



Proef ingediend met het oog op het behalen van de graad van
Master of Science in de Bedrijfskunde

Economische haalbaarheid van een energie eiland aan de Belgische Kust

Pierre VANDENSCHRIK

0537523

Academiejaar 2017-2018

Promotor: Alexandre THYS

Economische & sociale wetenschappen & Solvay Business School



AFGIFTE- / ONTVANGSTBEWIJS MASTERPROEF

Persoonsgegevens:

Naam + voornaam: VANDENSCHRICK Pierre

Rolnummer: 0537523

Opleiding: Bedrijfskunde

Titel van de masterproef zoals op het voorblad van het ingediende werk:

Economische haalbaarheid van een energie eiland aan de Belgische Kust

Engelse vertaling van de titel (verplicht):

Economic feasibility of an energy island on the Belgian coast

Naam:

Handtekening:

Vak voorbehouden voor medewerker faculteitssecretariaat:

De student heeft zijn/haar Masterproef ingeleverd op

Datum van afgifte:

Naam ontvanger:

VERKLARING VAN AUTHENTICITEIT

De ondertekende verklaring van authenticiteit is een integrale component van het geschreven werk (Bachelorproef of Masterproef) dat wordt ingediend door de student.

Met mijn handtekening verklaar ik dat:

- ik de enige auteur ben van het ingesloten geschreven werk¹;
- ik dit werk in eigen woorden heb geschreven;
- ik geen plagiaat heb gepleegd zoals gedefinieerd in artikel 118 van het Onderwijs- en Examenreglement van de VUB; waarbij de meest voorkomende vormen van plagiaat zijn (niet-limitatieve lijst):
 - aard 1: tekst overnemen van andere auteurs, weliswaar met bronvermelding maar zonder gebruik van aanhalingstekens waar het om een letterlijke overname gaat;
 - aard 2: tekstfragmenten overnemen van andere auteurs, al dan niet letterlijk, zonder bronvermelding;
 - aard 3: verwijzen naar primair bronmateriaal waar de tekst en bronvermelding al dan niet letterlijk wordt overgenomen uit niet-vermelde secundaire bronnen;
 - aard 4: tekstfragmenten overnemen van andere auteurs, al dan niet met bronvermelding, met geringe en/of misleidende tekstaanpassingen.
- ik in de tekst en in de referentielijst volledig heb gerefereerd naar alle internetbronnen, gepubliceerde of ongepubliceerde teksten die ik heb gebruikt of waaruit ik heb geciteerd;
- ik duidelijk alle tekst heb aangeduid die letterlijk is geciteerd;
- ik alle methoden, data en procedures waarheidsgetrouw heb gedocumenteerd;
- ik geen data heb gemanipuleerd;
- ik alle personen en organisaties heb vermeld die dit werk hebben gefaciliteerd, dus alle ingediende werk ter evaluatie is mijn eigen werk dat zonder hulp werd uitgevoerd tenzij uitdrukkelijk anders vermeld;
- dit werk noch een deel van dit werk werd ingediend aan een andere instelling, universiteit of programma;
- ik op de hoogte ben dat dit werk zal gescreend worden op plagiaat;
- ik alle origineel onderzoeksmateriaal onmiddellijk zal indienen op het Decanaat wanneer hierom wordt gevraagd;
- ik op de hoogte ben dat het mijn verantwoordelijkheid is om na te gaan dat ik word opgeroepen voor een hoorzitting en tijdens de periode van hoorzittingen beschikbaar te zijn;
- ik kennis genomen heb van artikel 118 van het Onderwijs- en Examenreglement van de VUB omtrent onregelmatigheden en dat ik op de hoogte ben van de disciplinaire sancties;
- de afgedrukte kopie die ik indienende identiek is aan de digitale kopie die ik oplaadde op Turnitin.

Student familienaam, voornaam: **Datum:**

Handtekening:

¹ Voor groepswerken zijn de namen van alle auteurs verplicht. Hun handtekeningen staan collectief borg voor de volledige inhoud van het geschreven werk.

