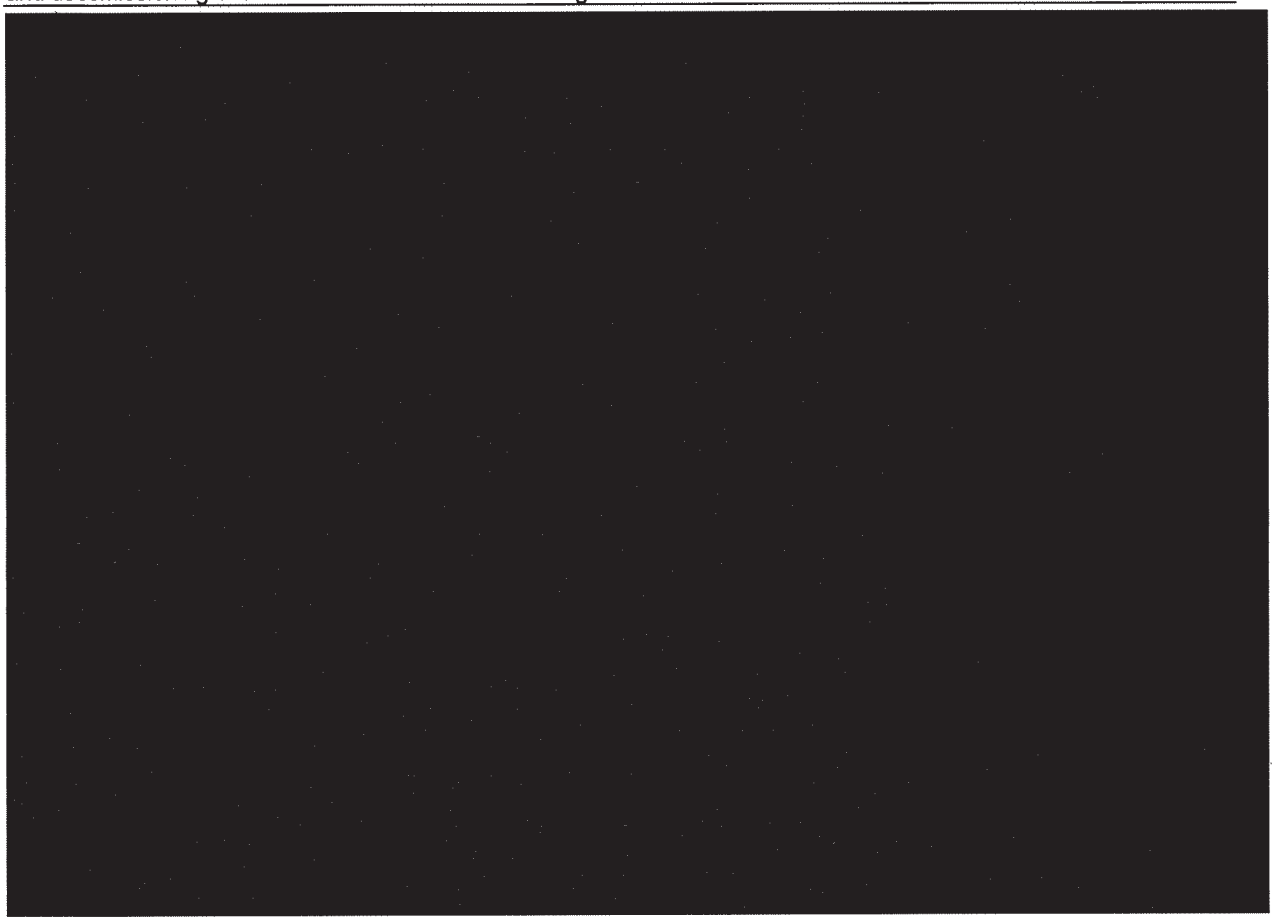


Figure 2-9 Figure illustrating lifting/installation of the MPs

Preliminary stability and jacking analysis have been undertaken. [redacted]

[redacted] environmental database, specifically relevant for the HKZ location, has been established as input for the installation analysis [redacted] undertaken by Statoil. Indivdual operational 'steps', evaluating the full cycle from WTG load-out (at Port of [redacted]) to load-out of next cycle of WTGs from [redacted] (one cycle with installation of [redacted] WTGs) considering the limiting environmental criteria for each operational step (as supplied by WTG Supplier and Installation contractor) are given as the [redacted] WTG installation analysis input /2/. Results from the undertaken simulation are presented in Figure 2-10. (Conservatively, installation of [redacted] WTG units has been utilised in the the analysis – [redacted]

[redacted]

Figure 2-10 WTG installation times relative to date of start of installation

It is seen from Figure 2-10 that the optimum installation start-up time is in [redacted] However, for scheduling purposes a start-up installation date of [redacted] has been considered for [redacted]

Installation start-up dates from [redacted] considering P0, P50, P60, and P70, are documented in Table 2-5 below.

Table 2-5 P0, P50, P60, and P70 no of WTG installation days considering installation start-up dates from [redacted]

[redacted]

Scheduling plans from the undertaken [redacted] WTG installation analysis (and compared to the jack-up Owners analysis) of the Base Case vessel provided the following estimates ;

P0 [redacted] days (Owner simulations : [redacted] days than Statoil)
P50 : [redacted] days (Owner simulations : [redacted] days than Statoil)

Hence, using a P(50) estimate the WTG installation vessel sailing out from [redacted] will complete on [redacted] and the vessel sailing out on [redacted] will complete on [redacted]2.

A floatel (W2W vessel) and CTVs will be available during the WTG installation period.

2.3.8.5 WTG commissioning completion

Commissioning completion work shall be planned and performed as a continuous activity until all WTGs are taken over.

The project is working to adapt the solutions that were implemented on Dudgeon to speed-up/optimize the commissioning completion work, these include :

[redacted]

2.3.9 Wind farm layout

The wind farm layout coordinates are given in appendix 6 of this application. [redacted] After optimizing with respect to wake losses, the layout was checked and corrected according to Table 2-6. The table summarizes rules imposed by RVO and Statoil which have been applied in the process of defining the layout, as well as for micro-siting. Micro-siting implies manual correction of each individual site. [redacted] The layout is illustrated in Figure 2-11.

Table 2-6: Parameters used in definition of wind farm layout. Parameters of lesser importance have been left out.

Source	*Layout parameter*	*Value*	*Comment*
RVO	Minimum inter-WTG distance	4 D	D = rotor diameter.
RVO	Distance from site border to WTG	D/2	No overhang or greater
STL	Distance to cable maintenance zone	[redacted]m	To allow positioning a jack-up vessel
RVO	Maximum number of WTGs	[redacted]	[redacted]MW nominal capacity
RVO	Maximum number of strings	8	[redacted]strings selected as base case)
STL	Cable crossings (site I)	Minimize	To reduce cost
Micro-siting			
STL	Cable bends influence on WTG position	[redacted]m from borders	Installation tolerance

Source	Layout parameter	Value	Comment
RVO	Distance to potential objects at sea bed	[redacted]m	Archaeological objects, high magnetometer readings from unidentified objects
STL	Seabed incline	Maximum [redacted]	For installation jack-up vessel; dependent on sand hardness
STL	Sand Wave Crests and WTG position	[redacted]m buffer	[redacted]
STL	WTG on magnometric survey line	Within [redacted]m of survey line	[redacted]

[redacted]

Figure 2-11: Wind farm layout. The inter-array cable strings from the alpha platform to the wind turbine generators (WTG) have been named with capital letters. The WTG positions have been named with a capital H and a three-digit number, with reference to appendix 6.

2.4 Base case main suppliers

[redacted]

Fabrication of wind turbines: [redacted]
Fabrication of foundations: [redacted]
Fabrication of inter-array cables: [redacted]
Inter-array cable installation: [redacted]
Wind turbine installation: [redacted]
Foundation installation: [redacted]

3 Realization plan

3.1.1 Wind farm development

The schedule is based on the assumptions that the Licence Award date from DEA is spring 2018. The First WTG in operation is in [redacted] and complete "Hand Over to Operations" in [redacted] See Table 3-1 and Figure 3-1.

To secure the schedule, Statoil will start the Invitation To Tender process in [redacted] for the most critical equipment. This enables the project to select the WTG contractor [redacted] and secure the start of the detailed engineering [redacted] Also the geotechnical survey for the foundations design will take place [redacted] as input to the foundation engineering.

Table 3-1 Project main milestones

HKZ Main Milestones	Date
Licence Award	[redacted]
Selection of WTG supplier	[redacted]
Agreement with Tenne T	[redacted]
Start detailed foundation engineering	[redacted]
Final Investment Decision (DG3)	[redacted]
CA Foundation FC	[redacted]
CA Foundation Installation	[redacted]
CA Cable EPC	[redacted]
CA WTG EPC	[redacted]
CA WTG Installation	[redacted]
First Foundation Installed	[redacted]
First WTG Installed	[redacted]
Start supply Energy	[redacted]
Handover to Operations	[redacted]
Decomissioning	[redacted]

Project Master Schedule (PMS):

[redacted]

Figure 3-1 Project Master Sxhedule (PMS)

The Schedule is based on Contractor information and as built experience data from the Dudgeon project.

Main contract packages will be placed in [redacted] hence in [redacted] the main activities will be preparing ITTs and contract evaluations.

Foundation fabrication will take place from [redacted] with delivery for installation in [redacted] In parallell, both cable and WTG fabrication will be ongoing, starting from [redacted] respectrively. Foundation installation is planned to commence [redacted] and completed by [redacted] Cable installation is planned partly in parallel with foundation installation from [redacted]

[redacted]

The Commissioning of the Remote control systems, SCADA system, will be done before commissioning of the first WTG in [redacted] The remote Control room will during the WTG installation and commissioning be connected and the SCADA connection to the TSO, TenneT, control room will here be secured.

WTGs are planned to be installed and commissioned starting in [redacted] and completed by [redacted]

Grid availability is expected from [redacted]

A Schedule Risk Analysis (SRA) was performed to define a Project Master Schedule. The SRA is a technique which recognizes uncertainty by replacing the deterministic duration for each task by a distribution representing a range of likely durations. SRA estimates project finish date and other important milestones represented by probability distributions rather than single-point estimates.

The analysis was performed based on the project experience, input from contractors and the risk list, to enable the Project team to:

- Get a common understandig of the activites and their dependicies
- Acknowledge uncertainty in duration estimates
- Identifiy mitigating actions for risks

The SRA gave the P(90), Expected, and, P(10), i.e in 80 % of the cases analysed, the DG4 date (Commercial Operation Date) will be between the given dates in the Figure 3-2 below, [redacted]

[redacted]

Figure 3-2 Result from Schedule Risk Analysis (SRA). 80 % of the cases analysed will have the DG4 date (Commercial Operation Date) will be between [redacted] The expected completion date is [redacted]

The analyses confirmed that there is enough float between the activities like:

- Drawings Issued For Construction (IFC) and start fabrication
- First batch delivery of foundations and start installation
- Cable delivery and start installation
- Delivery WTG and start installation to secure a DG4 [redacted]

4 "Exploitation plan" (Operation and Maintenance)

4.1 Main strategy

The main objectives for the operation of HKZ are safe, lean, profitable and reliable operations optimised based on the full lifetime of the wind farm. The base case for operation is 25 years. [redacted] will be the responsible operator, with full control of [redacted] Selected services will be procured from the [redacted] to ensure access to experts and flexible resources. All suppliers shall work in [redacted] in order to ensure proper collection and quality of data and enable advanced analyses, improvements and optimisations.

Statoil will work contiously to optimise the operation of the wind farm over the lifetime. Changes are hence likely with regards to strategy, organisation, resources etc. What is presented here shall hence only be read as Statoil's current base case for the project, and not a binding presentation the way the project will be look throughout the lifetime.

4.2 Organisation

HKZ will be operated by [redacted] The operation of HKZ will be based on a portfolio approach where a local organisation, designed to handle the daily tasks, will be supported by back-office experts working across Statoil's assets. A visible local presence supported by back-office experts will ensure safe, lean and efficient operations of the wind farm.

[redacted] and be supported on a regular basis by [redacted] and by [redacted] as required, see Figure 4-1. The [redacted] will offer control room functions, engineering capabilities, advanced analytics (condition monitoring, root cause analysis etc.), improvement programmes and best practices. [redacted] will offer the following services: finance and control, HSE competence, human resources and communication resources. [redacted] competence will offer engineering competence (within functions such as structural, material, electrical, marine, geotechnical, mapping, IT and automation etc.), project management (for any possible modifications), procurement, legal as well as further expertise on HSE, F&C, HR and communication.

[redacted]

Figure 4-1: Sketch of how Statoil is organising its wind assets and how expert resources from [redacted] is contributing to the project

With this set-up, the current base case for a local organisation is [redacted] employees onshore and [redacted] technicians, see Figure 4-2. These positions will be recruited locally ensuring a stable work force and local ownership.

[redacted]

Figure 4-2: Base case for how the local organisation of HKZ will look.

4.3 Port and local facilities

There are intitially considered to be [redacted] possible locations for a local base for HKZ, [redacted] This enables an operational set-up based on CTVs. [redacted] have several alternatives to house both CTVs and the local facilities necessary to serve the project and are considered to be suitable for the operation of HKZ. Further evaluation of [redacted] will be done in next project phase.

The local facilities needed are limited with the given organisational set-up. The main elements are:

- Offices for [redacted] persons with some flexibility for visitors
- Planning/briefing area for technicians
- Changing rooms, showers etc.
- Warehouse for spares
- Berths for [redacted] CTVs

Commissioning will most likely be done from the same base. Capacity and timing will therefore be aligned with the commissioning team.

4.4 Technicians

Based on simulations in [redacted] the recommended number of technicians per shift is [redacted] see Table 4-1. The number of technicians are sensitive to the maintenance requirements and should be optimised based on updated experience. The number of technicians should therefore be reviewed both during the project development phase, project execution phase and during operations – [redacted] valuable experience will be made over the next years before HKZ is in operation.

Table 4-1 [redacted]

4.5 Marine logistics

The distance to port is within the range of normal CTVs [redacted] and the weather conditions are comparable to Sheringham Shoal and Dudgeon. Based on simulations, [redacted] CTVs are required, [redacted]

Accessibility is constantly improving through vessel design, access systems etc. and this development is assumed to continue. The accessibility is therefore expected to improve both during the project development phase and during operations. Figure 4-3 and Figure 4-4 illustrate accessability as a function of significant wave height (Hs) and Hs limit of the vessel. The contract strategy should therefore allow for implementation of new and improved access technology – this does not only apply to the vessel contracts, but also to contract with turbine supplier where incentives and warranties should not limit such value creation.

[redacted]

Figure 4-3: Accumulated number of days with accessibility based on Hs limit for the vessel

Figure 4-4: Accessibility over the year based on Hs-limt of the vessel

4.6 Service and maintenance agreement

[redacted]

4.7 IT systems and infrastructure

The IT systems and infrastructure needed for an offshore wind farm are well established in Statoil and the solutions in place for Sheringham Shoal and Dudgeon are ready to take in more wind farms. Some adaptations to meet local requirements will be needed, but based on experience this should be limited.

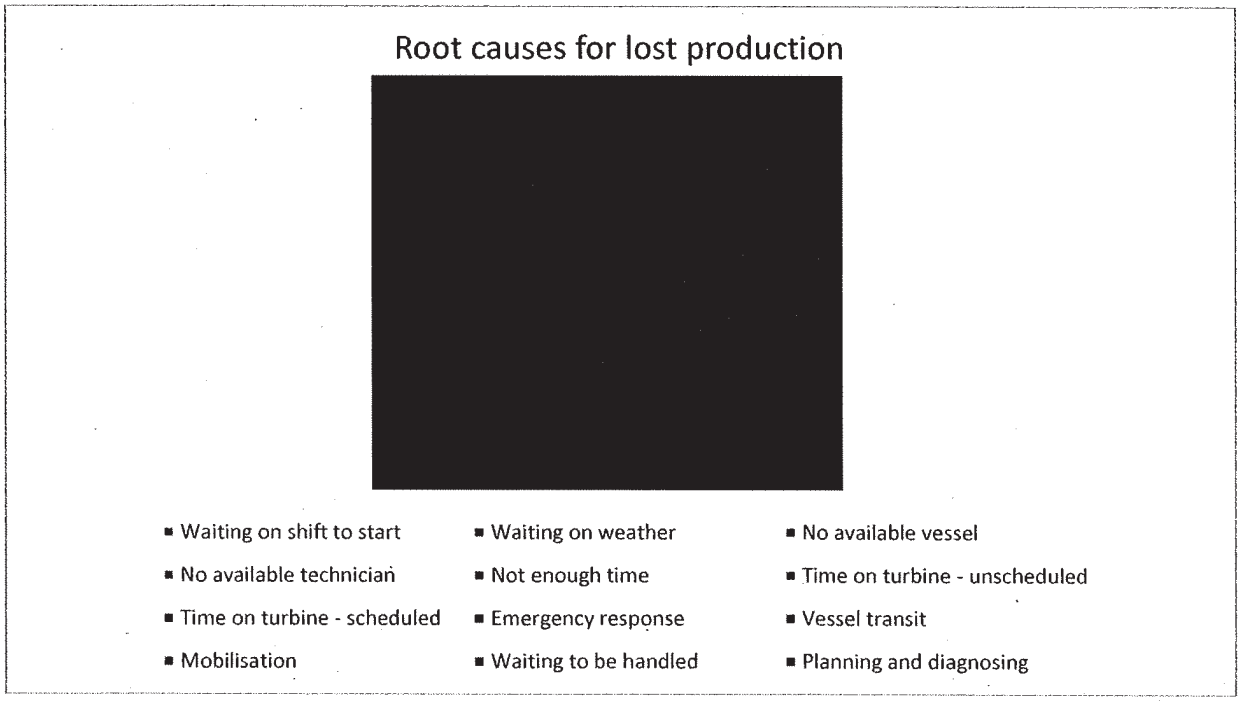
4.8 Estimation of resources and technical availability

Statoil is using the simulation tool [redacted]

[redacted]

Assumptions going into the simulation tool is on a detailed level of assumptions:

- Overall average of failures: [redacted]
- Scheduled maintenance: [redacted]
- [redacted] used as base case
- Layout of the wind farm
- Power curve for the given turbine
- Relevant weather data for the site
  - [redacted]
  - [redacted]
  - [redacted]
  - [redacted]
- Variations in number of technicians
  - [redacted]



The base case set-up results in an energy based availability of [redacted]% for the turbines. With a focus on improvements throughout the lifetime of the wind farm it is likely that this number can be increased.

Main component failures treated separately

- [redacted]
- Transformer and switchgear changed with a DP-vessel with a crane
- All other main components exchanges using a jack-up vessel
- Early detection through condition monitoring expected and assumed to increase throughout the lifetime as experience is gained and technology develops
- The effect on technical availability and OPEX is distributed based on probability even though it is very likely that one will see significant variations from year to year based on the number that fails.

5 Decommissioning

The base case for HKZ is a technical design lifetime of 25 years and it is assumed that the timing, methods and costs associated with decommissioning will have developed significantly up to then. The process at this stage has therefore focused on establishing and describing the feasibility of decommissioning rather than trying to pin-point the actual methods, durations and costs. The decommissioning programme will be reviewed towards the end of the lifetime of the project to capture best practice at the time and results of any surveys and monitoring undertaken at the site.

The decommissioning of HKZ is planned to be done as one campaign during the summer of 2047. The base case for WTG decommissioning is currently to reverse the installation. When determining the most appropriate method for decommissioning, HKZ will consider the "Best Practicable Environmental Option", international standards, other sea users, along with due consideration of commercial and technical viability and HSE risks.

Full removal of the monopiles and the buried sections of the infield cables might cause greater harm to the environment than cutting and leaving them in place. A proper assessment should therefore be made nearing the end of the lifetime to conclude conclude the strategy. If left in situ, measured to protect protruding items visible at the sea bed will evaluated. When making a decision on the decommissioning option, this will be based on tests set out by international conventions (IMO standards) and involve at least one of the five situations:

- the installation or structure will serve a new use
- entire removal would involve extreme cost
- entire removal would involve an unacceptable risk to personnel
- entire removal would involve an unacceptable risk to the marine environment
- the installation or structure weighs more than 4000 tonnes in air or is standing in more than 100m of water and could be left wholly or partially in place without causing unjustifiable interference with other uses of the sea

Waste handling will be done according to prevailing rules and regulations. All items will be delivered to certified waste handling facilities for reuse or recycling. The possibility for reuse will be considered for all items. Items that cannot be reused will be recycled as far as possible. If reuse or recycling is not possible, incineration with energy recovery will be considered, whereas disposal will be the last option. Statoil is committed to ensuring that all waste is handled in a proper manner and according to best practice at the given time.

6 References

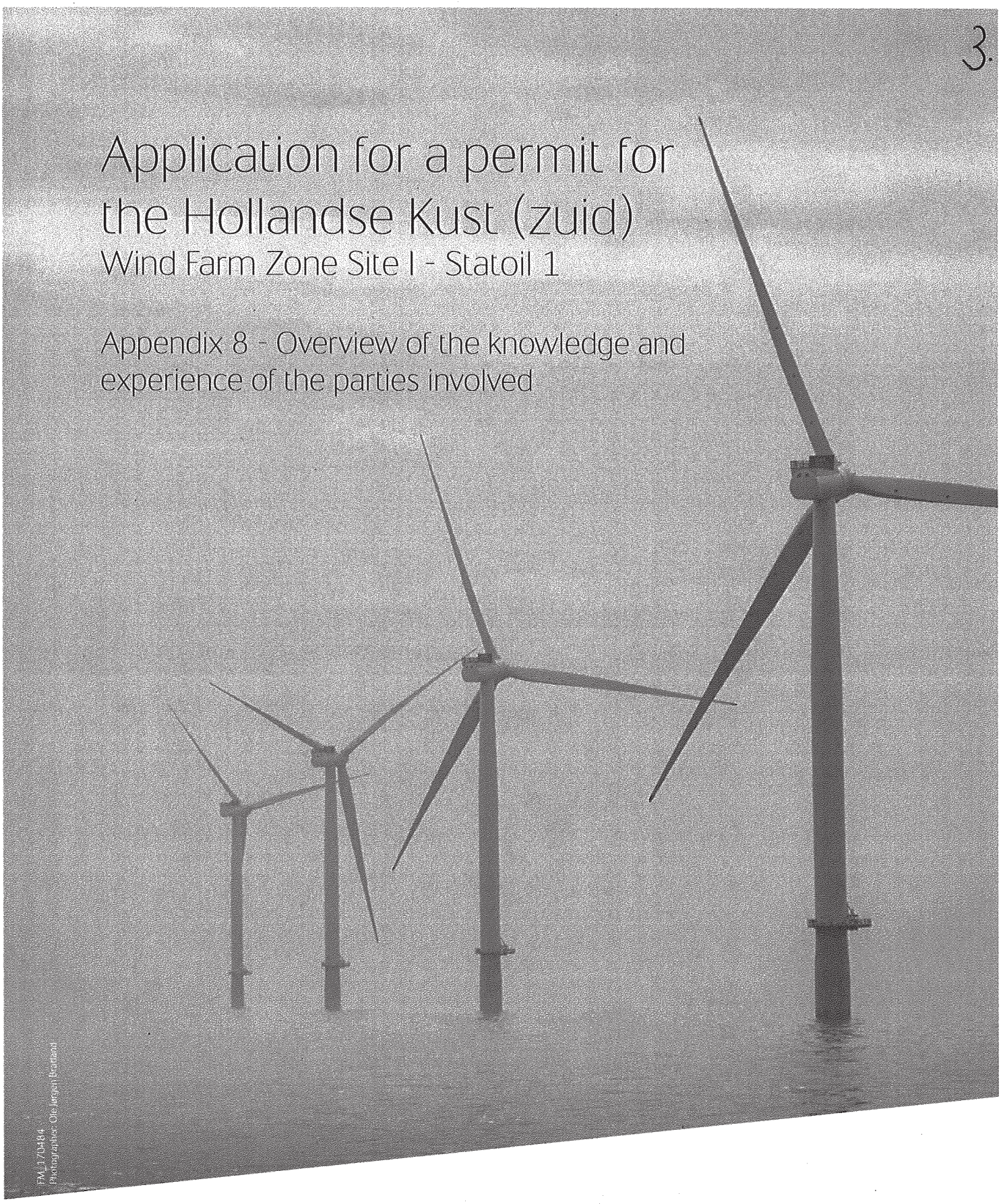
[redacted]

3.

Application for a permit for the Hollandse Kust (zuid)

Wind Farm Zone Site I - Statoil 1

Appendix 8 - Overview of the knowledge and experience of the parties involved



FM_1170484
Photographer: Ole Jørgen Bratland

Statoil

Table of contents

1 List of involved parties in the construction and operation of the windfarm

Applicant	Statoil
Project management repsonsible	Statoil
Supplier of the wind turbines	[redacted]
Installer of the wind turbines	
Supplier of the foundations	
Installer of the foundations	
Supplier of the inter-array cables	
Installer of the inter-array cables	

2 Knowledge and experience of the involved parties

2.1 Project Management

Responsible: Statoil

Statoil has successfully delivered 3 wind farm projects: Sheringham Shoal (317 MW capacity), Dudgeon (402 MW capacity), Hywind Scotland (30 MW capacity – floating turbines), and Hywind Demo (2.3 MW capacity – floating turbine). Project management experience also derives from numerous oil and gas offshore projects.

2.2 Involvement of suppliers and installation contractors

Statoil foresees a [redacted] (further description under Appendix 10, Section 6.1.1). The following main contract packages are planned:

[redacted]

[redacted]

Fabrication of wind turbines: [redacted]
Fabrication of foundations: [redacted]
Fabrication of inter-array cables: [redacted]
Inter-array cable installation: [redacted]
Wind turbine installation: [redacted]
Foundation installation: [redacted]

2.2.1 Foundation suppliers

Statoil contacted several experienced foundation suppliers.

Base case supplier: [redacted] will be using [redacted] as subcontractor for the transition pieces (secondary steel).

[redacted] supplied [redacted] monopiles.

[redacted] supplied [redacted] ransition pieces

Please refer to Attachment 1 and Attachment 2 to this Appendix 8 for reference lists from [redacted]

2.2.2 *Foundation installation contractors*

Statoil contacted several experienced foundation installation contractors.
Base case installation contractor: [redacted]

2.2.3 *Wind turbine suppliers*

Statoil contacted two experienced WTG suppliers.
Base case WTG supplier: [redacted]

2.2.4 *Wind turbine installation contractors*

Statoil contacted several experienced wind turbine installation contractors.
Base case WTG installation contractor: [redacted]

2.2.5 *Inter-array cable suppliers*

Statoil contacted several experienced inter-array cable suppliers.
Base case supplier: [redacted]

2.2.6 *Inter-array cable installation contractors*

Statoil contacted several experienced inter-array cable installation contractors:
Base case inter-array cable installation contractor: [redacted]

2.3 Operation and maintenance

Responsible: Statoil

Statoil has responsibility for operation and maintenance of the following wind farm project: Sheringham Shoal (317 MW capacity), Dudgeon (402 MW capacity), Hywind Scotland (30 MW capacity) and Hywind Demo (2.3 MW capacity)

Support in all four projects is provided by Siemens Gamesa Renewable Energy. Sheringham Shoal and Hywind Demo are out of warranty and hence fully controlled by Statoil.

3 Attachments

Reference lists from the preferred suppliers

Attachment 1 - Reference list [redacted]

Attachment 2 - Reference list [redacted]

Attachment 3 - Reference list [redacted]

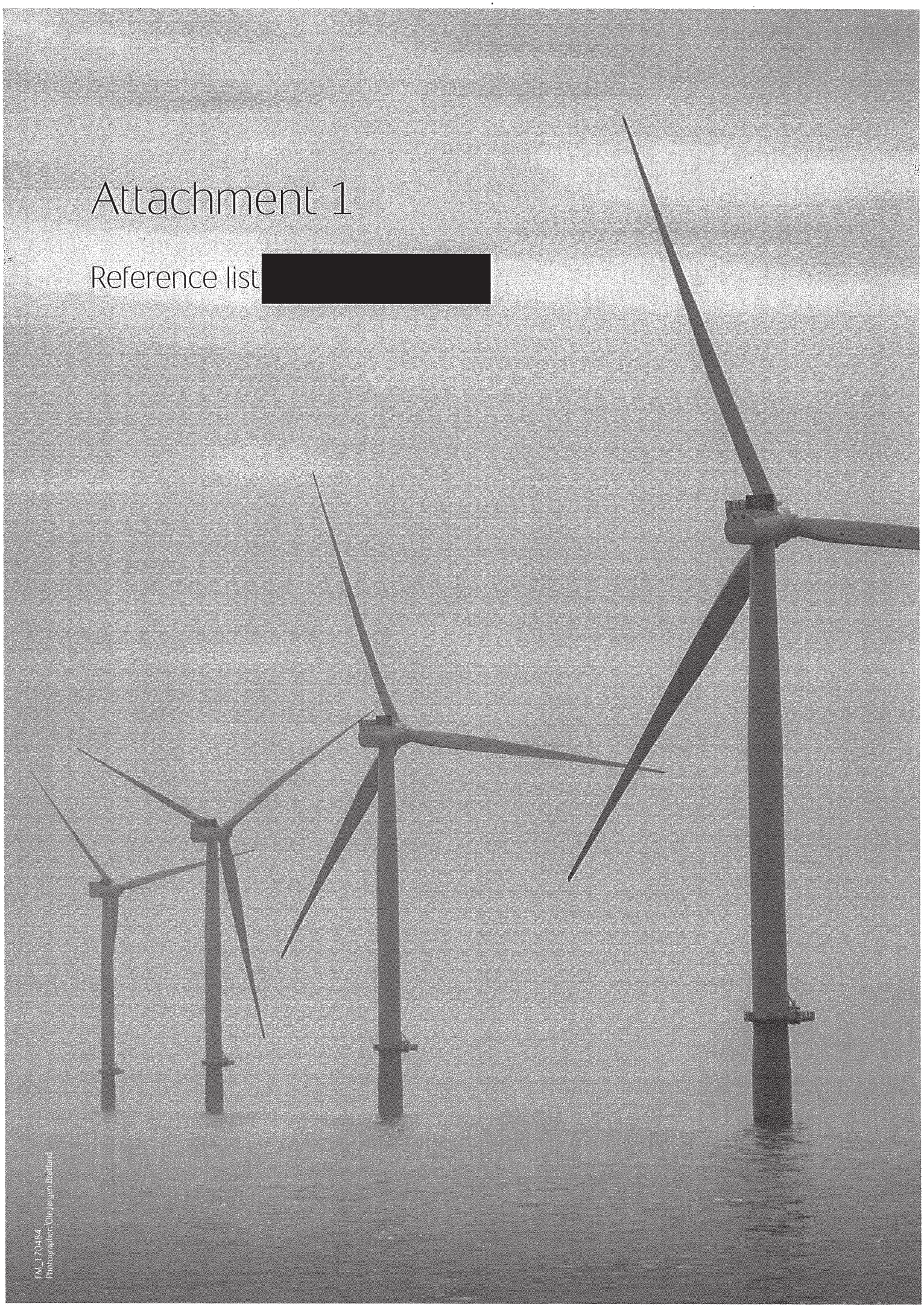
Attachment 4 - Reference list [redacted]

Attachment 5 - Reference list [redacted]

Attachment 6 - Reference list [redacted]

Attachment 1

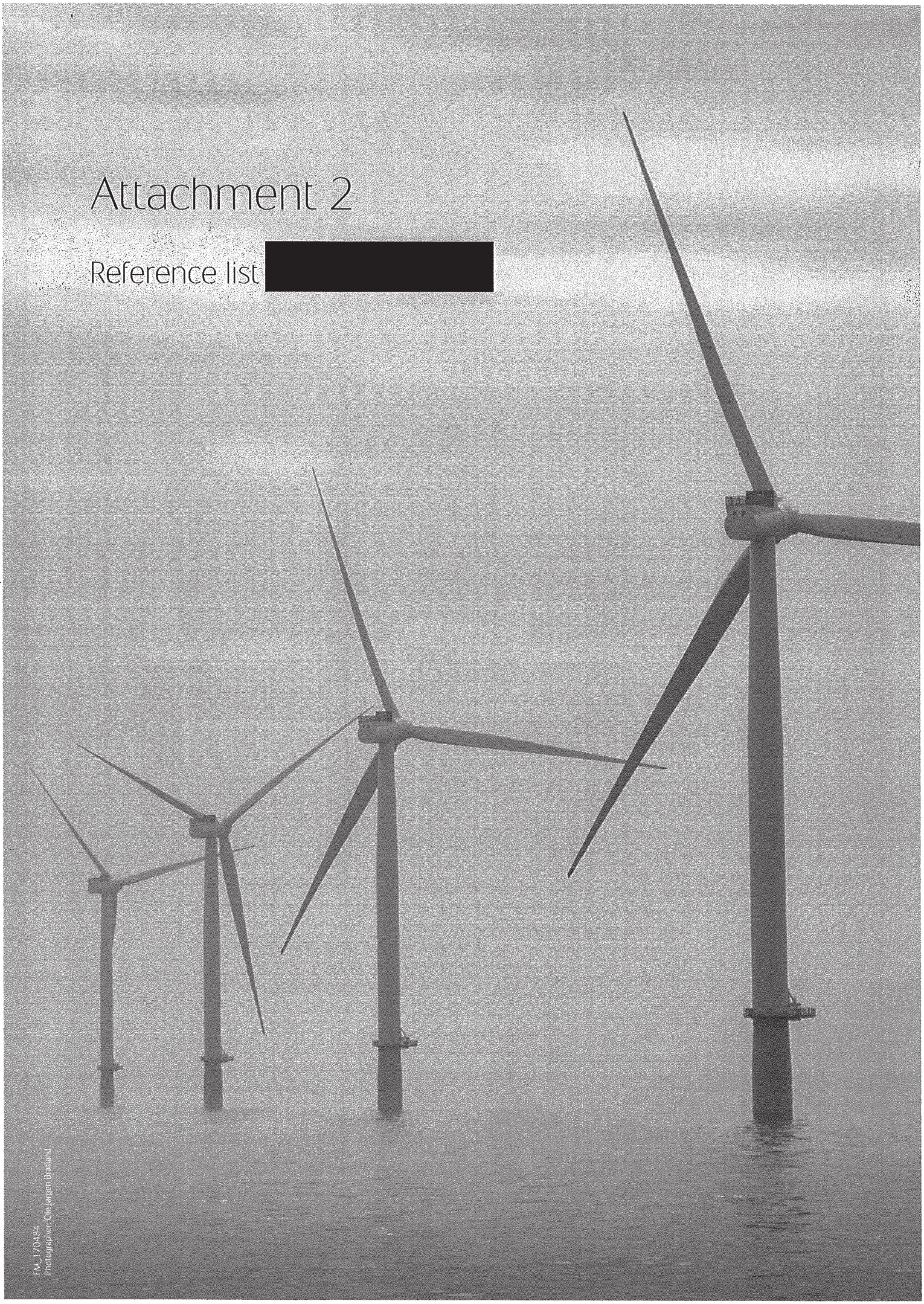
Reference list [redacted]



FM_170484
Photographer: Ole Jørgen Bratland

Attachment 2

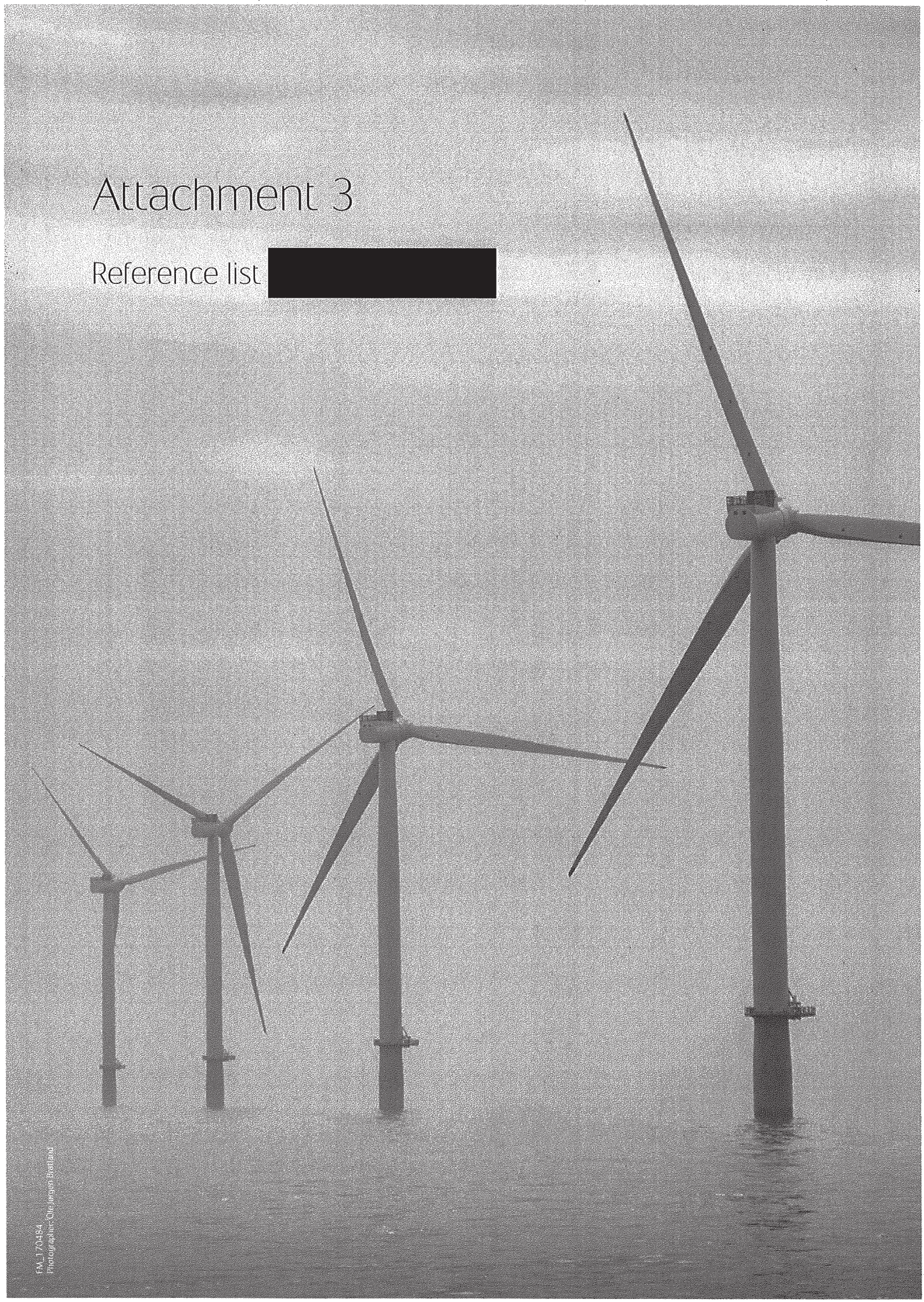
Reference list [redacted]



FM_170484
Photographer: Øystein Brataland

Attachment 3

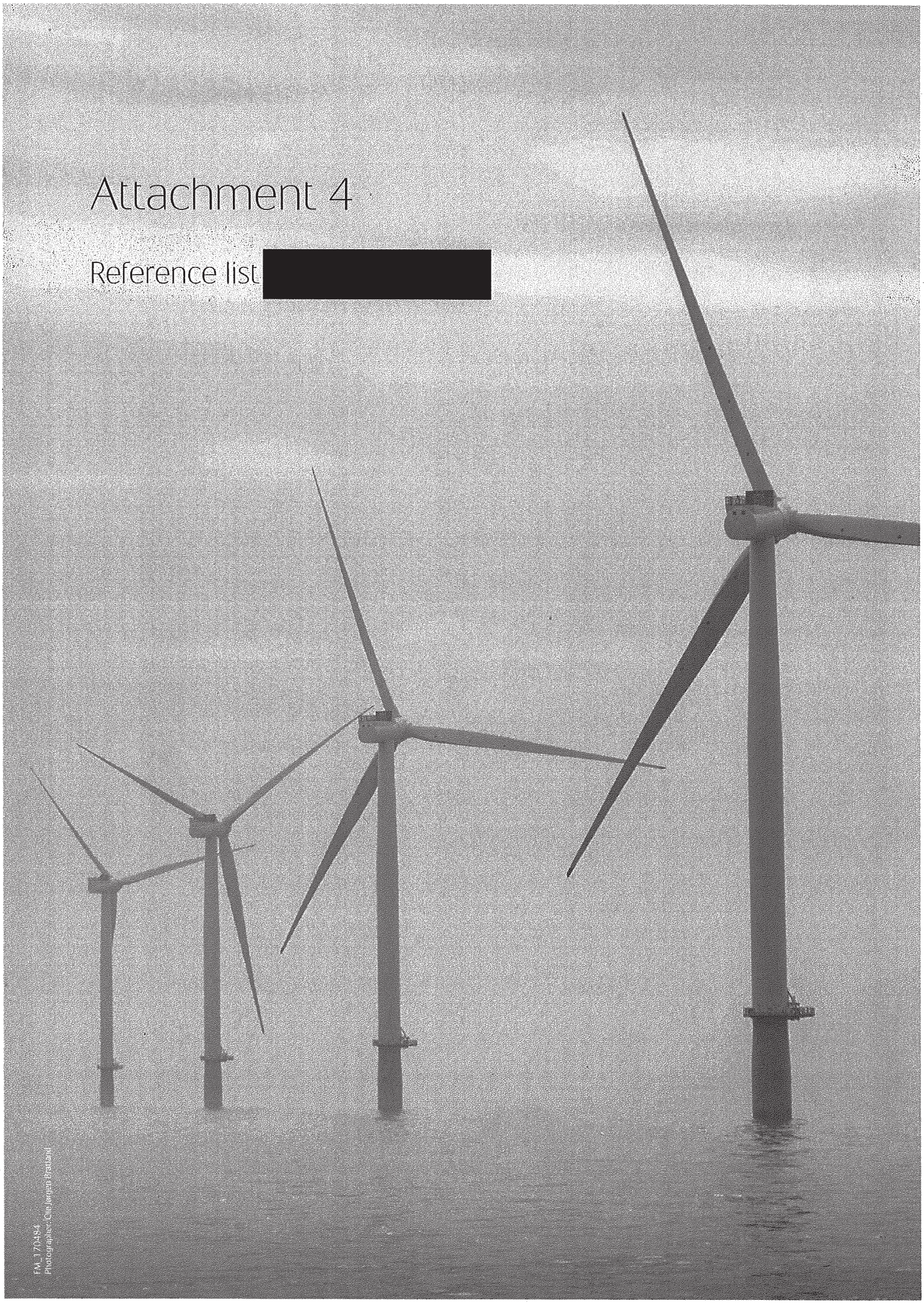
Reference list [redacted]