Voorwoord

Met deze thesis beëindig ik mijn master in de Bedrijfskunde. Deze masterproef draagt bij tot het behalen van het masterdiploma MSc in de Bedrijfskunde aan de faculteit Economische en Sociale Wetenschappen & Solvay Business School.

Eerst en vooral wil ik mijn promotor en mijn tweede lezer bedanken. Zonder hun onwankelbare steun, hun kostbare adviezen en beschikbaarheid had ik nooit deze thesis kunnen afronden.

Ik wil ook de verschillende bedrijven die aan deze thesis hebben bijgedragen bedanken: DEME Group en JanDeNul Group voor hun informatie over het energie-eiland, Windpark NV, Eoly NV en Xant NV voor hun advies over windenergie en Ciel & Terre international, SoGreen SPRL en Hesbaye Frost SA voor hun informatie over zonne-energie.

Bovendien wil ik ook de verschillende organismen waarmee ik samengewerkt heb bedanken, o.a: CREG, het Federaal Planbureau, facilitateurs d'énergie de la région Wallone, ...

Ten slotte, wil ik graag Mevr Stefanie Pollet bedanken voor het nalezen van deze thesis alsook mijn familie die mij erg gesteund heeft gedurende het verloop van deze master.

Pierre VANDENSCHRICK
0537523

Abstract

VANDENSCHRICK, Pierre, *Economische haalbaarheid van een energie eiland aan de Belgische kust*. MSc in de Bedrijfskunde, Mei, 2018, Vrije Universiteit Brussel, Brussel, België.

Momenteel wordt de interesse in duurzame energie steeds groter omwille van twee belangrijke redenen. Enerzijds wordt fossiele energie schaarser. De beschikbare aardolie- en gasreserves zullen over 70 jaren grotendeels op zijn. Anderzijds blijkt ecologie steeds belangrijker. Het broeikas effect laat zich reeds duidelijk merken. Vorig jaar werd er 36,4 miljard ton CO₂ in de atmosfeer uitgestoten. Dat is 100 miljoen ton meer dan in 2015. Duurzame energie is blijkbaar de energie van de toekomst.

Windenergie en zonne-energie ontwikkelen zich op onze regio. Een groot probleem met deze energiesoorten is dat ze intermitterend en fluctuerend zijn. Als er geen wind of geen zon is, wordt er geen energie opgewekt. Maar er is wel een oplossing voor dit probleem. De energie kan opgeslagen worden gedurende de periodes van grote opwekking en teruggeleverd worden als er niet genoeg energie op het netwerk is. Dat is het doel van een spaarbekken centrale zoals die van Coe. Als er een overschot aan elektriciteit is, wordt water gepompt naar een bovenste bekken. Bij gebrek aan elektriciteit wordt er water via turbines naar een lager bekken geleid om elektriciteit te produceren. Door de geografie en de bevolkingsdichtheid is het moeilijk meer gelijkaardige centrales te bouwen. Onlangs heeft een nieuw opslagconcept zijn opwachting gemaakt, het concept van het energie-eiland. De 66 km lange Belgische kust is uitermate geschikt voor een dergelijk project.

De eerste doelstelling van dit onderzoek was alle informatie te vergaren om de economische haalbaarheid van een energie-eiland aan de Belgische kust te bestuderen. De verschillende kosten en inkomsten van het eiland waren geïdentificeerd en de winstgevendheid van het eiland werd berekend.

De tweede doelstelling van dit onderzoek was het bestuderen van de vestiging van zonnepanelen of windmolens op het eiland. De kust is de regio met de grootste zonnestraling en windkracht in België en het eiland kan als duurzaam energieplatform gebruikt worden. De winstgevendheid van een zonnecentrale en een windmolenpark op het kunstmatige eiland werd bestudeerd.