FM_170484
Photographer: Christensen Bjørland

Attachment 4

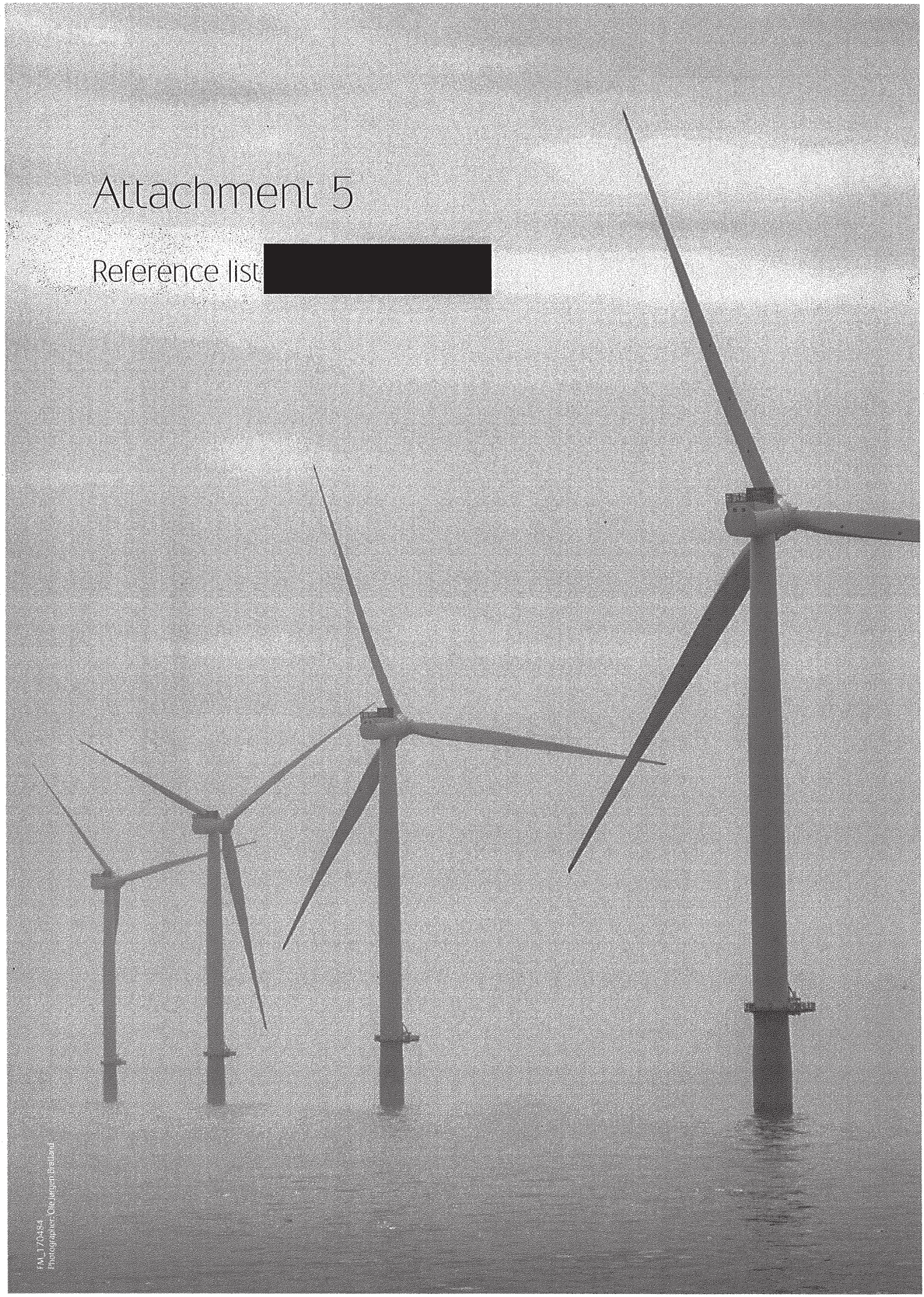
Reference list [redacted]



FM_170484
Photographer: Ole Jørgen Bratland

Attachment 5

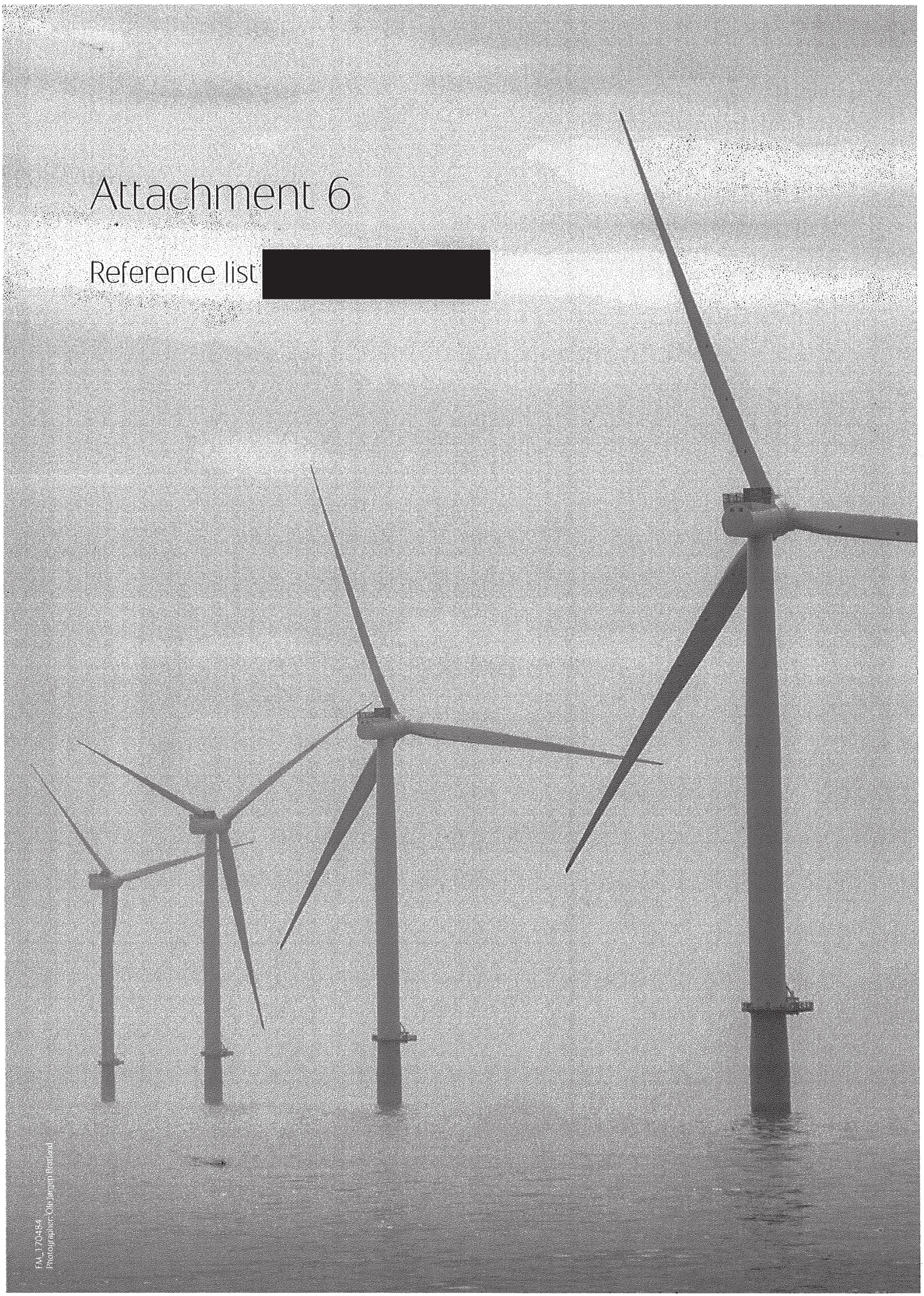
Reference list [redacted]



FM_170484
Photographer: Ole Jørgen Bratland

Attachment 6

Reference list [redacted]



FM_170484
Photographer: Ole Jørgen Bratland

Volledigheidstoets Vergunningsaanvraag WOZ 2017

Referentienummer	VERWZ17021
Naam aanvrager	Redhotpoker C.V.
Intermediair	Redhotpoker C.V.
Datum ingediend	21-12-2017
Adviseur	[redacted]
2e adviseur	

Thema	SDE WOZ Hollandse Kust Zuid K 1 +2
Kies kavel die van toepassing is op deze aanvraag:	
Hollandse Kust (zuid), kavel	I

Twee PA's controleren gezamenlijk of de aanvraag aan de indieningsvereisten voldoet en volledig is. Indien nodig JZ en of OL inschakelen.

Nr.	Controle aanvraag op volledigheid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Is het voorgeschreven formulier gebruikt?		Ja
2	Zijn alle verplichte velden in het formulier correct ingevuld en leesbaar ingevuld? Verplichte velden bevatten gegevens die van invloed zijn op het oordeel.		Ja
	Bijlagen: Controleer of de verplichte bijlagen aanwezig zijn en of ze inderdaad betrekking hebben op de aanvraag en het te ontwikkelen windpark. Bijlagen 11, 12 en 13 zijn verplicht onder voorwaarden. Bijlagen A1 t/m A4 zijn verplicht indien vraag 8.1 van het Aanvraagformulier met 'Ja' is beantwoord. Vul bij de controle Nee in indien een bijlage die verplicht is ontbreekt, onjuist of onvolledig is. In alle andere gevallen Ja/n.v.t. invullen. Indien Nee, vul dan in de volgende tabel de bevinding in.		
3	**Bijlage 1** Samenvattende beschrijving		Ja
4	**Bijlage 2** Windrapport		Ja
5	**Bijlage 3** Exploitatieberekening volgens RVO model		Ja
6	**Bijlage 4** Jaarrekening + eventuele instemming moeder		Ja, zie opm.
7	**Bijlage 5** Financieringsplan		Ja
8	**Bijlage 6** Tabel windturbinegegevens en -locaties		Ja
9	**Bijlage 7** Tabel kabeltracé-gegevens		Ja
10	**Bijlage 8** Overzicht van de kennis en ervaring van de betrokken partijen		Ja
11	**Bijlage 9** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's		Ja
12	**Bijlage 10** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie		Ja
13	**Bijlage 11** Overzicht samenwerkingsverband met ondertekening door elke deelnemer		n.v.t.
14	**Bijlage 12** Verklaring voor bij de aanvraag genoemde niet gecertificeerde turbines		[redacted]
15	**Bijlage 13** Milieueffecten fundatie		n.v.t.
	Bijlagen met aanvullende informatie voor het schaalvoordeel dat ontstaat als aanvrager ook voor de andere kavel heeft aangevraagd en vraag 8.1 met 'ja' is beantwoord.		
16	**Bijlage A1** Samenvattende beschrijving met schaalvoordeel		Ja

17	**Bijlage A2** Exploitatieberekening volgens RVO model met schaalvoordeel		Ja
18	**Bijlage A3** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's met schaalvoordeel		Ja
19	**Bijlage A4** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie met schaalvoordeel		Ja
20	Check of de papieren bijlagen dezelfde zijn als de bijlagen op de USB-stick. Wanneer een bijlage op de USB-stick ontbreekt of verschilt, is de papieren bijlage de geldige versie.		Ja, zie opm.

Opmerkingen en bevindingen van de controles
Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Nr. uit de lijst. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding
6	Toestemming moeder in bijlage 5
20	De rekentabbladen ontbreken in de geprinte versie van de bijlagen 3 en A2. De tabbladen met de invoergegevens zijn gelijk voor de geprinte en de USB versie. Er zijn hiermee voldoende gegevens beschikbaar om de berekening na te rekenen en de investering en OPEX te controleren.

Eindconclusies controles aanvraag op volledigheid **Zijn alle controle vragen met Ja/n.v.t. beantwoord?**	
JA. Ga verder met inhoudelijke toets	Ja
NEE. De aanvraag voldoet niet. Wijs de aanvraag af. Formuleer hieronder in overleg met JZ de afwijstekst.	

Concept afwijstekst

5.

Volledigheidstoets Vergunningsaanvraag WOZ 2017

Referentienummer	VERWZ17022
Naam aanvrager	Redhotpoker C.V.
Intermediair	Redhotpoker C.V.
Datum ingediend	21-12-2017
Adviseur	[redacted]
2e adviseur	

Thema	SDE WOZ Hollandse Kust Zuid K 1 +2
Kies kavel die van toepassing is op deze aanvraag:	
Hollandse Kust (zuid), kavel	II

Twee PA's controleren gezamenlijk of de aanvraag aan de indieningsvereisten voldoet en volledig is. Indien nodig JZ en of OL inschakelen.

Nr.	Controle aanvraag op volledigheid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Is het voorgeschreven formulier gebruikt?		Ja
2	Zijn alle verplichte velden in het formulier correct ingevuld en leesbaar ingevuld? Verplichte velden bevatten gegevens die van invloed zijn op het oordeel.		Ja
	Bijlagen: Controleer of de verplichte bijlagen aanwezig zijn en of ze inderdaad betrekking hebben op de aanvraag en het te ontwikkelen windpark. Bijlagen 11, 12 en 13 zijn verplicht onder voorwaarden. Bijlagen A1 t/m A4 zijn verplicht indien vraag 8.1 van het Aanvraagformulier met 'Ja' is beantwoord. Vul bij de controle Nee in indien een bijlage die verplicht is ontbreekt, onjuist of onvolledig is. In alle andere gevallen Ja/n.v.t. invullen. Indien Nee, vul dan in de volgende tabel de bevinding in.		
3	**Bijlage 1** Samenvattende beschrijving		Ja
4	**Bijlage 2** Windrapport		Ja
5	**Bijlage 3** Exploitatieberekening volgens RVO model		Ja
6	**Bijlage 4** Jaarrekening + eventuele instemming moeder		Ja, zie opm.
7	**Bijlage 5** Financieringsplan		Ja
8	**Bijlage 6** Tabel windturbinegegevens en -locaties		Ja
9	**Bijlage 7** Tabel kabeltracé-gegevens		Ja
10	**Bijlage 8** Overzicht van de kennis en ervaring van de betrokken partijen		Ja
11	**Bijlage 9** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's		Ja
12	**Bijlage 10** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie		Ja
13	**Bijlage 11** Overzicht samenwerkingsverband met ondertekening door elke deelnemer		n.v.t.
14	**Bijlage 12** Verklaring voor bij de aanvraag genoemde niet gecertificeerde turbines		[redacted]
15	**Bijlage 13** Milieueffecten fundatie		n.v.t.
	Bijlagen met aanvullende informatie voor het schaalvoordeel dat ontstaat als aanvrager ook voor de andere kavel heeft aangevraagd en vraag 8.1 met 'ja' is beantwoord.		
16	**Bijlage A1** Samenvattende beschrijving met schaalvoordeel		Ja
17	**Bijlage A2** Exploitatieberekening volgens RVO model met schaalvoordeel		Ja
18	**Bijlage A3** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's met schaalvoordeel		Ja
19	**Bijlage A4** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de		Ja

	kostenefficiëntie met schaalvoordeel		
20	Check of de papieren bijlagen dezelfde zijn als de bijlagen op de USB-stick. Wanneer een bijlage op de USB-stick ontbreekt of verschilt, is de papieren bijlage de geldige versie.		Ja, zie opm.

Opmerkingen en bevindingen van de controles
Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Nr. uit de lijst. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding
6	Toestemming moeder in bijlage 5
20	De rekentabbladen ontbreken in de geprinte versie van de bijlagen 3 en A2. De tabbladen met de invoergegevens zijn gelijk voor de geprinte en de USB versie. Er zijn hiermee voldoende gegevens beschikbaar om de berekening na te rekenen en de investering en OPEX te controleren.

Eindconclusies controles aanvraag op volledigheid **Zijn alle controle vragen met Ja/n.v.t. beantwoord?**	
JA. Ga verder met inhoudelijke toets	Ja
NEE. De aanvraag voldoet niet. Wijs de aanvraag af. Formuleer hieronder in overleg met JZ de afwijstekst.	

Concept afwijstekst

Redhotpoker C.V. (Statoil)
KvK-nummer: 70300194

Het eigen vermogen dient tenminste 20% van de totale investeringskosten te bedragen.

Aanvraag:

Kavel I zonder schaalvoordeel:
Investeringskosten: €[redacted]

Kavel II zonder schaalvoordeel:
Investeringskosten: €[redacted]

Kavels I en II met schaalvoordeel:
Investeringskosten: €[redacted]

Eigen vermogen aanvullen: Ja
Totale eigen vermogen: €[redacted]

Projectplan:

In het projectplan is geen organogram o.i.d gevoegd. Wel wordt er gezegd wie de partners zijn in Redhotpoker C.V.:
- Redhotpoker Alfa B.V.
- Redhotpoker Beta B.V.
- Redhotpoker Gamma B.V.
- Redhotpoker Delta B.V.
- Redhotpoker Epsilon B.V.
- Redhotpoker Beheer B.V.

Alle bedrijven zijn volgens aanvrager onderdeel van Statoil Holding Nederlands B.V. en 100% in eigendom van Statoil Petroleum AS, welke weer 100% eigenaar is van Statoil ASA.

Jaarverslag:
Het jaarverslag 2016 van Statoil ASA is bijgevoegd.
Uit dit jaarverslag blijkt het EV USD 34.059.000.000 (op 31-12-2016). Dit is € 28.096.848.705.
Dit komt aardig overeen met het bedrag dat in de aanvraag staat.

Daarnaast is de jaarrekening 2016 van Statoil Holding Netherlands bijgevoegd.

Uit de instemmingsverklaring blijkt dat Statoil Holding Netherlands B.V. 100% eigenaar is van Redhotpoker C.V. En Statoil ASA de ultieme eigenaar.

KvK-gegevens:
Redhotpoker C.V.: 70300194
Statoil Holding Netherlands B.V.: 24393030

Volgens de KvK is de vennoot van Redhotpoker C.V.: Redhotpoker Beheer B.V. (70299439).
De enig aandeelhouder van Redhotpoker Beheer B.V. is Statoil Holding Netherlands B.V. (24393030).
De enig aandeelhouder van Statoil Holding Netherlands B.V., is Statoil Petroleum AS in Noorwegen. Een verdere link naar Statoil ASA kan niet gemaakt worden.

Stel ik ga van de gegevens van Statoil Holding Netherlands uit: Eigen vermogen is USD 8.369.199.000. Dit is € 6.828.097.414.
Het eigen vermogen / investeringskosten = €6.828.097.414 / €[redacted] * 100% = [redacted]%.
Dit is alleen al meer dan voldoende.

Conclusie:
Er is een jaarverslag van Statoil ASA en de jaarrekening van Statoil Holding Netherlands bijgevoegd. Volgens de KvK gegevens is er een directe link tussen aanvrager en Statoil Holding Netherlands te maken. En niet met Statoil ASA.

Stel ik ga van de gegevens van Statoil Holding Netherlands uit: Eigen vermogen is USD 8.369.199.000. Dit is € 6.828.097.414.
Het eigen vermogen / investeringskosten = €6.828.097.414 / €[redacted] * 100% = [redacted]%.
Dit is meer dan 20%, dus akkoord.

En als ik uit zou gaan van Statoil ASA (€ 29.700.000.000) zou het helemaal voldoende zijn.

Financiële toets Vergunningaanvraag 2017 WOZ

Referentienummer Naam aanvrager	VERWZ17021
Financieel expert	[redacted]
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust (zuid) kavel	I

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Zijn de **jaarrekeningen** van • de aanvrager of • de moederonderneming(en) (schriftelijke instemming van de moeder moet zijn meegestuurd met de aanvraag) of • de deelnemers aan het samenwerkingsverband? (Regeling artikel 3, lid 10.d en artikel 4 lid 3)		Ja
2	Zijn de meest recent vastgestelde **jaarrekeningen** als bijlage meegestuurd en dateren die van 2014 of later? (Regeling artikel 3, lid 10.d)		Ja
3	De financieel expert heeft aan de hand van de jaarrekeningen het totale **eigen vermogen** gecontroleerd (som EV's van de jaarrekeningen). Het eigen vermogen op basis van de analyse van de jaarrekeningen door de financieel expert is: € 33.359.000.000,00 Het eigen vermogen in het jaarrapport bedraagt per 31-12-2016 USD 35.099 Mio. De wisselkoers per 30-12-2016 bedraagt : 1 USD = 0,95043 EUR. Op basis van deze koers bedraagt het EV per 31-12-2016 € 33.359 Mio. Op het aanvraagformulier is het EV in EUR aangegeven bij een wisselkoers USD/EUR van 20-12-2017. *(bron : www.valuta.nl)* Is het eigen vermogen volgens het aanvraagformulier bij vraag 5.5 gelijk aan de som van de eigen vermogens uit de jaarrekening(en)?	Nee	
4	Is het eigen vermogen als percentage van de hoogte van de investering (o.b.v. aanvraagformulier) ≥ **20%**. (Regeling artikel 4, lid 2)? **Let op**: • wanneer de aanvrager voor kavel I en II heeft aangevraagd, moet bij de berekening de som van de investeringen gebruikt worden. (Regeling artikel 4, lid 5) Eigen vermogen: € 33.359.000.000,00 Investering o.b.v. aanvraagformulier: € [redacted] Percentage: [redacted]%		Ja

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
5	Biedt het **financieringsplan** inzicht in de financiering van het windpark, inclusief de beoogde financiers en het beoogde aandeel dat zij zouden dragen ? (Regeling artikel 3 lid 10.b) [redacted]		Ja

	EV in €	Investering in €	EV als % vd inv.
Totaal	33.359.000.000,00	[redacted]	%
Statoil Group	33.359.000.000,00		

Opmerkingen en bevindingen van de controles en herstel.

Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Toetsingslijst Nr. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Herstel is alleen mogelijk als bepaalde informatie niet duidelijk is. In dat geval mag in overleg met JZ een gesloten geformuleerde (ja/nee) verhelderingsvraag gesteld worden. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding

Financiële toets Vergunningaanvraag 2017 WOZ

Referentienummer	VERWZ17022
Naam aanvrager	
Financieel expert	[redacted]
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust (zuid) kavel	II

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Zijn de **jaarrekeningen** van • de aanvrager of • de moederonderneming(en) (schriftelijke instemming van de moeder moet zijn meegestuurd met de aanvraag) of • de deelnemers aan het samenwerkingsverband? (Regeling artikel 3, lid 10.d en artikel 4 lid 3)		Ja
2	Zijn de meest recent vastgestelde **jaarrekeningen** als bijlage meegestuurd en dateren die van 2014 of later? (Regeling artikel 3, lid 10.d)		Ja
3	De financieel expert heeft aan de hand van de jaarrekeningen het totale **eigen vermogen** gecontroleerd (som EV's van de jaarrekeningen). Het eigen vermogen op basis van de analyse van de jaarrekeningen door de financieel expert is: € 33.359.000.000,00 Het eigen vermogen in het jaarrapport bedraagt per 31-12-2016 USD 35.099 Mio. De wisselkoers per 30-12-2016 bedraagt : 1 USD = 0,95043 EUR. Op basis van deze koers bedraagt het EV per 31-12-2016 € 33.359 Mio. Op het aanvraagformulier is het EV in EUR aangegeven bij een wisselkoers USD/EUR van 20-12-2017. *(bron : www.valuta.nl)* Is het eigen vermogen volgens het aanvraagformulier bij vraag 5.5 gelijk aan de som van de eigen vermogens uit de jaarrekening(en)?	Nee	
4	Is het eigen vermogen als percentage van de hoogte van de investering (o.b.v. aanvraagformulier) ≥ **20%**. (Regeling artikel 4, lid 2)? **Let op**: • wanneer de aanvrager voor kavel I en II heeft aangevraagd, moet bij de berekening de som van de investeringen gebruikt worden. (Regeling artikel 4, lid 5) Eigen vermogen: € 33.359.000.000,00 Investering o.b.v. aanvraagformulier: € [redacted] Percentage: [redacted] %		Ja

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
	<table><tr><td></td><td>EV in€</td><td>Investering in€</td><td>EV als % vd inv.</td></tr><tr><td>Totaal</td><td>33.359.000.000,0[redacted]</td><td colspan="2">%</td></tr><tr><td>*Statoil Group*</td><td>33.359.000.000,00</td><td></td><td></td></tr></table>		
5	Biedt het **financieringsplan** inzicht in de financiering van het windpark, inclusief de beoogde financiers en het beoogde aandeel dat zij zouden dragen ? (Regeling artikel 3 lid 10.b) [redacted]		Ja

Opmerkingen en bevindingen van de controles en herstel.

Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Toetsingslijst Nr. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Herstel is alleen mogelijk als bepaalde informatie niet duidelijk is. In dat geval mag in overleg met JZ een gesloten geformuleerde (ja/nee) verhelderingsvraag gesteld worden. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding

9.

Toetsing kavelbesluiten I en II en Waterbesluit 6.16d
Windenergiegebied Hollandse Kust Zuid
Regeling windenergie op zee 2017

Referentienummer	VERWZ17021
Aanvrager	Redhotpoker CV
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust Zuid kavel	I

RVO levert de relevante gegevens aan RWS die nodig zijn om RWS te laten controleren of aan de voorschriften van het kavelbesluit en waterbesluit is voldaan.

RWS stelt een rapport op waarin per lid staat hoe ze de controle hebben uitgevoerd en wat het resultaat is van de controle. De conclusies uit dit rapport neemt RWS over in de onderstaande toetsingslijst. RWS voegt dit rapport toe als bijlage achter de toetsingslijsten.

Lid nr.	Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1?		Ja
2	Ligt het kabeltracé naar het platform binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2?		Ja
3	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones van lid 3?		Ja
4	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en volledig buiten de in lid 3 genoemde contour?		Ja
5	Is het aantal op te richten turbines kleiner of gelijk aan 63?		Ja
6	Is het maximale totale rotoroppervlak kleiner of gelijk aan 1.461.542 m^2?		Ja
7	Hebben de op te richten windturbines per stuk een vermogen dat minimaal 6 bedraagt?		Ja
8	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter?		Ja
9	Is de minimale tiplaagte groter of gelijk aan 25 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja
10	Is de maximale tiphoogte kleiner of gelijk aan 251 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja
11	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha?		Ja

12	Zijn de funderingen van het type monopile, tripod, jacket, gravity based of suction bucket? Of als geen van deze funderingen wordt toegepast, overschrijden de milieueffecten van de fundering niet de grenzen van het kavelbesluit	Ja [redacted]
13	Als opofferingsanodes gebruikt worden, bestaan deze dan uit legeringen van aluminium of magnesium met minder dan 5 gewicht % andere metalen?	Ja
14	**Eindconclusie controles kavelbesluit.** Is het voldoende aannemelijk dat aan alle voorwaarden uit het kavel besluit zal worden voldaan	Ja

Controle op Waterbesluit 6.16d, lid 1 onderdeel c [redacted]

[redacted]

Bijlagen: voeg hier de beoordelingsrapporten toe waaruit blijkt waarom welke antwoorden gegeven zijn in de bovenstaande toetsingslijsten

Resumé GIS checks	**Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid**
	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1? Ja
	Ligt het kabeltracé naar het platform Alpha binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2? Ja
	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones? Ja
	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en buiten de in lid 3 genoemde contour? Ja
	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter? Ja
Artikel 4.3.2 situering en oppervlakte kavel I	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha conform lid 2? Ja

[redacted]

Toetsing kavelbesluiten I en II en Waterbesluit 6.16d
Windenergiegebied Hollandse Kust Zuid
Regeling windenergie op zee 2017

Referentienummer	VERWZ17022
Aanvrager	Redhotpoker CV
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust Zuid kavel	II

RVO levert de relevante gegevens aan RWS die nodig zijn om RWS te laten controleren of aan de voorschriften van het kavelbesluit en waterbesluit is voldaan.

RWS stelt een rapport op waarin per lid staat hoe ze de controle hebben uitgevoerd en wat het resultaat is van de controle. De conclusies uit dit rapport neemt RWS over in de onderstaande toetsingslijst. RWS voegt dit rapport toe als bijlage achter de toetsingslijsten.

Lid nr.	Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1?		Ja
2	Ligt het kabeltracé naar het platform binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2?		Ja
3	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones van lid 3?		Ja
4	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en volledig buiten de in lid 3 genoemde contour?		Ja
5	Is het aantal op te richten turbines kleiner of gelijk aan 63?		Ja [redacted]
6	Is het maximale totale rotoroppervlak kleiner of gelijk aan 1.461.542 m^2?		Ja [redacted]
7	Hebben de op te richten windturbines per stuk een vermogen dat minimaal 6 bedraagt?		Ja [redacted]
8	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter?		Ja
9	Is de minimale tiplaagte groter of gelijk aan 25 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja [redacted]
10	Is de maximale tiphoogte kleiner of gelijk aan 251 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja [redacted]
11	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha?		Ja

12	Zijn de funderingen van het type monopile, tripod, jacket, gravity based of suction bucket? Of als geen van deze funderingen wordt toegepast, overschrijden de milieueffecten van de fundering niet de grenzen van het kavelbesluit	Ja (MP)
13	Als opofferingsanodes gebruikt worden, bestaan deze dan uit legeringen van aluminium of magnesium met minder dan 5 gewicht % andere metalen?	Ja
14	**Eindconclusie controles kavelbesluit.** Is het voldoende aannemelijk dat aan alle voorwaarden uit het kavel besluit zal worden voldaan	Ja

Controle op Waterbesluit 6.16d, lid 1 onderdeel c [redacted]

[redacted]

Bijlagen: voeg hier de beoordelingsrapporten toe waaruit blijkt waarom welke antwoorden gegeven zijn in de bovenstaande toetsingslijsten

Resumé GIS checks	**Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid**
	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1? Ja
	Ligt het kabeltracé naar het platform Alpha binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2? Ja
	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones? Ja
	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en buiten de in lid 3 genoemde contour? Ja
	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter? Ja
Artikel 4.3.2 situering en oppervlakte kavel I	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha conform lid 2? Ja

[redacted]

11.

Inhoudelijke toetsing vergunning 2017 WOZ

Referentienummer	VERWZ17021
Naam aanvrager	Redhotpoker C.V.
Datum ingediend	21-12-2017
Adviseur	[redacted]
2e adviseur	
Thema	Vergunning WOZ Hollandse Kust Zuid K 1 +2
Hollandse Kust (zuid) kavel	I+ II

Twee PA's toetsen de aanvraag inhoudelijk.

In geval van een mogelijk Nee als antwoord eerst overleggen met JZ.

Na een positief oordeel op de indieningsvereisten (Tvol) wordt de aanvraag inhoudelijk getoetst aan de hand van deze toetsingslijst.

De inhoudelijke toets bestaat uit de volgende toetsingslijsten:
1. Aanvraagformulier (RVO)
2. Due dilligence (externe expert)
3. Financiële toets (RVO)
4. Windrapport (externe expert)
5. Exploitatieberekening (RVO)
6. Kavelbesluit voorschrift 2 lid 1 t/m 13 (RWS)
7. Waterbesluit artikel 6.16d, lid 1, onderdeel c (RWS)
8. Samenwerkingsverband (RVO)
9. Rangschikkingscriteria (RVO)

De aanvrager heeft in het aanvraagformulier aangegeven dat hij alleen voor de vergunningen van beide kavels tezamen in aanmerking wil komen. Deze toetsingslijst heeft daarom betrekking op beide kavels.

AF Nr.	Aanvraagformulier	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Komen de **ontwerpgegevens voor het windpark** in het aanvraagformulier sectie 3 overeen met de gegevens in: • het windrapport (bijlage 2) • de tabel windturbine gegevens en locaties (bijlage 6) • de exploitatieberekening (bijlage 3) Bespreek in geval van verschil. De ontwerpgegevens volgens aanvraag formulier zijn: • P50-waarde: [redacted] MWh/jr kavel I • P50-waarde: [redacted] MWh/jr kavel II • Geïnstalleerd vermogen: [redacted] MW per kavel [redacted] • Windturbine: o Merk [redacted] o Type [redacted] o Vermogen per turbine [redacted] MW o Aantal [redacted] per kavel Antwoord: alle gegevens komen overeen		**JA**
2	Is het **opgesteld vermogen** voor minimaal 342 MW tot maximaal 380 MW? (Kavelbesluit I of II Windenergiegebied HKZ, I Besluit) Het opgesteld vermogen is [redacted] MW per kavel		**JA**
3	Is het op basis van het **tijdschema voor bouw en exploitatie** voldoende aannemelijk dat de bouw en exploitatie van het windpark binnen 4 jaar na onherroepelijk worden van de vergunning gestart kan worden (Wet windenergie op zee, artikel 14, lid 1d en Regeling, artikel 4, lid 5). Verwachte afgifte vergunning voorjaar 2018, geplande start levering elektriciteit [redacted]		**JA**
4	Komt de **hoogte van de investering** in het aanvraagformulier bij vraag 5 overeen met die uit de exploitatieberekening (bijlage 3) en het financieringsplan (bijlage 5). Investering bedraagt voor beide kavel samen [redacted]. Is gelijk in alle documenten (Bij verschil tussen aanvraagformulier en de bijlage(n),overleg met JZ over de gevolgen van het verschil)		**JA**

DD Nr.	**Due Dilligence: Capex (Investering) en Opex** (externe adviseur)	Nee	Ja/ n.v.t.
	Een advies van een externe adviseur wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**

DD Nr.	**Due Dilligence: Capex (Investering) en Opex** (externe adviseur)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Een advies van een externe adviseur wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
1	Advies van de due dilligence expert betreffende de CAPEX (investering): De expert vindt de CAPEX duidelijk te laag en niet redelijk Wat zijn de gevolgen van dit advies op de exploitatie? De BVG studie die door de expert als referentie is gebruikt en wel als redelijk kan worden beschouwd, gaat uit van [redacted] k€/MW voor de CAPEX. Deze referentie waarde is gebruikt in een herberekening van het projectrendement. Zie EB voor effect hiervan tezamen met andere factoren. De gevolgen van een eventuele (marginale) bijstelling van de CAPEX op de exploitatieberekening in te toetsingslijst EB verwerken..		
2	Advies van de due dilligence expert betreffende de OPEX: Wat zijn de gevolgen van dit advies voor de exploitatie? De BVG studie die door de expert als referentie is gebruikt en wel als redelijk kan worden beschouwd, gaat uit van [redacted] k€/MW/a voor de OPEX. Deze referentie waarde is gebruikt in een herberekening van het projectrendement. Zie EB voor effect hiervan tezamen met andere factoren. Gevolgen van een eventuele (marginale) bijstelling van de OPEX op exploitatieberekening in de toetsingslijst EB verwerken.		

FT Nr.	**Financiële toets**	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Is het voldoende aannemelijk dat de bouw en exploitatie **financieel haalbaar** is? (wanneer de bouw en exploitatie niet financieel haalbaar is, resulteert dit een afwijzing op grond van Wet WOZ, artikel 14, lid 1.c) Zie financiële toets en moeder dochter document		**JA**

WR Nr.	**Windrapport** (externe adviseur)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Een advies van een externe adviseur wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**

WR Nr.	**Windrapport** (externe adviseur)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
	Neem hieronder de conclusies uit het advies de externe windexpert over.		**JA**
1	Is het windrapport opgesteld door een **onafhankelijke organisatie** met expertise op het gebied van windenergie opbrengstberekeningen? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
2	Is gebruik gemaakt van **gerenommeerde** rekenmodellen, omgevingsmodellen, windmodellen en windkaarten? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
3	Bevat het windrapport de **locatiegegevens** van de windturbines? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
4	Bevat het windrapport merk, type? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
5	Bevat het windrapport de **technische gegevens**: ashoogte, rotordiameter en de vermogenscurve? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
6	Bevat het windrapport de **lokale windgegevens** zoals bijvoorbeeld: gem. windsnelheid, windroos, luchtdichtheid, Weibull, windatlas? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
7	Bevat het windrapport een **berekening van P50-waarde** voor de netto elektriciteitsproductie op jaarbasis van het windpark? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
8	Is in de berekening van de netto P50 opgenomen: de beschikbaarheid, zogeffecten, en terugregelverliezen? En is bij de berekening van de P50-waarde voor het zogeffect, uitsluitend rekening gehouden met de productie-installatie zelf en met het windpark Luchterduinen? (Regeling artikel 3, lid 2)		**JA**

WR Nr.	Windrapport (externe adviseur)	Nee	Ja/ n.v.t.
9	Advies van de expert betreffende het windrapport: [redacted] Ook is P50 aangepast voor verwachte verliezen als gevolg van het zog van complete HKZ + Luchterduinen. Wat zijn de gevolgen (technisch, economisch) van dit advies voor het project? Zie EB voor effect hiervan tezamen met andere factoren. Gevolgen van een eventuele (marginale) bijstelling van de P50 op exploitatieberekening in de toetsingslijst EB verwerken.		

EB Nr.	Exploitatieberekening	Nee	Ja/ n.v.t.
	De resultaten van de exploitatieberekening worden bepaald door aannames omtrent de invoerparameters.		
1	Is de **P50** voldoende aannemelijk? (zie WR 9) Ook na eventuele (marginale) bijstelling.		**JA**
2	Is een **specificatie** van de **investeringskosten** (CAPEX) per component aanwezig? (Regeling, artikel 3 lid 4.a)		**JA**
3	Zijn de **investeringskosten** voldoende aannemelijk? (zie DD 1) Ook na eventuele (marginale) bijstelling. De investeringskosten zijn bijgesteld naar referentiewaarde. Zie DD		**JA**
4	Zijn alle relevante **exploitatiekosten** gespecificeerd? (Regeling, artikel 3 lid 4.b)		**JA**
5	Zijn de **exploitatiekosten** voldoende aannemelijk? (zie DD 2) Ook na eventuele (marginale) bijstelling. De exploitatiekosten zijn bijgesteld naar referentiewaarde. Zie DD		**JA**
6	Zijn alle relevante **inkomsten** gespecificeerd. Inkomsten in het rekenmodel worden bepaald door de marktprijs en de GVO's. (Regeling, artikel 3 lid 4.b)		**JA**
7	Zijn de **inkomsten** zoals in het rekenmodel gespecificeerd voldoende aannemelijk? (Stem eventueel af met expert) Ook na eventuele (marginale) bijstelling. [redacted] Deze wordt als voldoende aannemelijk beschouwd.		**JA**
8	Is de **rente** op vreemd vermogen voldoende aannemelijk? Overleg met financieel expert. Indien alles uit eigen vermogen wordt gefinancierd dan n.v.t. invullen. [redacted]		[redacted]
9	Is het **investeringsschema** voldoende consistent met andere delen van het plan, bijvoorbeeld het financieringsplan en projectplan?		

EB Nr.	Exploitatieberekening	Nee	Ja/ n.v.t.
	Volgens de exploitatieberekening loopt de investering van [redacted] In aanvraagformulier staat beoogde opdrachtverstrekking [redacted] en start levering 1e elektriciteit [redacted]. In het projectplan staat opdracht bouw [redacted] en start operationele fase [redacted]		**JA**
10	Is het **opstartschema** voldoende consistent met andere delen van het plan, bijvoorbeeld het investeringsschema en projectplan? Volgens de exploitatieberekening start de elektriciteitsproductie in [redacted] Dit komt overeen met projectplan en tijdschema in aanvraagformulier		**JA**
11	Is er een berekening van het **projectrendement** over de looptijd van het project? (Doordat het rekenmodel van RVO is voorgeschreven, wordt automatisch hier aan voldaan als het rekenmodel als bijlage is ingediend bij de aanvraag) Het rekenmodel van RVO is gebruikt (Regeling, artikel 3, lid 4.c)		**JA**
12	Is het voldoende aannemelijk dat de bouw en exploitatie **economisch haalbaar** is? De CAPEX, OPEX en de P50 zijn bijgesteld naar [redacted] referentiewaarden. Na herberekening is het projectrendement nog steeds positief (niet economisch haalbaar, dan afwijzing op grond van Wet WOZ, artikel 14, lid 1.e)		**JA**

KB Nr.	**Kavelbesluit** (externe adviseur, RWS)	Nee	Ja/ n.v.t.
	Een advies van een externe adviseur, waarbij binnen RVO onvoldoende expertise is, wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
	Neem in deze toetsingslijst de conclusies uit het rapport van de externe expert over.		
1	Is voldoende aannemelijk gemaakt dat aan het Kavelbesluit zal worden voldaan? (Wet WOZ, artikel 14, lid 1.f en Regeling, artikel 3, lid 1.b)		**JA**

WB Nr.	**Waterbesluit artikel 6.16d, lid1, onderdeel c** (externe adviseur, RWS)	Nee	Ja/ n.v.t.
	Een advies van een externe adviseur, waarbij binnen RVO onvoldoende expertise is, wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**

WB Nr.	**Waterbesluit artikel 6.16d, lid1, onderdeel c** (externe adviseur, RWS)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
	Neem in deze toetsingslijst de conclusies uit het rapport van de externe expert over.		
1	Heeft de aanvrager, indien hij niet gecertificeerde turbines in het aanvraagformulier heeft vermeld, voldoende aannemelijk gemaakt tijdig te voldoen aan het Waterbesluit artikel 6.16d, lid 1, onderdeel c?		[redacted]

SV Nr.	**Samenwerkingsverband**	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
1	Als er geen samenwerkingsverband is, dan is bijlage 9 niet verplicht, kies dan n.v.t. Als er wel sprake is van een samenwerkingsverband en de bijlage 9 is toegevoegd en correct, kies dan Ja, anders kies Nee. (Regeling, artikel 3, lid 10.c)		**n.v.t.**

23 Nr.	**Toets op Wet WOZ, artikel 23 lid2: d, e, f, g, h,**	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
1	In de raming van de **maatschappelijke kosten** bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel d**, van de wet, wordt ten minste aandacht besteed aan de bezetting van het net van de netbeheerder van het net op zee uitgedrukt in het aantal MWh per jaar. (Regeling, artikel 3, lid 5) Is in de aanvraag het aantal MWh per jaar (P50) benoemd? Er is een Windrapport met P50 berekening toegevoegd.		**JA**
2	Omvat de **inventarisatie en analyse van de risico's**, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel e**, van de wet, ten minste: a) de risico's bij de bouw van het windpark; b) het risico van fluctuerende elektriciteitsprijzen en de waarde van garanties van oorsprong; c) de risico's bij de exploitatie van het windpark?		**JA** **JA** **JA**
3	Omvat de **omschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie**, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel f**, van de wet ten minste a) de methodes van risicobeheersing, b) de wijze waarop risico's in het verleden zijn geborgd en bij thans lopende projecten voor windenergie op zee worden geborgd, c) alsmede de voorgenomen mitigerende maatregelen ten aanzien van de in het zesde lid bedoelde risico's.		**JA** **JA** **JA**
4	Bevat de aanvraag de onderstaande bij de bouw en exploitatie		

23 Nr.	Toets op Wet WOZ, artikel 23 lid2: d, e, f, g, h,	Nee	Ja/ n.v.t.
	van het windpark **betrokken partijen**, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel g**, van de wet: a) de aanvrager en indien de aanvrager een samenwerkingsverband betreft, elke deelnemer aan het samenwerkingsverband; b) de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement; c) de leverancier van de windturbines; d) de installateur van de windturbines; e) de leverancier van de funderingen; f) de installateur van de funderingen; g) de leverancier van de parkbekabeling; h) de installateur van de parkbekabeling; i) de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening van het windpark.		**JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA**
5	Omvat de **beschrijving van de kennis en ervaring** van de betrokken partijen, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel h**, van de wet, de kennis en ervaring bij windparken op zee: a) het geïnstalleerd vermogen van de windparken waarvoor door de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement tijdens de bouw het projectmanagement is gedaan; b) het aantal door de leverancier geleverde windturbines; c) het aantal door de installateur geïnstalleerde windturbines; d) het aantal door de leverancier geproduceerde funderingen; e) het aantal door de installateur geïnstalleerde funderingen; f) het aantal windturbines waarvoor door de leverancier parkbekabeling is geleverd; g) het aantal windturbines dat door de installateur van de parkbekabeling is aangesloten; h) het geïnstalleerd vermogen van de windparken dat de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening in onderhoud heeft en bedient.		**JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA**

Opmerkingen en bevindingen van de controles en herstel.

Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Toetsingslijst Nr. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Herstel is alleen mogelijk als bepaalde informatie niet duidelijk is. In dat geval mag in overleg met JZ een gesloten geformuleerde (ja/nee) verhelderingsvraag gesteld worden. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

TL	Nr.	Opmerking/bevinding
		Geen opmerkingen

Eindconclusie inhoudelijke beoordeling

De eindconclusie van de inhoudelijke beoordeling is gebaseerd op de hiervoor ingevulde toetsingslijsten.

Rangschikken Ja of Nee?	
De aanvraag voldoet aan de indieningsvereisten (TVol) en alle inhoudelijke toetsingscriteria in de toetsingslijsten zijn met Ja of n.v.t. beantwoord. **Ja** deze aanvraag wordt opgenomen op in de rangschikking.	**JA**
De aanvraag voldoet niet. Wijs de aanvraag af op een relevante wettelijke grondslag. Formuleer hieronder in overleg met JZ de afwijstekst en ga verder met het afwijsproces. **Nee** deze aanvraag wordt niet opgenomen in de rangschikking.	

Concept afwijstekst:

Inventarislijst

Documenten m.b.t. de aanvragen voor vergunningen voor Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid), kavels I en II van Oranje Wind Power C.V.

Kavel I

Nr.	Document	Afzender	Ontvanger
	Aanvraag:		
1.	Aanvraagformulier	Oranje Wind Power C.V.	RVO
2	Appendix 1 Summary Description	Oranje Wind Power C.V.	RVO
3.	Appendix 2 Wind Report	Oranje Wind Power C.V.	RVO
4a.	Appendix 3 Exploitation Calculation	Oranje Wind Power C.V.	RVO
4b.	Appendix 3 Explanatory note on power price assumptions	Oranje Wind Power C.V.	RVO
5a.	Appendix 4 Annual Report 2016 innogy SE	Oranje Wind Power C.V.	RVO
5b.	Appendix 4 Assent of innogy SE to use its equity	Oranje Wind Power C.V.	RVO
5c.	Appendix 4 Extract from Chamber of Commerce	Oranje Wind Power C.V.	RVO
6.	Appendix 5 Financing plan	Oranje Wind Power C.V.	RVO
7.	Appendix 6 Wind Turbine Details and Coordinates	Oranje Wind Power C.V.	RVO
8.	Appendix 7 Cable Route Details	Oranje Wind Power C.V.	RVO
9.	Appendix 8 Knowledge and Experience	Oranje Wind Power C.V.	RVO
10.	Appendix 9 Criterion E	Oranje Wind Power C.V.	RVO
11.	Appendix 10 Criterion F	Oranje Wind Power C.V.	RVO
12.	Niet nader te noemen document	Oranje Wind Power C.V.	RVO
13.	Appendix A1 Summary Description	Oranje Wind Power C.V.	RVO
14.	Appendix A2 Exploitatiemodel schaalvoordeel SDE Windenergie op zee Hollandse Kust kavel I en II	Oranje Wind Power C.V.	RVO
15.	Appendix A2 Explanatory note on power price assumptions	Oranje Wind Power C.V.	RVO
16.	Appendix A3 Criterion E	Oranje Wind Power C.V.	RVO
17.	Appendix A4 Criterion F	Oranje Wind Power C.V.	RVO
	Beoordelingsdocumenten:		
18.	Volledigheidstoets	RVO	
19.	Vermogenstoets	RVO	
20.	Financiële toets	RVO	
21.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d	RWS	RVO
22.	Advies P50, CAPEX en OPEX Review Deutsche Windguard	Deutsche Windguard	RVO
23.	Herberekening projectrendement	RVO	
24.	Rangschikking HKZ I + II	RVO	

25.	Onderbouwing score aanvragers	RVO	
26.	Scoretabel aanvragers criterium E en F	RVO	
27.	Inhoudelijke toets	RVO	
28.	Besluit tot afwijzing vergunningsaanvragen HKZ I en II	RVO	Oranje Wind Power C.V.

Kavel II

Nr.	Document	Afzender	Ontvanger
	Aanvraag:		
29.	Aanvraagformulier	Oranje Wind Power C.V.	RVO
30.	Appendix 1 Summary Description	Oranje Wind Power C.V.	RVO
31.	Appendix 2 Wind Report	Oranje Wind Power C.V.	RVO
32a.	Appendix 3 Exploitation Calculation	Oranje Wind Power C.V.	RVO
32b.	Appendix 3 Explanatory note on power price assumptions	Oranje Wind Power C.V.	RVO
33a.	Appendix 4 Annual Report 2016 innogy SE	Oranje Wind Power C.V.	RVO
33b.	Appendix 4 Assent of innogy SE to use its equity	Oranje Wind Power C.V.	RVO
33c.	Appendix 4 Extract from Chamber of Commerce	Oranje Wind Power C.V.	RVO
34.	Appendix 5 Financing plan	Oranje Wind Power C.V.	RVO
35.	Appendix 6 Wind Turbine Details and Coordinates	Oranje Wind Power C.V.	RVO
36.	Appendix 7 Cable Route Details	Oranje Wind Power C.V.	RVO
37.	Appendix 8 Knowledge and Experience	Oranje Wind Power C.V.	RVO
38.	Appendix 9 Criterion E	Oranje Wind Power C.V.	RVO
39.	Appendix 10 Criterion F	Oranje Wind Power C.V.	RVO
40.	Niet nader te noemen document	Oranje Wind Power C.V.	RVO
41.	Appendix A1 Summary Description	Oranje Wind Power C.V.	RVO
42.	Appendix A2 Exploitatiemodel schaalvoordeel SDE Windenergie op zee Hollandse Kust kavel I en II	Oranje Wind Power C.V.	RVO
43.	Appendix A2 Explanatory note on power price assumptions	Oranje Wind Power C.V.	RVO
44.	Appendix A3 Criterion E	Oranje Wind Power C.V.	RVO
45.	Appendix A4 Criterion F	Oranje Wind Power C.V.	RVO
	Beoordelingsdocumenten:		
46.	Volledigheidstoets	RVO	
47.	Vermogenstoets	RVO	
48.	Financiële toets	RVO	
49.	Toetsing kavelbesluiten I en II en waterbesluit 6.16d	RWS	RVO
50.	Advies P50, CAPEX en OPEX Review Deutsche Windguard	Deutsche Windguard	RVO

51.	Herberekening projectrendement	RVO	
52.	Rangschikking HKZ I + II	RVO	
53.	Onderbouwing score aanvragers	RVO	
54.	Scoretabel aanvragers criterium E en F	RVO	
55.	Inhoudelijke toets	RVO	
56.	Besluit tot afwijzing vergunningsaanvragen HKZ I en II	RVO	Oranje Wind Power C.V.

13.

innogy

Hollandse Kust Zuid I&II

Appendix A1

Summary Description

20 December 2017

Table of Contents

EXECUTIVE SUMMARY

1.1 Project description

At this stage of project planning, innogy's base case turbine type is the [redacted] Offshore supplied by [redacted] All planning presented in this document is based on this base case turbine. In order to maintain competitive pressure on costs reduction, alternative turbine types for the power generation facility have been shortlisted (see section 4.2) and the turbine type will ultimately be selected in a competitive tender after bid award (see section 4.2).

Turbine layouts have been identified, with a total of [redacted] WTGs for Windgebied Hollandse Kust Zuid Kavel I (hereafter referred to as Site I) and [redacted] WTGs for Windgebied Hollandse Kust Zuid Kavel II (hereafter referred to as Site II) to give a total of [redacted] positions across both Sites. Site I & II will each have a capacity of [redacted] MW. This results in a total capacity across both sites of [redacted] MW.

The supporting infrastructure necessary for this project are support structures (towers, sub-structures, foundations) and Inter Array Cables (IAC). The foundation concept selected is monopiles and 66kV [redacted] IAC will connect the turbines to the Hollandse Kust Zuid Alpha Offshore Substation Platform (OSP).

[redacted]

1.2 Implementation phase

There are two sub-phases during the implementation n phase.

- The development sub-phase runs from bid award and agreement with the grid operator's conditions to Final Investment Decision (FID). This sub-phase includes site investigations, engineering design and contracting, all to commence upon permit award planned for March 2018.
- The construction sub-phase runs from FID to the completion of offshore installation, covering:
  - Ordering of materials, to commence directly after FID [redacted]
  - Complete foundation, IAC and turbine engineering design by [redacted] and IAC cable installation and routing engineering by [redacted]
  - Manufacturing starting for foundations and IAC in [redacted] and for turbines in [redacted] and being completed in [redacted] (FOD & IAC) and [redacted] (turbines); and
  - Offshore installation to start in [redacted] and finish in [redacted]

The construction sub-phase allows a [redacted] offshore installation programme running from [redacted] The start of electricity production begins once the first turbines are commissioned. Commissioning is expected to start in [redacted] for the first turbine and will continue until [redacted]

1.3 Operating phase

The operational phase is planned to start directly after the first turbine is commissioned and taken over in [redacted] The take-over of the complete wind farm is planned for [redacted] following the commissioning and testing of the last turbine. [redacted]

The maintenance of the turbines will [redacted]

The supporting infrastructure (foundations and IAC) will have [redacted]

1.4 Decommissioning phase

The wind farm is planned to be taken out of operation after the operational life of [redacted] years. Decommissioning will start after a wind turbine is taken out of operation, with the complete wind farm being decommissioned no later than 30 years after the permit is granted. A final decommissioning programme will be prepared in sufficient time before decommissioning activities commence. This final programme will be informed by an updated environmental impact review and influenced by the technology and decommissioning best practice available and the legislative framework in place at the time.

Acronyms and abbreviations

Acronym	Description
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure
CCR	Central Control Room
CCTV	Closed Circuit Television
DEVEX	Development Expenditure
EIA	Environmental Impact Assessment
EPCI	Engineering, Procurement, Construction, Installation
FDD	Final Detailed Design
FC	Financial Close
FEED	Front End Engineering Design
FID	Final Investment Decision
IAC	Inter Array Cables
ICCP	Impressed Current Corrosion Protection
LAT	Lowest Astronomical Tide (m)
MSL	Mean Sea Level (m)
[redacted]	[redacted]
MW	Megawatt
O&M	Operations and Maintenance
OEM	Original Equipment Manufacturer
OPEX	Operational Expenditure
OSP	Offshore Substation Platform
RASCI	Responsible, Accountable, Support, Consult, Inform
RNA	Rotor Nacelle Assembly
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SMA	Service and Maintenance Agreement
TSA	Turbine Supply Agreement
WTG	Wind Turbine Generator

Note to Reader

References to the Kavelbesluiten within this Appendix refer to:

Part III of the "Kavelbesluit I windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)" (Wind Farm Site Decision HKZ WFS I); and

Part III of the "Kavelbesluit II windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) (Wind Farm Site Decision HKZ WFS II).

2 Introduction

In accordance with the instructions provided by RVO.nl, this Appendix describes how innogy plans to deliver and operate the wind farm. It provides a summary description of the intended implementation, operation and decommissioning plans for the project incorporating the economies of scale.

[redacted]

[redacted]

2.2 3-role principle

Managing the construction of a complex offshore project with subcontractors and trades involved, while simultaneously keeping ensure a delivery within budget and avoiding conflicts of interest is challenging. To ensure conflicts of interest can be better managed or even avoided in future, innogy has successively introduced the [redacted]

[redacted]

2.3 Track record and experience

innogy has a strong track record in offshore wind with significant experience in developing, building and operating offshore wind projects. Highlights of innogy's experience and skills are:

- innogy established the 1st UK offshore wind farm, North Hoyle.
- The portfolio of operating offshore wind farms includes Nordsee Ost (295 MW), Gwynt y Mor (576 MW), Greater Gabbard (576 MW), Nordsee One (332 MW), Rhyl Flats (90 MW), Thornton Bank (325 MW) and Galloper (336 MW).
- The company has strong skills in general project management, a strong local presence, and significant experience with the main tier 1 wind turbine and balance of plant offshore suppliers.

innogy and its subsidiaries like Essent NV, 's-Hertogenbosch, are committed to the Dutch Renewables market and the Dutch offshore wind pipeline has been identified as a matter of priority for all innogy's group companies. Evidence of this is are:

- innogy's long term strategy is to grow the onshore and offshore wind portfolio and the Netherlands is considered one of the core markets.
- innogy has full regulatory knowledge and understanding of the Dutch systems and has membership with relevant business organisations (including TKI Wind op Zee, involved in offshore wind innovation) and direct contacts to relevant stakeholders at all levels.
- Participation at the offshore wind development path of the Netherlands with the Tromp Binnen project or the participation at the Borssele tenders.

3 Project description

As well as the turbine, the supporting infrastructure consists of towers, monopile substructures and foundations and Inter Array Cables (IAC). In line with innogy's understanding of the application guidance documents, the term "foundations" is used throughout this application to refer to both the sub-structures and the foundation (below seabed structures), unless otherwise indicated.

The key technical considerations and contracting scopes are presented in this section and a summary of the economies of scale from combining the Hollandse Kust Zuid sites I&II (Section 3.3.6) is also included.

3.1 Turbine type

The turbine type planned to be used for the wind farm is the [redacted] Offshore supplied by [redacted]

All planning presented in this document is based on this base case turbine. [redacted]

This meets the requirement in Reg 2 (7) of the Kavelbesluiten, which only permits turbines of minimal 6 MW capacity.

The [redacted] MW turbine is [redacted] MW and developed on the same platform as the [redacted] MW. [redacted]

Each site has a capacity of [redacted] MW [redacted] equivalent to [redacted] MW turbines per site. This results in a total capacity across both sites of [redacted] MW (including overplanting of [redacted] MW). This meets both:

- the WFSD for HKZ I and HKZ II which requires a total installed capacity of between 342-380 MW per wind farm site; and
- the requirement in Reg 2 (5) of the Kavelbesluiten which restricts the number of wind turbines to a maximum of 63 turbines (per site).

The [redacted] MW turbine has a swept area of [redacted] m^2. The total swept area for the site will be [redacted] m^2. This meets the requirement in Reg 2 (6) of the Kavelbesluiten, which states that the maximum swept area allowed is 1,461,542 m^2 (per site).

Hub height is [redacted] m above mean sea level (MSL) and the maximum tip height from MSL is [redacted] m MSL, which is within the requirement of a maximum tip height of [redacted] m above mean sea level (MSL) as stated in Reg 2 (10) of the Kavelbesluiten. The minimum distance between the tip of the lowest rotor blade and sea level is [redacted] m MSL. This is greater than the minimum requirement of 25 m (MSL) as specified in Reg 2 (9) of the Kavelbesluiten.

[redacted]

[redacted]

The key technical parameters of the wind turbine are summarised in Table 1.

Table 1 Key wind turbine parameter levels. n/a – not applicable

Parameter	Value	Kavelbesluiten Condition Information
Turbine type	[redacted] MW	n/a
Turbine rating	[redacted] MW	Minimum is 6 MW
Rotor diameter	[redacted] m	n/a
Blade length	[redacted] m	n/a
Swept area per WTG	[redacted] m^2	n/a
Swept area per site (40 WTGs per site)	[redacted] m^2	Maximum is 1,461,542 m^2
Highest tip level from MSL	[redacted] m	Maximum is 251 m
Lowest tip level above MSL	[redacted] m	Minimum is 25 m
Hub height above MSL	[redacted] m	n/a
Design life [years]	[redacted]	n/a

[redacted]

[redacted]

A description of the implementation plan is covered in Section 4 and of the operating plan in Section 5.

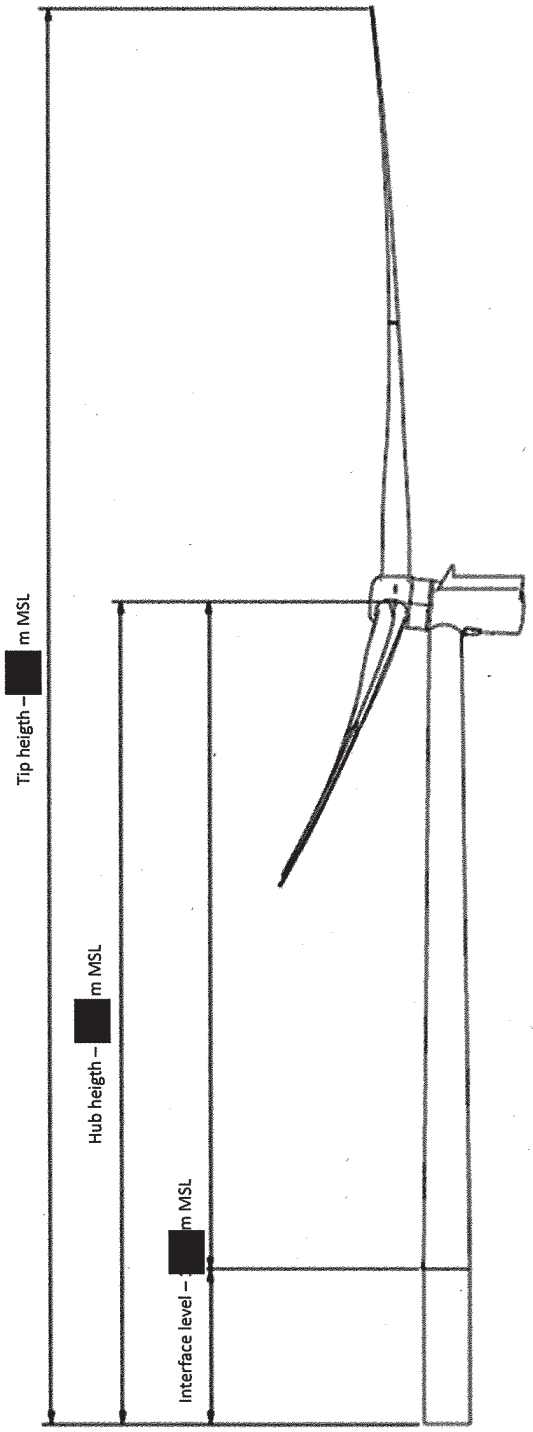


Figure 1 Key WTG parameter levels

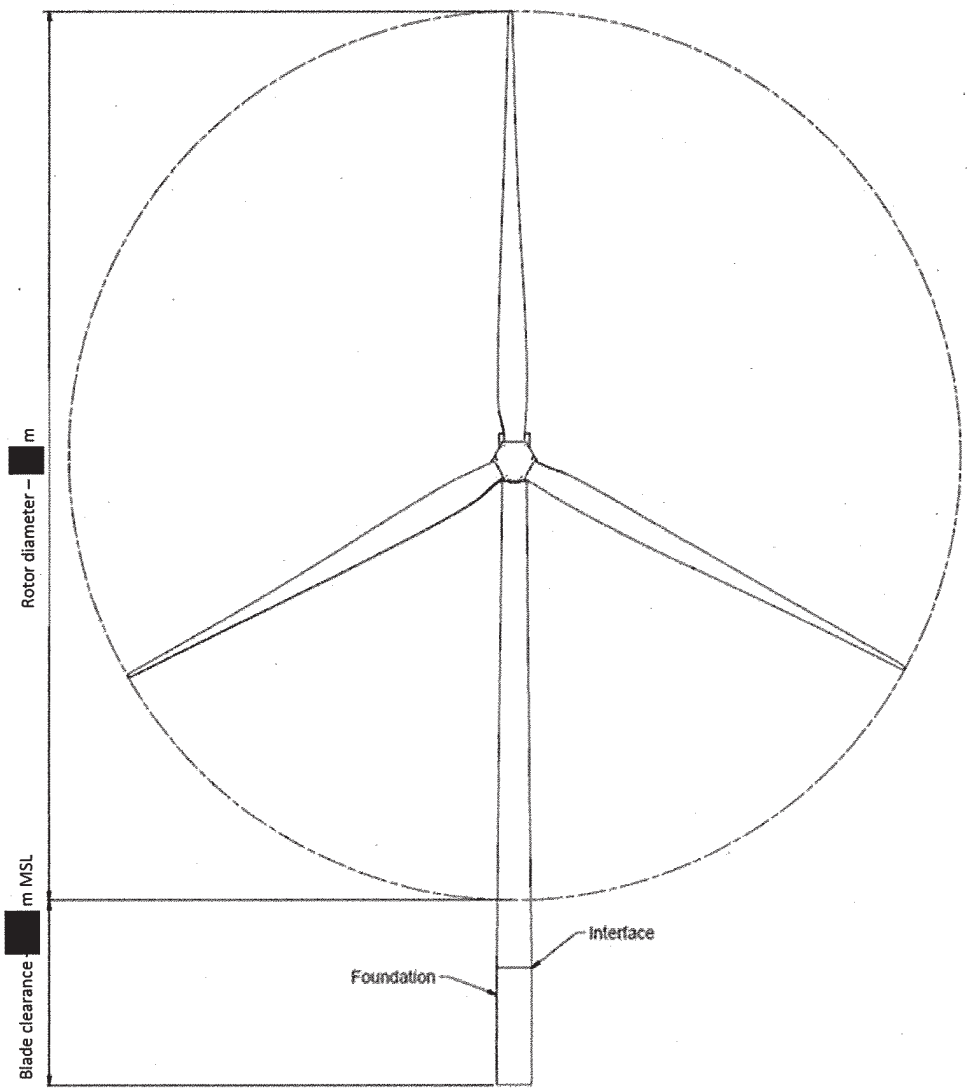


Figure 2 Key WTG parameter levels

3.1.1 Turbine installation

[redacted]