Inhoudsopgave

Voorwoord	i
Abstract	iii
Lijst van figuren en tabellen	vi
Lijst van afkortingen en symbolen	viii
1 Inleiding	1
2 Energie-eiland	7
2.1 Kosten van het eiland	8
2.2 Inkomsten van het eiland	14
2.3 Toepassing op het eiland	18
2.4 Besluit energie-eiland	20
3 Zonne-energiecentrale	23
3.1 Zonnepanelen	24
3.2 Zonnecentrales	26
3.3 Besluit Zonnecentrale	30
4 Windmolenpark	33
4.1 Windmolens	34
4.2 Windpark	40
4.3 Besluit Windmolenpark	46
5 Besluit en aanbevelingen	49
5.1 Besluit	49
5.2 Aanbevelingen	50
Bibliografie	51

Lijst van figuren en tabellen

Lijst van figuren

1.1	Elektriciteit opgewekt door duurzame energiebronnen per jaar in MWh in België [Renouvelle, 2018]	2
2.1	J-Power's ocean PSH in Okinawa, Japan [Agrawal et al., 2011]	7
2.2	E-eiland principe [Verschraegen, 2017]	9
2.3	E-eiland schema [Verschraegen, 2017]	10
2.4	Bulbgroup [General Electric, 2018]	11
2.5	Simulatie van de vestiging van het eiland [DEME, 2017]	17
2.6	Algoritme van de simulatie. R2 en R3 zijn respectievelijk de secundaire en tertiaire reserve (zie 2.2.2)	22
3.1	Zonnestraling in België [IRM, 2018b]	23
3.2	Rendement van zonnepanelen in functie van hun toppuntshoek en helling [EF4, 2018]	25
3.3	Daling van de kost van grootschalige zonnepanelen installaties in de Verenigde Staten in \$ in W_{DC} [FU et al., 2017]	26
3.4	Kostcomponenten van grootschalige zonnepanelen installaties in de Verenigde Staten in \$ in W_{DC} [FU et al., 2017]	27
3.5	Hydrelio ® [Ciel et Terre, 2018]	30
4.1	Totaal vermogen capaciteit in de Europese Unie 2005-2017 [EWEA, 2018]	33
4.2	Haliade-X [Kurtjens, 2018]	34
4.3	Windmolen [Rijksdienst voor Ondernemend in Nedeland, 2018]	35
4.4	Actuator Disk [Van Kuik and Veldkamp, 2011]	36
4.5	Vermogen curve van een fictieve windmolen [Van Kuik and Veldkamp, 2011]	37
4.6	Stuwkrachtscurve van een fictieve windmolen [Van Kuik and Veldkamp, 2011]	38
4.7	Jensen model (RENKEMA, 2007 [Renkema, 2007])	40
4.8	Kostverdeling van offshore windmolens [Stehly et al., 2016]	41
4.9	Kostverdeling van onshore windmolens [Stehly et al., 2016]	42
4.10	Jaarlijkse gemiddelde windroos in Middelkerke [IRM, 2018a]	43
4.11	Windmolenpark met 18 windmolens van 3MW	44

4.12 Vermogen curve van een Xant L-33 [Vanheuwelerswyn, 2018]	45
4.13 Componenten van de kost van een Xant L-33	46
4.14 Windmolenpark met 79 windmolens van 335 kW	47

Lijst van tabellen

1.1 CO ₂ -uitstoot in g per opgewekte kWh [Planete-energies, 2018]	1
1.2 Vergelijking van de relatieve hoeveelheid opgewekte elektriciteit per bron tussen België en de rest van de wereld in % [ELIA, 2018c][Planete-energies, 2018]	1
2.1 Actieve verliezen in het federale transmissienet voor 2017 [ELIA, 2018a]	12
2.2 Details van de nettarieven, taksen, toeslagen en verplichtingen die in 2017 van toepassing waren voor pompopslagcentrales rechtstreeks aangesloten op het net in Vlaanderen [ELIA, 2018d] [CREG, 2018] . . .	14
2.3 Verdeling van de variabele omzet tussen R2 en R3 reserves en BELPEX DAM arbitrage (k€)	18
2.4 Aflossingstabel energie-eiland (k€)	19
2.5 Antwoord op onderzoeksvraag 1.c	21
3.1 Aflossingstabel zonnecentrale in k€	28
3.2 Aflossingstabel zonnecentrale met tracker in k€	29
3.3 Aflossingstabel drijvende zonnecentrale in k€	29
3.4 Antwoord op de onderzoeksvraag 2.a	31
4.1 Gemiddelde vermogen van het windmolenpark in functie van de verschillende windrichtingen	42
4.2 Aflossingstabel Windpark 3MW windturbines in k€	44
4.3 Aflossingstabel Windpark XANT L-33 in k€	46
4.4 Antwoord op onderzoeksvraag 3.a	47