3.2 Turbine locations

The turbine locations for each site are illustrated in the turbine and IAC layout for Site I (Figure 3) and Site II (Figure 4). These figures illustrate that, in accordance with the conditions:

- The turbine locations are positioned so that the rotor blades are completely within the wind farm site boundary contours and completely outside of the cable and pipeline maintenance zones, as per Reg 2 (4) of the Kavelbesluit;
- The minimum distance between WTGs is greater than four times the rotor diameter, as per Reg 2 (8) of the Kavelbesluit; and
- The IAC strings connect to the TenneT HKZ Alpha OSP, as per Reg 2 (11) of the Kavelbesluit.

Figure 3 Indicative wind turbine and IAC layout – Site I

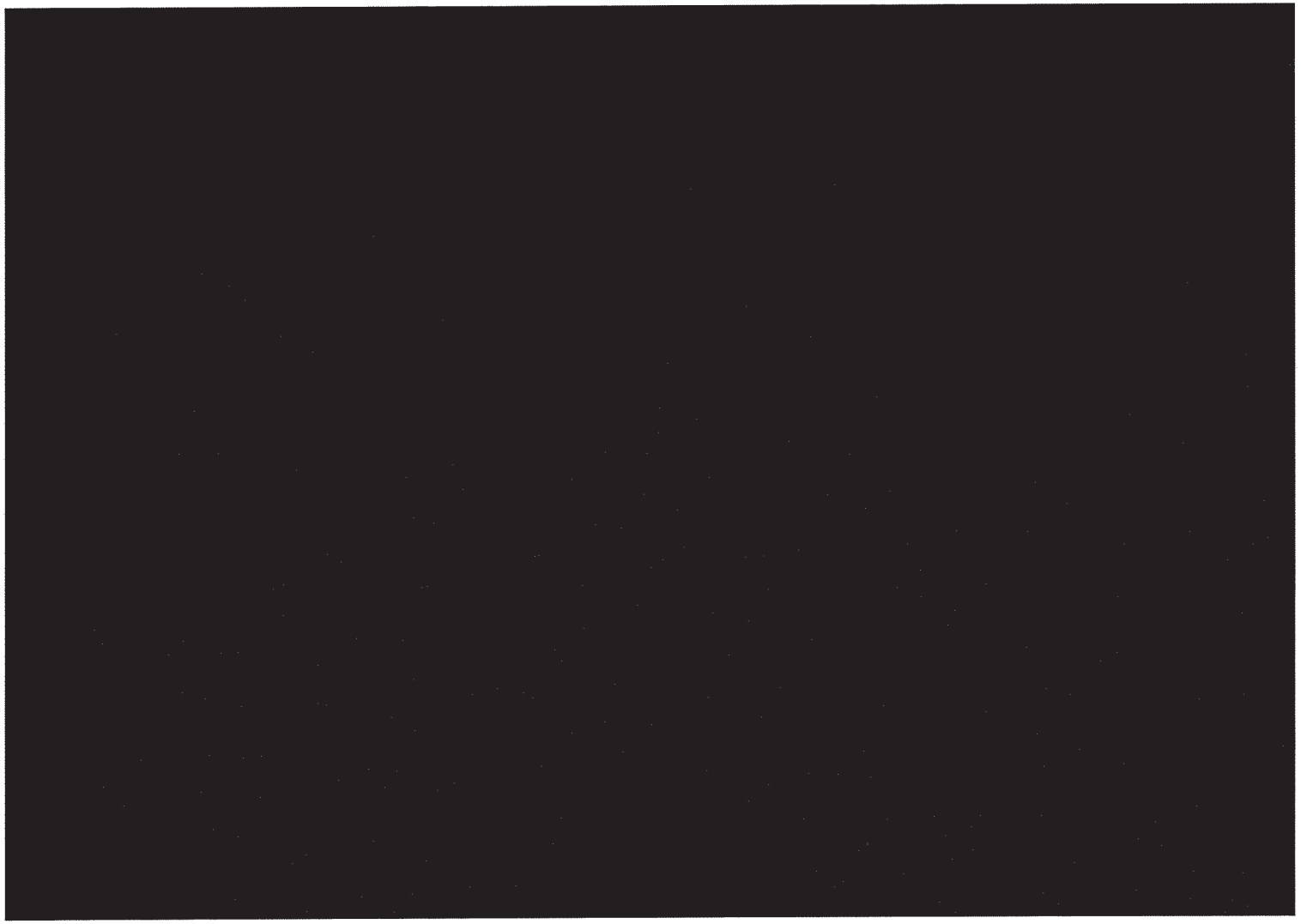


Figure 4 Indicative wind turbine and IAC layout – Site II

The corresponding WTG layout coordinates are presented in Table 2.

Table 2 Wind turbine layout coordinates. The coordinate system is UTM31N / ETRS1989.

[redacted]

3.3 Supporting infrastructure

The supporting infrastructure necessary for Site I and Site II are foundations and IAC. [redacted]

3.3.1 Contracting scopes of work

[redacted]

3.3.2 Interfaces between contracts

Interfaces in the project's contract scopes of work will be dealt with via the RASCI (Responsible, Accountable, Support, Consult, Inform) principle. All relevant interfaces between the different parties involved in the project will be defined and set out in an interface matrix and the relevant responsibilities allocated to them. Interfaces are particularly relevant to the project plan, such as with turbine and foundation compatibility (i.e. design of flange connection) and cable terminations (i.e. IAC to the substructure or OSP).

The various parties that have been identified are:

- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- Transmission System Operator (TenneT); and
- Third parties like [redacted].

3.3.3 Operational facilities

[redacted] It is intended to use [redacted] as the Operations and Maintenance (O&M) base port due to [redacted]

[redacted] will be used in the offshore logistics for planned/unplanned maintenance and inspections.

[redacted] is planned to be located in [redacted] and will be the main point for controlling and monitoring the wind farm. The CCR will contain the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Closed Circuit Television (CCTV) work stations, together with facilities for marine coordination. The CCR will also include a facility to provide accurate information to the energy trading functions of the Applicant.

3.3.4 Foundations

The foundation concept chosen for Site I and Site II is a monopile and therefore complies with Reg 2 (12) of the Kavelbesluiten. The next paragraphs will describe the different elements of the foundation concept as well as the design and installation of the foundations.

3.3.4.1 Transition piece

The transition piece connects the monopile and the turbine tower. The figure below illustrates an example of a transition piece (yellow) and monopile assembly.

In case the switch gear shall be located inside the transition piece it might be pre-installed onshore at the fabrication facility. Alternatively it can be located in the turbine tower. The IAC is fed into the turbine foundation through the monopile and routed towards the switchgear or a junction box.

[redacted]

3.3.4.2 Turbine access

The turbine can be accessed through a single boat landing arrangement which allows for a range of crew transfer vessels and access systems [redacted]. From the boat landing, technicians can climb to the external working platform using a ladder while being protected from falling by a fall arrest system. The external working platform also includes a lay down area and a davit crane that can be used for picking up small items from vessels. The turbine can also be accessed by means of helicopter winching operations.

3.3.4.3 Scour protection

Scour protection will be used to prevent seabed scour around the foundation. The protection consists of a [redacted] to the foundation and IAC installation. [redacted]

3.3.4.4 Corrosion Protection

The corrosion protection system will consist of a combination of a non-metallic paint coating (stripy coating) on the inside and outside of the monopile and transition piece and a back-up Impressed Current Corrosion Protection (ICCP) to cater for possible damages in the coating system. Cross referencing question 6.2 of the application form, sacrificial anodes are not being used as cathodic protection. This meets the requirement in Reg 2 (13) of the Kavelbesluiten, not permitting the use heavy metals in galvanic anodes.

3.3.4.5 Design activities

A comprehensive foundation design will be prepared to meet the requirements of section 6.16d (1c) and section 6.16g of the Water Decree in good time, ensuring that:

- with reference to section 6.16g, *the foundations are sufficiently strong to withstand the expected forces resulting from wind forces, waves, sea currents and use of the turbine itself*; and
- [redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted] This design is based on water depths of between 18.1 m and 27.9 m LAT and takes account of the geotechnical soil parameters made available by the Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl). The design includes an analysis of transition piece and tower design and provides a reliable estimate of the foundation mass for the selected turbine type at different water depths and different soil profiles.

Table 3 summarizes the results of the design work comprising four monopile designs with various pile lengths, based on varying soil conditions and water depths and a common transition piece (taken from projects with comparable dimension). Further, with this concept study a scour protection concept was provided (see chapter 3.3.4.3).

Table 3 Results of the conceptual design – monopile mass

steel weight (t)	water depth		
		[redacted]	
soft soil profile / CPT [redacted]			
stiff soil profile / CPT [redacted]			

This design work demonstrates that monopile diameters will be within the range of [redacted] and the total weight will be less than [redacted] tonnes, which is within the limits of foundation manufacturer's capabilities and the crane capacities of installation vessels currently available.

3.3.4.6 Foundation Installation

The turbine foundations are expected to be installed by a jack-up vessel. The foundations will be transported to the port of [redacted] which is approximately [redacted] km from the centre of Site I and approximately [redacted] km from the centre of Site II. Subject to the installation sequence, the installation vessel will carry minimum four sets of monopiles and transition pieces.

The installation of the monopile into the soil is expected to be done using either [redacted] piling or [redacted] piling. After installation of the monopile, the transition piece is lifted on top of the monopile and connected through a [redacted] connection. The connection between monopile and transition piece is expected to be done [redacted]

3.3.5 Inter Array Cabling

The 66kV IACs are designed to feed the power from the turbines into the TenneT HKZ Alpha platform. The IAC conductor will be [redacted] This choice is based on detailed analysis considering a range of factors, including cable sizing and losses, distances between turbines, installation times, market prices for electricity and interest rates.

The IAC layout is designed with [redacted] per wind farm site and each string connects [redacted] turbines. [redacted]

To find the most suitable burial depth for the IAC, the applicant will undertake a burial assessment study, a sandwave mitigation study and route optimization engineering after permit award. The use of cable burial tools is optimised and the amount of kilometres of cable that may require reburial due to migrating sand waves is minimised.

There are [redacted] crossings of existing fibre optic cables planned for Site I and [redacted] crossing planned for Site II. A basic crossing principle has already been established using [redacted] after bid award, innogy will hold meetings with the cable owners and the Netherlands Enterprise Agency to find the best and safest crossing solution for each party.

The key technical parameters for the IAC are summarised in Table 4.

Table 4 IAC technical parameters

Parameter Site 1	66kV [redacted] mm² Al Cable	66kV [redacted] mm² Al Cable	66kV [redacted] mm² Al Cable
Cable length [m]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Number of cable / pipe line crossings	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Parameter Site 2	**66kV [redacted] mm² Al Cable**	**66kV [redacted] mm² Al Cable**	**66kV [redacted] mm² Al Cable**
Cable length [m]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Number of cable / pipe line crossings	[redacted]	[redacted]	[redacted]

3.3.6 Economies of Scale from Combining Sites I & II

The main benefits of scale from combining HKZ Sites I and II include the optimisations of economies of scale, which will overall reduce the CAPEX and OPEX. Some examples of these include:

[redacted]

4 Implementation Plan

4.1 Intentions for the Development Phase

innogy started working on the project early in 2017. innogy has expertise and dedication for large infrastructure and wind projects in general, and the Dutch offshore wind market specifically. It has substantial financial strength and eight projects already in construction or operation.

innogy has already undertaken a significant amount of work to prepare a detailed plan on the realisation, financing, operation and decommissioning of the wind farm. These activities have been supported by engineering exercises, logistics planning and offers from reputable suppliers to give an excellent understanding of expected DEVEX, CAPEX, OPEX, revenues and risk management. This has involved several steps such as:

- Analysis of all applicable law and regulation to ensure compliance with permits, consents and environmental considerations;
- Involvement of experienced in-house designers to develop a turbine foundation conceptual design to gain a good understanding of the primary steel design;
- Extensive in-house layout design and wind resource assessments, [redacted]
- Resource planning and budget, proposed planning towards FID;
- Development of a project construction and delivery plan;
- [redacted]
- Financial engineering optimizing the financing structure;
- [redacted]
- Engagement of legal, technical, tax and accounting model advisors to verify compliance and feasibility of these aspects of the project;
- [redacted]
- [redacted]

4.2 Key parties to be engaged

innogy is engaging with all relevant suppliers for the wind farm construction and has already established the interest, capacity and suitability of the most preferred suppliers. [redacted]

[redacted]

[redacted]

As required in Appendix 8 "Overview of the knowledge and experience of the parties involved", innogy has identified the following suitable suppliers as potential EPCI partners:

[redacted]

Foundation Supplier:

[redacted]

Foundation Installer:

[redacted]

IAC EPCI

Following the base case for HKZ I&II the main supplier will be the cable installation supplier as the EPCI partner. As shown in the previous projects of innogy will still choose the preferred cable supplier who will then be contracted by the cable installer. Cable installers, as well as cable suppliers have confirmed their interest to participate in a competitive tender with innogy for HKZ I&II, as well as their capacity to supply during the required production and installation slot.

Cable supplier:

[redacted]

Cable Installer:

[redacted]

The above stated suppliers are considered the preferred suppliers based on previous project and tender experience. Nevertheless, to maintain competition in the tendering process, more suppliers could be included after bid award.

4.3 Project phases and key milestones

This section describes the most important milestones. Other relevant milestones necessary to realise the wind farm are summarised in Table 5. A project plan can be found in Figure 6.

4.3.1 Order for the delivery of components

After award of the permit, planned for March 2018, innogy will commence work on site investigations, engineering design and contracting and debt raising activities. By [redacted] this work will be sufficiently progressed to allow for a project FID and signing of contracts with suppliers. Early works contracts for engineering works will be placed before FID as required.

4.3.2 Construction of the wind farm

The construction of the wind farm will consist of the installation of foundations, IACs and turbines. The construction programme is planned to start in [redacted] and finish by [redacted] In this programme, foundations and IAC are installed in [redacted] and wind turbine installation starts in [redacted] This programme has been optimized by reducing weather down time costs and de-risked by having a substantial float between main activities, especially where interfaces are the responsibility of the project. It provides a buffer between completion of the TenneT HKZ Alpha OSP and the pull-in of the IAC and the commissioning of the first turbine. The buffer between bid award in March 2018 and FID in [redacted] absorbs potential permit appeals without impacting the delivery programme.

A high level summary of the construction dates and activities are illustrated in Table 5. A time schedule for the P50 base case is shown in Figure 6.

4.3.3 Start of electricity production

Production will start after [redacted] which is planned in [redacted] [redacted] [redacted] will be commissioned in [redacted] The first foundation will be installed within four years of the day when the permit is irrevocable and all turbines will be commissioned within five years of the day the permit is irrevocable.

4.3.4 Operational phase

The operational phase starts once the first turbine is taken over, after completion of turbine commissioning and reliability testing. The first turbine operation is planned for [redacted] The full wind farm will be in operation in [redacted]

Table 5 Key project milestones, Site I and Site II

	Activity	Start	Finish
Key dates	Type A certification turbines (RNA Component Certificate)	[redacted]	
	Agreement with the grid operator's conditions		
	Final investment decision		
	TenneT HKZ Alpha OSP energized		
	Installation first foundation		
	Installation first turbine		
	Operation of first turbine (start date for the supply of electricity)		
	Operation of all turbines (last turbine commissioned)		
Procurem.	RFQ process and collaborative approach foundation, IAC and wind turbine EPCI contracts		
	Agree head of terms / binding offers BoP and turbine		
Engineering	Design foundation, tower and IAC		
	Foundation and tower design load iterations		
	Soil investigation		

	Certification of design conditions, design basis and integrated load analysis	[redacted]	
	Certification of foundation, tower and IAC design		
	Site specific certification of wind turbine (RNA)		
Found.	Order placement (granting of contract)		
	Fabrication		
	Installation scour protection		
	Installation foundations		
IAC	Order placement (granting of contract)		
	Fabrication		
	Installation, Termination & Testing		
Turbine	Order placement (granting of contract)		
	Fabrication		
	Installation		
	Commissioning, testing and take over		
Decomm.	Decommissioning		

[redacted]

Figure 6 HKZ I and II - Time Schedule - Summary (Base Case P50)

5 Operating Plan

5.1 Intentions for the operational phase

innogy is one of the leading renewables developers and operators in the world, with a significant installed renewables capacity of 3.7 GW. Currently, innogy has more than 0.9 GW of installed capacity in offshore wind across Europe, with six offshore wind farms in operation, two currently in construction, and a number in development. Our latest offshore wind farm construction in the UK is the 336 MW Galloper Wind Farm, which will be fully commissioned in 2018. In September 2017, we were successful in the competitive UK Government Contract for Difference (CfD) auctions with our 860 MW Triton Knoll. innogy has since become the sole owner of this project, while also announcing 100% ownership of Teesside B, one of the four Forewind projects in the north east of England. As well as UK projects, innogy has, in recent years, commissioned Thornton Bank in Belgium and Nordsee Ost in Germany (also 100% innogy owned), giving a combined total of more than 600 MW. The company looks forward to generating a further 332 MW when it commissions Nordsee One by the end of 2017. innogy operates most of its offshore wind farms together with partners.

The HKZ I&II wind farm will be operated by innogy over the operational lifetime of [redacted] years.

In addition, throughout the operational lifetime, various aspects of the wind farm operation and maintenance will be subcontracted to specialised companies whilst optimising synergies with other wind farms in innogy's portfolio.

Operation start date: The start of the operational phase will be [redacted]

Operation end date: The operational end date will be [redacted] years after the start of production of the last turbine in [redacted]

As referred to in Article 12 of the Law on Offshore Wind Energy, the permit is issued for a period of 30 years (covering design, construction and decommissioning phases) (Reg. 3 (1) of the Kavelbesluiten). The project therefore aligns with this requirement where the permits are awarded in 2018 and the completion of decommissioning latest in 2048; a total of 30 years after permit issuance.

5.1.1 Commissioning and Service and maintenance arrangements – Turbines

During the construction and commissioning phase, the O&M teams that will oversee the completion of commissioning will have already participated in the factory and site acceptance tests. The primary objective of this exercise is to ensure that the turbines enter commercial operations having been installed, commissioned and tested according to the turbine supplier's approved quality plans.

Responsibility for the turbines [redacted]

The turbine maintenance strategy has been developed in line with [redacted]

5.1.2 Commissioning and Service and maintenance arrangements – Supporting infrastructure

The SMAs for the supporting infrastructure are [redacted] This approach is common practice within the offshore wind industry.

To maintain the equipment supplier [redacted]

6 Decommissioning

6.1 End of operation

The date for the end of operation will be [redacted] years after the start of production, in [redacted]

Decommissioning will start directly after these [redacted] years [redacted] for the first turbine and [redacted] for the last turbine), and is planned to be completed by [redacted] but in any case no later than March 2048 to respect the 30 year permit validity. This means decommissioning will be completed within [redacted] years of operations being discontinued but before the expiration of the permit, as per the requirement in Reg 6 of the Kavelbesluiten.

6.2 Decommissioning works

A final decommissioning programme will be prepared in sufficient time before decommissioning activities commence. This programme will set out the selected party who will execute the decommissioning activities. A plan will be submitted at least four weeks before the start of the works, as per the Water Decree Section 6.16l (6). It is anticipated that this final programme would be informed by an updated environmental impact review and influenced by the technology available and the legislative framework in place at the time.

A summary of the proposal for decommissioning the offshore components of the project are outlined in Table 6, with further detailed information provided in the subsequent sections.

Table 6 Decommissioning proposal summary

Component	Decommissioning Proposal *(if approved/ used, unless deemed necessary to remove following EIA)
Turbines	Complete removal from Site I and Site II
Monopiles and transition pieces	Cut off at or below seabed and removed to a depth so as not to become uncovered in the future*. Any remaining obstruction will be marked and maintained until obstruction removed or not considered to be a hazard
IACs	Complete removal from Site I and Site II
Scour material	Complete removal from Site I and Site II

[redacted]

In line with current industry standards, some structures are expected to be left under the seabed (foundation bottom pieces which are driven into the seabed) because their removal may result in a greater environmental impact than leaving them in place. The following decommissioning measures are based on today's best practice and have been proposed with regard to:

- the Best Practicable Environmental Option (BPEO);
- safety of surface and subsurface navigation;
- other users of the sea; and
- health and safety considerations.

Components to be left *in situ* following decommissioning are aligned with the standards set out by the International Maritime Organisation ("IMO") that specify an installation or structure need not be entirely removed if:

- it is not technically feasible (however, the design and construction should be such that entire removal would be feasible);
- it would involve extreme cost;
- it would involve an unacceptable risk to personnel; and
- it would involve an unacceptable risk to the environment.

Vattenfall's five-turbine, 10MW Yttre Stengrund Wind Farm was the first offshore wind farm to be decommissioned, finishing works in January 2016. The principles applied were along similar lines of those proposed for the project (removing wind turbines, dismantling transition pieces and concrete foundations cut at seabed level). Other projects scheduled to be decommissioned before the decommissioning of the project will contribute to the latest methods and technology available, which will be taken into consideration at the time of planning and execution of decommissioning of the HKZ I&II project.

14.

innogy

Hollandse Kust Zuid I

Appendix 8

Knowledge and Experience of the Parties Involved

20 December 2017

Table of Contents

1. Applicant and Project Management

1.1 Applicant

No collaborative venture is used. The applicant is:

Oranje Wind Power C.V. [redacted]

1.2 Project Management

The project management will be conducted by: [redacted]

Project Management	[redacted]
Track record/installed capacity of the wind farms for which the party responsible for project management during construction performed the project management	

[redacted] will provide the project management [redacted]

2. Wind Turbine

2.1 Wind Turbine Supplier

Wind Turbine Supplier	[redacted]
Production facility	
Track record/numbers produced (how many components have been produced until today and for which project)	

2.2 Wind Turbine Installer

Wind Turbine Installer	[redacted]
Track record/numbers installed (how many components have been installed until today and for which project)	

3. Foundation

3.1 Foundation Supplier

Foundation Supplier	[redacted]
Production facility	
Track record/numbers produced (how many components have been produced until today and for which project)	

3.2 Foundation Installer

Foundation Installer	[redacted]
Track record/numbers installed (how many components have been installed until today and for which project)	

4. Cable

4.1 Cable Supplier

Cable Supplier	[redacted]
Production facility	
Track record/numbers produced (how many components have been produced until today and for which project)	

At this stage only [redacted] together with [redacted] has installed 66 kV cable at the [redacted]

4.2 Cable Installer

Cable Installer	[redacted]
Track record/numbers installed (how many components have been installed until today and for which project)	

5 Maintenance & Operation

Maintenance and Operation	[redacted]
Track record/the party responsible for the maintennace and operation of the wind farm	

innogy SE has a long and successful track record for operating their wind farms and will also operate HKZ I. [redacted]

According to the base case it is planned that during [redacted] the wind turbines will be maintained [redacted] Both turbine and BoP maintenance will be done [redacted] Through a [redacted] will provide the turbine maintenance [redacted] The balance of plant will be maintained [redacted]

Volledigheidstoets Vergunningsaanvraag WOZ 2017

Referentienummer	VERWZ17001
Naam aanvrager	Oranje Wind Power C.V.
Intermediair	Oranje Wind Power C.V.
Datum ingediend	20-12-2017
Adviseur 2e adviseur	[redacted]

Thema	SDE WOZ Hollandse Kust Zuid K 1 +2
Kies kavel die van toepassing is op deze aanvraag: Hollandse Kust (zuid), kavel	I

Twee PA's controleren gezamenlijk of de aanvraag aan de indieningsvereisten voldoet en volledig is. Indien nodig JZ en of OL inschakelen.

Nr.	Controle aanvraag op volledigheid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Is het voorgeschreven formulier gebruikt?		Ja
2	Zijn alle verplichte velden in het formulier correct ingevuld en leesbaar ingevuld? Verplichte velden bevatten gegevens die van invloed zijn op het oordeel.		Ja
	Bijlagen: Controleer of de verplichte bijlagen aanwezig zijn en of ze inderdaad betrekking hebben op de aanvraag en het te ontwikkelen windpark. Bijlagen 11, 12 en 13 zijn verplicht onder voorwaarden. Bijlagen A1 t/m A4 zijn verplicht indien vraag 8.1 van het Aanvraagformulier met 'Ja' is beantwoord. Vul bij de controle Nee in indien een bijlage die verplicht is ontbreekt, onjuist of onvolledig is. In alle andere gevallen Ja/n.v.t. invullen. Indien Nee, vul dan in de volgende tabel de bevinding in.		
3	**Bijlage 1** Samenvattende beschrijving		Ja
4	**Bijlage 2** Windrapport		Ja
5	**Bijlage 3** Exploitatieberekening volgens RVO model		Ja
6	**Bijlage 4** Jaarrekening + eventuele instemming moeder		Ja
7	**Bijlage 5** Financieringsplan		Ja
8	**Bijlage 6** Tabel windturbinegegevens en -locaties		Ja
9	**Bijlage 7** Tabel kabeltracé-gegevens		Ja
10	**Bijlage 8** Overzicht van de kennis en ervaring van de betrokken partijen		Ja
11	**Bijlage 9** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's		Ja
12	**Bijlage 10** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie		Ja
13	**Bijlage 11** Overzicht samenwerkingsverband met ondertekening door elke deelnemer		n.v.t.
14	**Bijlage 12** Verklaring voor bij de aanvraag genoemde niet gecertificeerde turbines		[redacted]
15	**Bijlage 13** Milieueffecten fundatie		n.v.t.
	Bijlagen met aanvullende informatie voor het schaalvoordeel dat ontstaat als aanvrager ook voor de andere kavel heeft aangevraagd en vraag 8.1 met 'ja' is beantwoord.		
16	**Bijlage A1** Samenvattende beschrijving met schaalvoordeel		Ja
17	**Bijlage A2** Exploitatieberekening volgens RVO model met schaalvoordeel		Ja
18	**Bijlage A3** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's met schaalvoordeel		Ja
19	**Bijlage A4** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie met schaalvoordeel		ja

20	Check of de papieren bijlagen dezelfde zijn als de bijlagen op de USB-stick. Wanneer een bijlage op de USB-stick ontbreekt of verschilt, is de papieren bijlage de geldige versie.		Ja, zie opmerking

Opmerkingen en bevindingen van de controles
Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Nr. uit de lijst. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding
	De rekentabbladen ontbreken in de geprinte versie van de bijlagen 3 en A2. De tabbladen met de invoergegevens zijn gelijk voor de geprinte en de USB versie. Er zijn hiermee voldoende gegevens beschikbaar om de berekening na te rekenen en de investering en OPEX te controleren.

Eindconclusies controles aanvraag op volledigheid **Zijn alle controle vragen met Ja/n.v.t. beantwoord?**	
JA. Ga verder met inhoudelijke toets	Ja
NEE. De aanvraag voldoet niet. Wijs de aanvraag af. Formuleer hieronder in overleg met JZ de afwijstekst.	

Concept afwijstekst

Volledigheidstoets Vergunningsaanvraag WOZ 2017

Referentienummer	VERWZ17002
Naam aanvrager	Oranje Wind Power C.V.
Intermediair	Oranje Wind Power C.V.
Datum ingediend	20-12-2017
Adviseur	[redacted]
2e adviseur	

Thema	SDE WOZ Hollandse Kust Zuid K 1 +2
Kies kavel die van toepassing is op deze aanvraag: Hollandse Kust (zuid), kavel	II

Twee PA's controleren gezamenlijk of de aanvraag aan de indieningsvereisten voldoet en volledig is. Indien nodig JZ en of OL inschakelen.

Nr.	Controle aanvraag op volledigheid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Is het voorgeschreven formulier gebruikt?		Ja
2	Zijn alle verplichte velden in het formulier correct ingevuld en leesbaar ingevuld? Verplichte velden bevatten gegevens die van invloed zijn op het oordeel.		Ja
	Bijlagen: Controleer of de verplichte bijlagen aanwezig zijn en of ze inderdaad betrekking hebben op de aanvraag en het te ontwikkelen windpark. Bijlagen 11, 12 en 13 zijn verplicht onder voorwaarden. Bijlagen A1 t/m A4 zijn verplicht indien vraag 8.1 van het Aanvraagformulier met 'Ja' is beantwoord. Vul bij de controle Nee in indien een bijlage die verplicht is ontbreekt, onjuist of onvolledig is. In alle andere gevallen Ja/n.v.t. invullen. Indien Nee, vul dan in de volgende tabel de bevinding in.		
3	**Bijlage 1** Samenvattende beschrijving		Ja
4	**Bijlage 2** Windrapport		Ja
5	**Bijlage 3** Exploitatieberekening volgens RVO model		Ja
6	**Bijlage 4** Jaarrekening + eventuele instemming moeder		Ja
7	**Bijlage 5** Financieringsplan		Ja
8	**Bijlage 6** Tabel windturbinegegevens en -locaties		Ja
9	**Bijlage 7** Tabel kabeltracé-gegevens		Ja
10	**Bijlage 8** Overzicht van de kennis en ervaring van de betrokken partijen		Ja
11	**Bijlage 9** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's		Ja
12	**Bijlage 10** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie		Ja
13	**Bijlage 11** Overzicht samenwerkingsverband met ondertekening door elke deelnemer		n.v.t.
14	**Bijlage 12** Verklaring voor bij de aanvraag genoemde niet gecertificeerde turbines		[redacted]
15	**Bijlage 13** Milieueffecten fundatie		n.v.t.
	Bijlagen met aanvullende informatie voor het schaalvoordeel dat ontstaat als aanvrager ook voor de andere kavel heeft aangevraagd en vraag 8.1 met 'ja' is beantwoord.		
16	**Bijlage A1** Samenvattende beschrijving met schaalvoordeel		Ja
17	**Bijlage A2** Exploitatieberekening volgens RVO model met schaalvoordeel		Ja
18	**Bijlage A3** Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's met		Ja

	schaalvoordeel		
19	**Bijlage A4** Beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie met schaalvoordeel		Ja
20	Check of de papieren bijlagen dezelfde zijn als de bijlagen op de USB-stick. Wanneer een bijlage op de USB-stick ontbreekt of verschilt, is de papieren bijlage de geldige versie.		Ja, zie opmerking

Opmerkingen en bevindingen van de controles
Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Nr. uit de lijst. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding
20	De rekentabbladen ontbreken in de geprinte versie van de bijlagen 3 en A2. De tabbladen met de invoergegevens zijn gelijk voor de geprinte en de USB versie. Er zijn hiermee voldoende gegevens beschikbaar om de berekening na te rekenen en de investering en OPEX te controleren.

Eindconclusies controles aanvraag op volledigheid **Zijn alle controle vragen met Ja/n.v.t. beantwoord?**	
JA. Ga verder met inhoudelijke toets	Ja
NEE. De aanvraag voldoet niet. Wijs de aanvraag af. Formuleer hieronder in overleg met JZ de afwijstekst.	

Concept afwijstekst

Oranje Wind Power C.V. (innogy)
KvK-nummer: 70307598

Het eigen vermogen dient tenminste 20% van de totale investeringskosten te bedragen.

Aanvraag:

Kavel I zonder schaalvoordeel:
Investeringskosten: €[redacted]

Kavel II zonder schaalvoordeel:
Investeringskosten: €[redacted]

Kavels I en II met schaalvoordeel:
Investeringskosten: €[redacted]

Eigen vermogen aanvullen: Ja
Totale eigen vermogen: € 10.667.000.000

Projectplan:
In het projectplan is geen organogram o.i.d gevoegd. Wel wordt er in het projectplan alleen gesproken over 'innogy'.

Jaarverslag en instemmingsverklaring:
Het jaarverslag 2016 van innogy SE is bijgevoegd.
Uit dit jaarverslag blijkt het EV € 10.667.000.000 (op 31-12-2016). Dit komt overeen met het bedrag dat in de aanvraag staat.

Daarnaast is er een instemmingsverklaring van de moeder bijgevoegd. Hieruit blijkt dat de general partner van Oranje Wind Power C.V., Oranje Wind Power B.V. is. Verder stelt men dat innogy SE 100% eigenaar is van aandelen in Oranje Wind Power B.V. en Oranje Wind Power C.V.

KvK-gegevens:
Oranje Wind Power C.V. heeft 1 vennoot, zijnde Oranje Wind Power B.V. (kvk-nummer 70295972).
Oranje Wind Power B.V. heeft 2 bestuurders, [redacted]

Volgens de KvK is er geen directe link met innogy SE. Overigens staat dat wel in de instemmingsverklaring.

Conclusie:
innogy SE is derhalve niet te herleiden als moeder van aanvrager, anders dan enkel een verklaring van innogy SE dat zij 100% eigenaar zijn.
Echter de [redacted] is eerder projectdirecteur offshore wind bij RWE geweest en de innovatietak van RWE is nu innogy geworden. Op deze wijze is aannemelijk dat Oranje Wind Power gelinkt is aan innogy en de stelling dat innogy 100% eigenaar is van aanvrager is aannemelijk.

Het eigen vermogen van innogy SE: € 10.667.000.000
Investeringskosten voor beide kavels zijn: € [redacted]
% eigen vermogen/investering is € 10.667.000.000 / € [redacted] = [redacted]%

Dit is meer dan 20%, dus akkoord.

Financiële toets Vergunningaanvraag 2017 WOZ

Referentienummer	VERWZ17001
Naam aanvrager	Oranje Wind Power CV
Financieel expert	[redacted]
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust (zuid) kavel	I

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Zijn de **jaarrekeningen** van • de aanvrager of • de moederonderneming(en) (schriftelijke instemming van de moeder moet zijn meegestuurd met de aanvraag) of • de deelnemers aan het samenwerkingsverband? (Regeling artikel 3, lid 10.d en artikel 4 lid 3)		Ja
2	Zijn de meest recent vastgestelde **jaarrekeningen** als bijlage meegestuurd en dateren die van 2014 of later? (Regeling artikel 3, lid 10.d)		Ja
3	De financieel expert heeft aan de hand van de jaarrekeningen het totale **eigen vermogen** gecontroleerd (som EV's van de jaarrekeningen). Het eigen vermogen op basis van de analyse van de jaarrekeningen door de financieel expert is: € 10.667 Mio Is het eigen vermogen volgens het aanvraagformulier bij vraag 5.5 gelijk aan de som van de eigen vermogens uit de jaarrekening(en)?		Ja
4	Is het eigen vermogen als percentage van de hoogte van de investering (o.b.v. aanvraagformulier) ≥ **20%**. (Regeling artikel 4, lid 2)? **Let op**: • wanneer de aanvrager voor kavel I en II heeft aangevraagd, moet bij de berekening de som van de investeringen gebruikt worden. (Regeling artikel 4, lid 5) Eigen vermogen: € 10.667.000.000,00 Investering o.b.v. aanvraagformulier: € [redacted] Percentage: [redacted] % EV in € | Investering in € | EV als % van de investering 10.667.000.000,00 | [redacted] | [redacted] %		Ja

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
5	Biedt het **financieringsplan** inzicht in de financiering van het windpark, inclusief de beoogde financiers en het beoogde aandeel dat zij zouden dragen ? [redacted] (Regeling artikel 3 lid 10.b)		Ja

Opmerkingen en bevindingen van de controles en herstel.

Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Toetsingslijst Nr. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Herstel is alleen mogelijk als bepaalde informatie niet duidelijk is. In dat geval mag in overleg met JZ een gesloten geformuleerde (ja/nee) verhelderingsvraag gesteld worden. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding

Financiële toets Vergunningaanvraag 2017 WOZ

Referentienummer	VERWZ17002
Naam aanvrager	Oranje Wind Power CV
Financieel expert	[redacted]
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust (zuid) kavel	II

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Zijn de **jaarrekeningen** van • de aanvrager of • de moederonderneming(en) (schriftelijke instemming van de moeder moet zijn meegestuurd met de aanvraag) of • de deelnemers aan het samenwerkingsverband? (Regeling artikel 3, lid 10.d en artikel 4 lid 3)		Ja
2	Zijn de meest recent vastgestelde **jaarrekeningen** als bijlage meegestuurd en dateren die van 2014 of later? (Regeling artikel 3, lid 10.d)		Ja
3	De financieel expert heeft aan de hand van de jaarrekeningen het totale **eigen vermogen** gecontroleerd (som EV's van de jaarrekeningen). Het eigen vermogen op basis van de analyse van de jaarrekeningen door de financieel expert is: € 10.667 Mio Is het eigen vermogen volgens het aanvraagformulier bij vraag 5.5 gelijk aan de som van de eigen vermogens uit de jaarrekening(en)?		Ja
4	Is het eigen vermogen als percentage van de hoogte van de investering (o.b.v. aanvraagformulier) ≥ **20%**. (Regeling artikel 4, lid 2)? **Let op**: • wanneer de aanvrager voor kavel I en II heeft aangevraagd, moet bij de berekening de som van de investeringen gebruikt worden. (Regeling artikel 4, lid 5) Eigen vermogen: € 10.667.000.000,00 Investering o.b.v. aanvraagformulier: €[redacted] Percentage: [redacted] % EV in € | Investering in € | EV als % van de investering 10.667.000.000,00 | [redacted] | % | |		Ja

FT Nr.	Financiële toets door financieel expert van RVO	Nee	Ja/ n.v.t.
5	Biedt het **financieringsplan** inzicht in de financiering van het windpark, inclusief de beoogde financiers en het beoogde aandeel dat zij zouden dragen ? [redacted] (Regeling artikel 3 lid 10.b)		Ja

Opmerkingen en bevindingen van de controles en herstel.

Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Toetsingslijst Nr. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Herstel is alleen mogelijk als bepaalde informatie niet duidelijk is. In dat geval mag in overleg met JZ een gesloten geformuleerde (ja/nee) verhelderingsvraag gesteld worden. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

Nr.	Opmerking/bevinding

Toetsing kavelbesluiten I en II en Waterbesluit 6.16d
Windenergiegebied Hollandse Kust Zuid
Regeling windenergie op zee 2017

Referentienummer	VERWZ17001
Aanvrager	Oranje Wind Power CV
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust Zuid kavel	I

RVO levert de relevante gegevens aan RWS die nodig zijn om RWS te laten controleren of aan de voorschriften van het kavelbesluit en waterbesluit is voldaan.

RWS stelt een rapport op waarin per lid staat hoe ze de controle hebben uitgevoerd en wat het resultaat is van de controle. De conclusies uit dit rapport neemt RWS over in de onderstaande toetsingslijst. RWS voegt dit rapport toe als bijlage achter de toetsingslijsten.

Lid nr.	Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1?		Ja
2	Ligt het kabeltracé naar het platform binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2?		Nee*
3	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones van lid 3?		Ja
4	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en volledig buiten de in lid 3 genoemde contour?		Ja
5	Is het aantal op te richten turbines kleiner of gelijk aan 63?		Ja [redacted]
6	Is het maximale totale rotoroppervlak kleiner of gelijk aan 1.461.542 m^2?		Ja [redacted]
7	Hebben de op te richten windturbines per stuk een vermogen dat minimaal 6 bedraagt?		Ja [redacted]
8	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter?		Ja
9	Is de minimale tiplaagte groter of gelijk aan 25 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja [redacted]
10	Is de maximale tiphoogte kleiner of gelijk aan 251 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja [redacted]

11	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha?	Ja
12	Zijn de funderingen van het type monopile, tripod, jacket, gravity based of suction bucket? Of als geen van deze funderingen wordt toegepast, overschrijden de milieueffecten van de fundering niet de grenzen van het kavelbesluit	Ja (MP)
13	Als opofferingsanodes gebruikt worden, bestaan deze dan uit legeringen van aluminium of magnesium met minder dan 5 gewicht % andere metalen?	Geen anodes, maar ICCP en coating
14	**Eindconclusie controles kavelbesluit.** Is het voldoende aannemelijk dat aan alle voorwaarden uit het kavel besluit zal worden voldaan	Ja

Controle op Waterbesluit 6.16d, lid 1 onderdeel c	[redacted]
[redacted]	

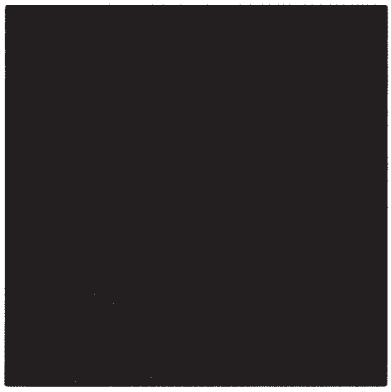
Bijlagen: voeg hier de beoordelingsrapporten toe waaruit blijkt waarom welke antwoorden gegeven zijn in de bovenstaande toetsingslijsten

*Eén stukje infieldkabel ligt een stukje buiten de kavel. We nemen aan dat het de bedoeling van de aanvrager is dat die kabel binnen de kavel komt te liggen.