Lijst van afkortingen en symbolen

Afkortingen

ARP	Access Responsible Party
CAPEX	Capital Expenditure
CO ₂	Koolstofdioxide
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
DAM	Day Ahead Market
D.E.	Duurzame energie
IOV	Interne OpbrengstVoet
LAT	Lowest Atronomical Tide
LCOE	Levelized Cost Of Energy
NCW	Netto Contante Waarde
NRV	Net Regulation Volume
OPEX	Operational Expenditure
<i>pdf</i>	Probability Density Function
PP	Payback Period
PSH	Pumped Storage Hydropower
PV	Photovoltaic
R2	Secondaire reserve van ELIA
R3	Tertiaire reserve van ELIA
ZC	Zonnecentrale

Symbolen

a	Induction Factor []
A	Oppervlakte [m ²]
AEP	Annual Energy Production [GWh]
C_p	Vermogenscoëfficiënt []
C_T	Stuwkrachtscoëfficiënt []
D	Diameter [m]
e	Capaciteitsfactor []
E	Energie [Wh]
g	Zwaartekrachtversnelling [9.81 m/s ²]
h	Hoogte [m]
p	Statische Druk [Pa]
P	Vermogen [W]
P_v	Piekvermogen [Wp]
Q	Debiet [m ³ /s]
U	Snelheid [m/s]
W_{AC}	Vermogen in wisselstroom [W]
W_{DC}	Vermogen in gelijkstroom [W]
Z_s	Zonnestraling [W/m ² /jaar]
η	Rendement []
ρ	Volumieke massa [kg/m ³]

Hoofdstuk 1

Inleiding

Probleemstelling

Momenteel wordt de interesse in duurzame energie steeds groter omwille van twee belangrijke redenen. Enerzijds wordt fossiele energie schaarser. De beschikbare aardolie- en gasreserves zullen over 70 jaar grotendeels op zijn. Anderzijds blijkt ecologie steeds belangrijker. Het broeikaseffect laat zich reeds duidelijk merken. In 2016 werd er 36,4 miljard ton CO₂ in de atmosfeer uitgestoten. Dat is 100 miljoen ton meer dan in 2015 [Planetoscope, 2018]. Elektriciteitsopwekking is verantwoordelijk voor 42,5 % van deze uitstoot [Planete-energies, 2018]. De uitstoot van broeikasgassen hangt van het type van elektriciteitsproductie af. Tabel 1.1 geeft de productie van CO₂ per opgewekte kWh per energiebron.

kool	gas	zon	wind	kernenergie	waterkracht
950	350	60-150	3-22	6	4

TABEL 1.1: CO₂-uitstoot in g per opgewekte kWh [Planete-energies, 2018]

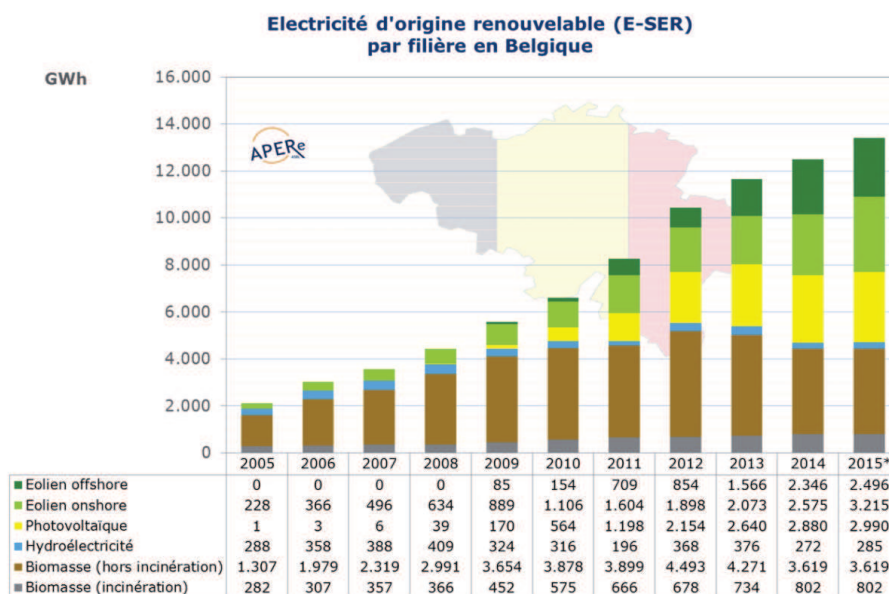
	kool	aardolie	gas	kern	water	wind	andere D.E.
België	1,36 %		33,31 %	40,47 %	9,53 %	8,41 %	6,92 %
Wereld	41 %	4 %	22 %	11 %	16 %	6 %	

TABEL 1.2: Vergelijking van de relatieve hoeveelheid opgewekte elektriciteit per bron tussen België en de rest van de wereld in % [ELIA, 2018c][Planete-energies, 2018]

Duurzame energie (D.E.) is blijkbaar de energie van de toekomst om de opwarming van de aarde te beperken. Uit de tabellen 1.1 en 1.2 is het duidelijk dat de uitstoot van broeikasgassen substantieel kan worden verlaagd door duurzame energie te gebruiken, zeker in de wereld waar 41 % van elektriciteit door kool opgewekt is [Planete-energies, 2018]. In België kan de CO₂-uitstoot lager worden door minder gas te gebruiken [ELIA, 2018c]. Kernenergie stoot niet veel CO₂ uit. Maar de productie van kernafval geeft het een slechte reputatie. Bovendien zullen de reserves van

1. INLEIDING

uranium niet meer dan 100 jaar duren. In de komende jaren wil de federale regering de kerncentrales uitschakelen. Nieuwe elektriciteitscentrales moeten opgebouwd worden voor een capaciteit van 5 GW [ELIA, 2018c]. Er bestaan vijf types van duurzame energie: waterkracht, wind, biomassa, zon en aardwarmte. In België wordt 9,53 % van de elektriciteit door waterkrachtcentrales opgewekt. Door het reliëf van ons grondgebied is het moeilijk dit percentage te verhogen. Aardwarmte en biomassa zullen in deze thesis niet aan bod komen. Windmolens en zonnepanelen produceren meer dan 10 % van onze elektriciteit. Hun gebruik is aan het toenemen zoals weergegeven in figuur 1.1.



FIGUUR 1.1: Elektriciteit opgewekt door duurzame energiebronnen per jaar in MWh in België [Renouvelle, 2018]

Het grootste probleem met deze types van energie is dat ze intermitterend en fluctuerend zijn. Als de windkracht kleiner dan 2-3 is, wordt er geen energie door windmolens opgewekt. Windmolens draaien op vol vermogen aan een windkracht van 6 tot 9. Daarna stoppen de windmolens omwille van veiligheidsredenen. Een windmolen wekt twee keer meer elektriciteit op in de winter dan in de zomer. Zo is ook voor zonnepanelen de zonnestraling groter in de zomer dan in de winter. Er bestaat wel een oplossing voor dat probleem. De energie kan opgeslagen worden gedurende periodes van grote opwekking en teruggeleverd worden als er niet genoeg energie op het netwerk is. Batterijen kunnen gebruikt worden maar ze zijn duur, hebben een beperkte levensduur en een lage opslagcapaciteit. Power To Gas is een andere manier om elektriciteit op te slaan [Tirez et al., 2015]. Momenteel is het Vlaamse

bedrijf Eoly bezig met een dergelijk project [EOLY, 2017]. Er bestaan twee andere mogelijkheden om energie op grote schaal op te slaan: pumped storage hydropower (PSH) en compressed air energy storage [Agrawal et al., 2011]. Momenteel stelt PSH 99 % van de mondiale opslag op grote schaal voor en is het de meest realistische optie [Verschraegen, 2017]. Er bestaat ook een eenheid van compressed air energy storage in Duitsland en in de Verenigde Staten. In deze thesis zal enkel de PSH aan bod komen.

In België zijn er twee PSH centrales, spaarbekken centrales : de waterkracht centrales van Platte Taille en Coe. Deze laatste centrale is een buffer voor de kerncentrale van Tihange. Als er een overschot aan elektriciteit is, wordt er water gepompt naar twee bovenste bekken. Bij gebrek aan elektriciteit wordt er water via *Francis* turbines naar een ander bekken 270 m lager geleid om elektriciteit te produceren. Deze centrale heeft een vermogen van 1164 MW. Momenteel loopt er een studie om deze capaciteit uit te breiden tot 2180 MW [EngieCoe, 2018]. Door de geografie en de bevolkingsdichtheid is het moeilijk meer van dergelijke centrales te bouwen. Onlangs heeft een nieuw concept zijn opwachting gemaakt, het concept van het energie-eiland. Het is een kunstmatig eiland dat vol en leeg kan gemaakt worden om energie op te slaan. Onlangs werd er aangekondigd dat de Belgische bageraar DEME een kunstmatig eiland in Dubai ging ontwerpen om groene energie op te slaan [Adriaen, 2018]. België beschikt over een kust van 66 km lang geschikt voor een dergelijk project. De opbouw van een eiland is een serieuze investering maar er bestaan verschillende mogelijkheden om het winstgevend te maken. Misschien is het tijd voor een gelijkaardig eiland in België.

Onderzoeksvragen

De drie onderzoeksvragen in het kader van deze masterproef zijn de volgende:

1. Is een energie-eiland aan de Belgische kust economische haalbaar?
 - a) Wat zijn de verschillende kosten van het eiland?
 - b) Wat zijn de mogelijke opbrengsten van het eiland?
 - c) Wat zijn de Netto Contante Waarde (NCW), de Interne opbrengstvoet (IOV) en de PayBack Period (PP) van het eiland?
2. Is het energie-eiland geschikt om een zonnecentrale te vestigen?
 - a) Wat zou de NCW, IOV en Payback Period zijn van de verschillende types fotovoltaïsche (PV) centrales (Vaste, Drijvende en Één as tracker) op het eiland?
 - b) Welke impact heeft een zonnecentrale op de winstgevendheid van het eiland?
3. Is het energie-eiland geschikt om een windmolenspark te vestigen?

- a) Wat zou de NCW, IOV en Payback Period zijn van de verschillende types windmolenparken (kleine en grote windturbines) op het eiland?
- b) Welke impact heeft een windmolenpark op de winstgevendheid van het eiland?

Structuur van de thesis

In hoofdstuk 2 wordt er gepoogd de eerste onderzoeksvraag te beantwoorden. Dankzij een literatuurstudie worden CAPEX, OPEX en de belastingen van het eiland berekend om de kost van het eiland te bepalen. Daarna worden de inkomsten door arbitrage en deelname aan de reserves van ELIA berekend om de opbrengsten van het eiland te berekenen. Met de kosten en de opbrengsten worden de NCW, IOV en Payback Period bepaald. De winstgevendheid van de drie soorten PV centrales wordt bepaald in hoofdstuk 3. In hoofdstuk 4 zal er een antwoord op de derde onderzoeksvraag geformuleerd worden. De winstgevendheid van de twee soorten windmolenparken wordt bepaald. In de conclusie zullen de antwoorden op de onderzoeksvragen gesynthetiseerd worden. De beperkingen en de eventuele aanbevelingen voor verder onderzoek zullen aangereikt worden.

Methodologie

Drie verschillende onderwerpen zullen in deze masterthesis behandeld worden:

- energie-eiland
- zonne-energie
- windenergie

Elk onderwerp zal in een apart hoofdstuk behandeld worden. Elk hoofdstuk zal met een literatuurstudie beginnen. Gezien de actualiteit van het onderwerp werden de meeste bronnen op het internet gevonden. Verschillende websites, verslagen, eindwerken en naslagwerken werden geraadpleegd. Naast de schriftelijke bronnen zijn er ook interviews met actieve bedrijven in de drie verschillende domeinen. Zodoende werd de informatie die uit de schriftelijke bronnen vergaard werd door specialisten bevestigd. Bovendien is niet alle kritische informatie beschikbaar in schriftelijke bronnen (prijzen, rendementen). Een interview kan aldus bijkomende informatie verschaffen.

In het licht van de literatuurstudie werd er gepoogd de onderzoeksvragen te beantwoorden. De economische haalbaarheid van de drie verschillende projecten (energie-eiland, zonnecentrale en windpark) werd bepaald dankzij simulaties met behulp van programmeertalen (VBA en Matlab). Indien mogelijk dienen de resultaten met de informatie die zich in de verschillende bronnen bevindt, vergeleken te worden.

Tijdens het opstellen van het hele werk was het zeer belangrijk een nauwe samenwerking met de promotor en de tweede lezer te handhaven. Zo bleef de focus op de doelstellingen en was het mogelijk om van de ervaring van specialisten te profiteren.

Hoofdstuk 2

Energie-eiland

In dit hoofdstuk zal het concept van energie-eiland besproken worden. Daarna zullen de kosten en opbrengsten van een eiland berekend worden. Ten slotte zal de winstgevendheid van het eiland bepaald worden.



FIGUUR 2.1: J-Power's ocean PSH in Okinawa, Japan [Agrawal et al., 2011]

Momenteel zijn spaarbekken centrales de meest gebruikte grootschalige mogelijkheid om energie op te slaan [Verschraegen, 2017]. Zulke centrales kunnen zowel met zoet- als met zoutwater werken. De centrale J-Power's ocean PSH in Okinawa, Japan (Fig 2.1) is hier een goed voorbeeld van. Deze centrale had een capaciteit van 30 MW maar werd in 2006 ontmanteld omwille van rentabiliteitsredenen. Een tweede spaarbekken centrale bevindt zich in El Hierro in de Canarische eilanden. Daar wordt er geprobeerd de hele bevolking met duurzame energie te bevoorraden om het eiland onafhankelijk van elektriciteit te maken [El Pais, 2018]. Windmolens wekken elektriciteit op die in een bekken op de top van een vulkaan 700 m boven de zeespiegel opgeslagen wordt. Het gebruikte water komt uit de oceaan zoals bij de J-Power's

centrale maar het wordt eerst ontzout. Een rendabiliteitstudie van het project werd gemaakt door C. Bueno et J.A. Carta [Bueno and Carta, 2004].

De opgeslagen energie in het bovenste bekken is proportioneel aan het hoogteverschil tussen het bovenste en het laagste bekken (h). Het vermogen van de turbine wordt gegeven door vergelijking 2.1 weergegeven. ρ is de volumieke massa van water, g is de zwaartekrachtversnelling, η het rendement van de turbine en Q het debiet van het water.

$$P_{elek} = \rho g \eta Q h \quad (2.1)$$

Om een PSH centrale met een groot vermogen op te bouwen, moet of h of Q groot zijn. In het algemeen zijn de traditionele spaarbekken centrales opgebouwd zodat het hoogteverschil tussen de bekkens groot is. Een kleiner debiet kan dan gebruikt worden en de centrale kan langer elektriciteit opwekken. Dit is een eerste verschil met het energie-eiland. Aan zee mag het waterpeil van het kunstmatige bekken bij voorkeur niet lager zijn dan 40 m ten opzichte van de zeespiegel [Verschraegen, 2017]. Het debiet van een energie-eiland moet dan groter zijn dan het debiet van een spaarbekken centrale om dezelfde hoeveelheid energie te produceren. Hun CAPEX is a fortiori groter door de nodige grotere infrastructuur.

In België heeft de regering twee speciale zones gekozen voor het opbouwen van een energie-eiland in de territoriale wateren [DEME, 2017], onder andere in Wenduine op verzoek van het consortium TVH iLand. Het consortium omvat de Belgische baggeraars DEME en JANDENUL, Electrabel, PMW en SRIV- Socofe [DEME, 2018].

2.1 Kosten van het eiland

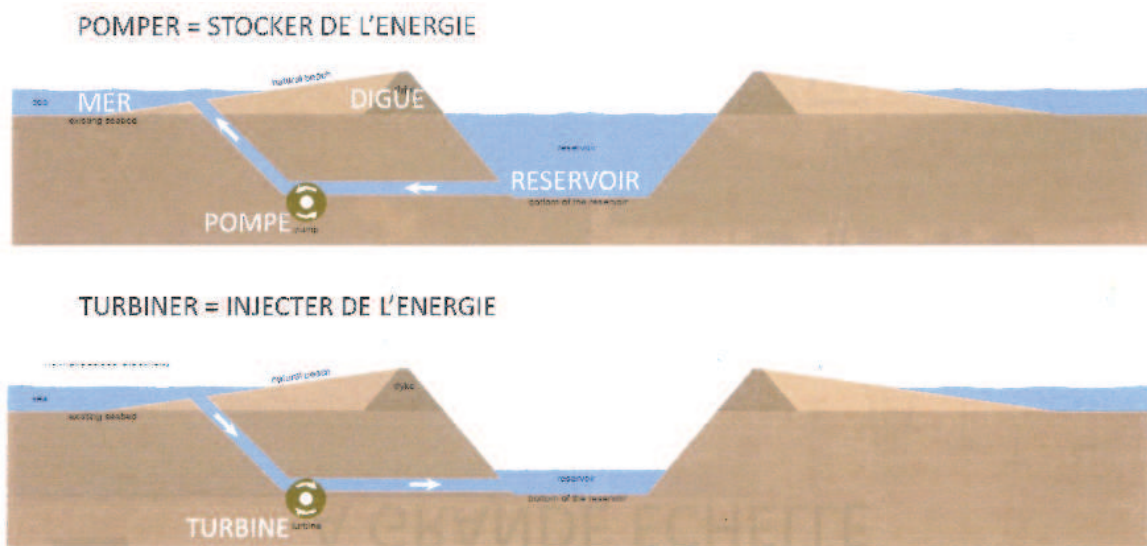
De kosten van het eiland worden in drie rubrieken verdeeld : CAPEX, OPEX en specifieke kosten voor België.

2.1.1 CAPEX

De investeringskost van het eiland is verdeeld tussen het bouwen van het eiland en de turbines. De CAPEX kan in €/KW en €/KWh uitgedrukt worden. Het verslag van de CREG [Tirez et al., 2015] kondigt een investeringskost tussen 362 en 5000 €/KW of tussen 5 en 259 €/KWh aan. De CAPEX kan sterk verschillen omdat de kost van pompopslagcentrales sterk afhankelijk is van de lokale arbeidskosten en het milieu waarin ze ontwikkeld zijn.

Infrastructuur van het eiland

Om het eiland op te bouwen, wordt de zeebodem gebaggerd. Het gewonnen zand wordt rondom het gat gespoten. Zo wordt rond het gat een dijk opgebouwd om een bekken te maken. Om de dijk waterdicht te maken wordt ze met een waterdichte stof