VERWZ17001 [redacted]

Resumé GIS checks	**Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid**
	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1? Ja
	Ligt het kabeltracé naar het platform Alpha binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2? Nee
	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones? Ja
	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en buiten de in lid 3 genoemde contour? Ja
	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter? Ja
Artikel 4.3.2 situering en oppervlakte kavel I	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha conform lid 2? Ja

[redacted]



Toetsing kavelbesluiten I en II en Waterbesluit 6.16d
Windenergiegebied Hollandse Kust Zuid
Regeling windenergie op zee 2017

Referentienummer	VERWZ17002
Aanvrager	Oranje Wind Power CV
Thema	2017 windenergie op zee
Hollandse Kust Zuid kavel	II

RVO levert de relevante gegevens aan RWS die nodig zijn om RWS te laten controleren of aan de voorschriften van het kavelbesluit en waterbesluit is voldaan.

RWS stelt een rapport op waarin per lid staat hoe ze de controle hebben uitgevoerd en wat het resultaat is van de controle. De conclusies uit dit rapport neemt RWS over in de onderstaande toetsingslijst. RWS voegt dit rapport toe als bijlage achter de toetsingslijsten.

Lid nr.	Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1?		Ja
2	Ligt het kabeltracé naar het platform binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2?		Ja
3	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones van lid 3?		Ja
4	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en volledig buiten de in lid 3 genoemde contour?		Ja
5	Is het aantal op te richten turbines kleiner of gelijk aan 63?		Ja [redacted]
6	Is het maximale totale rotoroppervlak kleiner of gelijk aan 1.461.542 m^2?		Ja [redacted]
7	Hebben de op te richten windturbines per stuk een vermogen dat minimaal 6 bedraagt?		Ja [redacted]
8	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter?		Ja
9	Is de minimale tiplaagte groter of gelijk aan 25 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja [redacted]
10	Is de maximale tiphoogte kleiner of gelijk aan 251 meter boven zeeniveau (MSL)?		Ja [redacted]
11	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha?		Ja

12	Zijn de funderingen van het type monopile, tripod, jacket, gravity based of suction bucket? Of als geen van deze funderingen wordt toegepast, overschrijden de milieueffecten van de fundering niet de grenzen van het kavelbesluit	Ja (MP)
13	Als opofferingsanodes gebruikt worden, bestaan deze dan uit legeringen van aluminium of magnesium met minder dan 5 gewicht % andere metalen?	Geen anodes, maar ICCP en coating
14	**Eindconclusie controles kavelbesluit.** Is het voldoende aannemelijk dat aan alle voorwaarden uit het kavel besluit zal worden voldaan	Ja

Controle op Waterbesluit 6.16d, lid 1 onderdeel c [redacted]

[redacted]

Bijlagen: voeg hier de beoordelingsrapporten toe waaruit blijkt waarom welke antwoorden gegeven zijn in de bovenstaande toetsingslijsten

VERWZ17002 [redacted]

Resumé GIS checks	Controle op voorschrift 2 lid 1 t/m 13 uit kavelbesluiten windenergiegebied Hollandse Kust Zuid
	Bevindt het windpark zich volledig binnen de contour volgens de coördinaten van lid 1? Ja
	Ligt het kabeltracé naar het platform Alpha binnen de contour volgens de coördinaten van lid 2? Ja
	Bevindt zich geen enkele windturbine in de onderhoudszones? Ja
	Blijven de rotorbladen van de windturbines volledig binnen de in lid 1 genoemde contour en buiten de in lid 3 genoemde contour? Ja
	Bedraagt de minimale afstand tussen de windturbines 4 maal de rotordiameter? Ja
Artikel 4.3.2 situering en oppervlakte kavel I	Worden de kabels vanaf de windturbines aangesloten op platform Alpha conform lid 2? Ja

[redacted]

Inhoudelijke toetsing SDE en vergunning 2017 WOZ

Referentienummer	VERWZ17001
Naam aanvrager	Oranje Wind Power C.V.
Datum ingediend	20-12-2017
Adviseur	[redacted]
2e adviseur	

Thema	SDE WOZ Hollandse Kust Zuid
Hollandse Kust (zuid) kavel	I+II

Twee PA's toetsen de aanvraag inhoudelijk.

In geval van een mogelijk Nee als antwoord eerst overleggen met JZ.

Na een positief oordeel op de indieningsvereisten (Tvol) wordt de aanvraag inhoudelijk getoetst aan de hand van deze toetsingslijst.

De inhoudelijke toets bestaat uit de volgende toetsingslijsten:
1. Aanvraagformulier (RVO)
2. Due dilligence (externe expert)
3. Financiële toets (RVO)
4. Windrapport (externe expert)
5. Exploitatieberekening (RVO)
6. Kavelbesluit voorschrift 2 lid 1 t/m 13 (RWS)
7. Waterbesluit artikel 6.16d, lid 1, onderdeel c (RWS)
8. Samenwerkingsverband (RVO)
9. Rangschikkingscriteria (RVO)

De aanvrager heeft in het aanvraagformulier aangegeven dat hij alleen voor de vergunningen van beide kavels tezamen in aanmerking wil komen. Deze toetsingslijst heeft daarom betrekking op beide kavels.

AF Nr.	Aanvraagformulier	Nee	Ja/ n.v.t.
1	Komen de **ontwerpgegevens voor het windpark** in het aanvraagformulier sectie 3 overeen met de gegevens in: • het windrapport (bijlage 2) • de tabel windturbine gegevens en locaties (bijlage 6) • de exploitatieberekening (bijlage 3) ? Bespreek in geval van verschil. De ontwerpgegevens volgens aanvraag formulier zijn: • Kavel I: P50-waarde: [redacted] MWh/jr • Kavel II P50-waarde: [redacted] MWh/jr • Geïnstalleerd vermogen: I [redacted] MW, II [redacted] MW [redacted] • Windturbine: o Merk [redacted] o Type [redacted] o Vermogen per turbine [redacted] MW o Aantal [redacted] per kavel Antwoord: alle gegevens komen overeen		**JA**
2	Is het **opgesteld vermogen** voor minimaal 342 MW tot maximaal 380 MW? (Kavelbesluit I of II Windenergiegebied HKZ, I Besluit) Opgesteld vermogen is [redacted] MW op I en op II		**JA**
3	Is het op basis van het **tijdschema voor bouw en exploitatie** voldoende aannemelijk dat de bouw en exploitatie van het windpark binnen 4 jaar na onherroepelijk worden van de vergunning gestart kan worden (Wet windenergie op zee, artikel 14, lid 1d en Regeling, artikel 4, lid 5). Verwachte afgifte vergunning voorjaar 2018, geplande start levering elektriciteit [redacted]		**JA**
4	Komt de **hoogte van de investering** in het aanvraagformulier bij vraag 5 overeen met die uit de exploitatieberekening (bijlage 3) en het financieringsplan (bijlage 5). Investering bedraagt voor beide kavels: €[redacted] Is gelijk in alle documenten (Bij verschil tussen aanvraagformulier en de bijlage(n),overleg met JZ over de gevolgen van het verschil)		**JA**

DD Nr.	**Due Dilligence: Capex (Investering) en Opex** (externe adviseur)	Nee	Ja/ n.v.t.
	Een advies van een externe adviseur wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**

1	Advies van de due dilligence expert betreffende de CAPEX (investering): De expert vindt de CAPEX duidelijk te laag en niet redelijk Wat zijn de gevolgen van dit advies op de exploitatie? De BVG studie die door de expert als referentie is gebruikt en wel als redelijk kan worden beschouwd, gaat uit van [redacted] k€/MW voor de CAPEX. Deze referentie waarde is gebruikt in een herberekening van het projectrendement. Zie EB voor effect hiervan tezamen met andere factoren. De gevolgen van een eventuele (marginale) bijstelling van de CAPEX op de exploitatieberekening in te toetsingslijst EB verwerken.
2	Advies van de due dilligence expert betreffende de OPEX: De expert vind de OPEX beneden redelijke kosten niveau's Wat zijn de gevolgen van dit advies voor de exploitatie? De BVG studie die door de expert als referentie is gebruikt en wel als redelijk kan worden beschouwd, gaat uit van [redacted] k€/MW/a voor de OPEX. Deze referentie waarde is gebruikt in een herberekening van het projectrendement. Zie EB voor effect hiervan tezamen met andere factoren. Gevolgen van een eventuele (marginale) bijstelling van de OPEX op exploitatieberekening in de toetsingslijst EB verwerken.

FT Nr.	**Financiële toets**	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Is het voldoende aannemelijk dat de bouw en exploitatie **financieel haalbaar** is? (wanneer de bouw en exploitatie niet financieel haalbaar is, resulteert dit een afwijzing op grond van Wet WOZ, artikel 14, lid 1.c) Zie financiële toets en moeder dochter document		**JA**

WR Nr.	**Windrapport** (externe adviseur)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Een advies van een externe adviseur wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
	Neem hieronder de conclusies uit het advies de externe windexpert over.		
1	Is het windrapport opgesteld door een **onafhankelijke organisatie** met expertise op het gebied van windenergie opbrengstberekeningen? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**

WR Nr.	**Windrapport** (externe adviseur)	Nee	Ja/ n.v.t.
2	Is gebruik gemaakt van **gerenommeerde** rekenmodellen, omgevingsmodellen, windmodellen en windkaarten? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
3	Bevat het windrapport de **locatiegegevens** van de windturbines? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
4	Bevat het windrapport merk, type? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
5	Bevat het windrapport de **technische gegevens**: ashoogte, rotordiameter en de vermogenscurve? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
6	Bevat het windrapport de **lokale windgegevens** zoals bijvoorbeeld: gem. windsnelheid, windroos, luchtdichtheid, Weibull, windatlas? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
7	Bevat het windrapport een **berekening van P50-waarde** voor de netto elektriciteitsproductie op jaarbasis van het windpark? (Regeling artikel 3, lid 1a)		**JA**
8	Is in de berekening van de netto P50 opgenomen: de beschikbaarheid, zogeffecten, en terugregelverliezen? En is bij de berekening van de P50-waarde voor het zogeffect, uitsluitend rekening gehouden met de productie-installatie zelf en met het windpark Luchterduinen? (Regeling artikel 3, lid 2)		**JA**
9	Advies van de expert betreffende het windrapport: [redacted] Ook is P50 aangepast voor verwachte verliezen als gevolg van het zog van complete HKZ + Luchterduinen Wat zijn de gevolgen (technisch, economisch) van dit advies voor het project? Zie EB voor effect hiervan tezamen met andere factoren. Gevolgen van een eventuele (marginale) bijstelling van de P50 op exploitatieberekening in de toetsingslijst EB verwerken.		

EB Nr.	**Exploitatieberekening**	Nee	Ja/ n.v.t.
	De resultaten van de exploitatieberekening worden bepaald door aannames omtrent de invoerparameters.		
1	Is de **P50** voldoende aannemelijk? (zie WR 9) Ook na eventuele (marginale) bijstelling.		**JA**
2	Is een **specificatie** van de **investeringskosten** (CAPEX) per component aanwezig? (Regeling, artikel 3 lid 4.a)		**JA**
3	Zijn de **investeringskosten** voldoende aannemelijk? (zie DD 1) Ook na eventuele (marginale) bijstelling.		**JA**

EB Nr.	Exploitatieberekening	Nee	Ja/ n.v.t.
	De investeringskosten zijn bijgesteld naar referentiewaarde. Zie DD		
4	Zijn alle relevante **exploitatiekosten** gespecificeerd? (Regeling, artikel 3 lid 4.b)		**JA**
5	Zijn de **exploitatiekosten** voldoende aannemelijk? (zie DD 2) Ook na eventuele (marginale) bijstelling. De exploitatiekosten zijn bijgesteld naar referentiewaarde. Zie DD		**JA**
6	Zijn alle relevante **inkomsten** gespecificeerd. Inkomsten in het rekenmodel worden bepaald door de marktprijs en de GVO's. (Regeling, artikel 3 lid 4.b)		**JA**
7	Zijn de **inkomsten** zoals in het rekenmodel gespecificeerd voldoende aannemelijk? (Stem eventueel af met expert) Ook na eventuele (marginale) bijstelling. [redacted] Deze wordt als voldoende aannemelijk beschouwd.		**JA**
8	Is de **rente** op vreemd vermogen voldoende aannemelijk? Overleg met financieel expert. Indien alles uit eigen vermogen wordt gefinancierd dan n.v.t. invullen. [redacted]		[redacted]
9	Is het **investeringsschema** voldoende consistent met andere delen van het plan, bijvoorbeeld het financieringsplan en projectplan? Volgens exploitatie berekening loopt investering van [redacted] In aanvraagformulier staat beoogde opdrachtverstrekking [redacted] en start levering 1e elektriciteit [redacted]. In het projectplan staat start constructie [redacted] en start operationele fase [redacted]. In [redacted] is er nog wat restwerk		**JA**
10	Is het **opstartschema** voldoende consistent met andere delen van het plan, bijvoorbeeld het investeringsschema en projectplan? Volgens de exploitatie berekening start productie [redacted]. Dit komt overeen met projectplan en tijdschema in aanvraagformulier		**JA**
11	Is er een berekening van het **projectrendement** over de looptijd van het project? (Doordat het rekenmodel van RVO is voorgeschreven, wordt automatisch hier aan voldaan als het rekenmodel als bijlage is ingediend bij de aanvraag) Rekenmodel van RVO is gebruikt. (Regeling, artikel 3, lid 4.c)		**JA**
12	Is het voldoende aannemelijk dat de bouw en exploitatie **economisch haalbaar** is? De CAPEX, OPEX en de P50 zijn bijgesteld naar [redacted] referentiewaarden. Na herberekening is het projectrendement nog steeds positief (niet economisch haalbaar, dan afwijzing op grond van Wet WOZ, artikel 14, lid 1.e)		**JA**

KB Nr.	Kavelbesluit (externe adviseur, RWS)	Nee	Ja/ n.v.t.

KB Nr.	**Kavelbesluit** (externe adviseur, RWS)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Een advies van een externe adviseur, waarbij binnen RVO onvoldoende expertise is, wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
	Neem in deze toetsingslijst de conclusies uit het rapport van de externe expert over.		
1	Is voldoende aannemelijk gemaakt dat aan het Kavelbesluit zal worden voldaan? (Wet WOZ, artikel 14, lid 1.f en Regeling, artikel 3, lid 1.b)		**JA**

WB Nr.	**Waterbesluit artikel 6.16d, lid1, onderdeel c** (externe adviseur, RWS)	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
	Een advies van een externe adviseur, waarbij binnen RVO onvoldoende expertise is, wordt op de volgende aspecten getoetst (Zie advies Landsadvocaat dd. 25 mei 2016):		
A	Is het advies van de expert schriftelijk uitgebracht		**JA**
B	Zijn in dit advies alle relevante feiten en gegevens betrokken		**JA**
C	Blijkt uit het advies voldoende gedetailleerd welke procedurele stappen zijn gezet bij de beoordeling van de elementen uit de aanvraag		**JA**
D	Is de in het advies gevolgde gedachtegang duidelijk, begrijpelijk en voldoende controleerbaar? Herhaling van het onderzoek door andere experts moet mogelijk zijn.		**JA**
E	Zijn de conclusies begrijpelijk en liggen ze in het verlengde van het door de expert verrichte onderzoek		**JA**
	Neem in deze toetsingslijst de conclusies uit het rapport van de externe expert over.		
1	Heeft de aanvrager, indien hij niet gecertificeerde turbines in het aanvraagformulier heeft vermeld, voldoende aannemelijk gemaakt tijdig te voldoen aan het Waterbesluit artikel 6.16d, lid 1, onderdeel c?		[redacted]

SV Nr.	**Samenwerkingsverband**	**Nee**	**Ja/ n.v.t.**
1	Als er geen samenwerkingsverband is, dan is bijlage 9 niet verplicht, kies dan n.v.t. Als er wel sprake is van een samenwerkingsverband en de bijlage 9 is toegevoegd en correct, kies dan Ja, anders kies Nee. (Regeling, artikel 3, lid 10.c)		**n.v.t.**

23 Nr.	Toets op Wet WOZ, artikel 23 lid2: d, e, f, g, h,	Nee	Ja/ n.v.t.
1	In de raming van de **maatschappelijke kosten** bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel d**, van de wet, wordt ten minste aandacht besteed aan de bezetting van het net van de netbeheerder van het net op zee uitgedrukt in het aantal MWh per jaar. (Regeling, artikel 3, lid 5) Is in de aanvraag het aantal MWh per jaar (P50) benoemd? Er is een Windrapport met P50 berekening toegevoegd.		**JA**
2	Omvat de **inventarisatie en analyse van de risico's**, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel e**, van de wet, ten minste: a) de risico's bij de bouw van het windpark; b) het risico van fluctuerende elektriciteitsprijzen en de waarde van garanties van oorsprong; c) de risico's bij de exploitatie van het windpark?		 **JA** **JA** **JA**
3	Omvat de **omschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie**, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel f**, van de wet ten minste a) de methodes van risicobeheersing, b) de wijze waarop risico's in het verleden zijn geborgd en bij thans lopende projecten voor windenergie op zee worden geborgd, c) alsmede de voorgenomen mitigerende maatregelen ten aanzien van de in het zesde lid bedoelde risico's.		 **JA** **JA** **JA**
4	Bevat de aanvraag de onderstaande bij de bouw en exploitatie van het windpark **betrokken partijen**, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel g**, van de wet: a) de aanvrager en indien de aanvrager een samenwerkingsverband betreft, elke deelnemer aan het samenwerkingsverband; b) de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement; c) de leverancier van de windturbines; d) de installateur van de windturbines; e) de leverancier van de funderingen; f) de installateur van de funderingen; g) de leverancier van de parkbekabeling; h) de installateur van de parkbekabeling; i) de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening van het windpark.		 **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA**
5	Omvat de **beschrijving van de kennis en ervaring** van de betrokken partijen, bedoeld in artikel 23, tweede lid, **onderdeel h**, van de wet, de kennis en ervaring bij windparken op zee: a) het geïnstalleerd vermogen van de windparken waarvoor door de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement tijdens de bouw het projectmanagement is gedaan; b) het aantal door de leverancier geleverde windturbines; c) het aantal door de installateur geïnstalleerde windturbines; d) het aantal door de leverancier geproduceerde funderingen; e) het aantal door de installateur geïnstalleerde funderingen; f) het aantal windturbines waarvoor door de leverancier		 **JA** **JA** **JA** **JA** **JA** **JA**

23 Nr.	Toets op Wet WOZ, artikel 23 lid2: d, e, f, g, h,	Nee	Ja/ n.v.t.
	parkbekabeling is geleverd; g) het aantal windturbines dat door de installateur van de parkbekabeling is aangesloten; h) het geïnstalleerd vermogen van de windparken dat de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening in onderhoud heeft en bedient.		**JA** **JA**

Opmerkingen en bevindingen van de controles en herstel.

Beschrijf opmerkingen en bevindingen in de onderstaande tabel onder verwijzing naar Toetsingslijst Nr. Betrek JZ indien een bevinding kan leiden tot een afwijzing en overleg met JZ of er een mogelijkheid tot herstel is. Herstel is alleen mogelijk als bepaalde informatie niet duidelijk is. In dat geval mag in overleg met JZ een gesloten geformuleerde (ja/nee) verhelderingsvraag gesteld worden. Is de conclusie dat een aanvraag moet worden afgewezen, formuleer dan in overleg met JZ een afwijzingstekst.

TL	Nr.	Opmerking/bevinding
		Geen opmerkingen

Eindconclusie inhoudelijke beoordeling

De eindconclusie van de inhoudelijke beoordeling is gebaseerd op de hiervoor ingevulde toetsingslijsten.

Rangschikken Ja of Nee?	
De aanvraag voldoet aan de indieningsvereisten (TVol) en alle inhoudelijke toetsingscriteria in de toetsingslijsten zijn met Ja of n.v.t. beantwoord. **Ja** deze aanvraag wordt opgenomen op in de rangschikking.	**JA**
De aanvraag voldoet niet. Wijs de aanvraag af op een relevante wettelijke grondslag. Formuleer hieronder in overleg met JZ de afwijstekst en ga verder met het afwijsproces. **Nee** deze aanvraag wordt niet opgenomen in de rangschikking.	

Concept afwijstekst: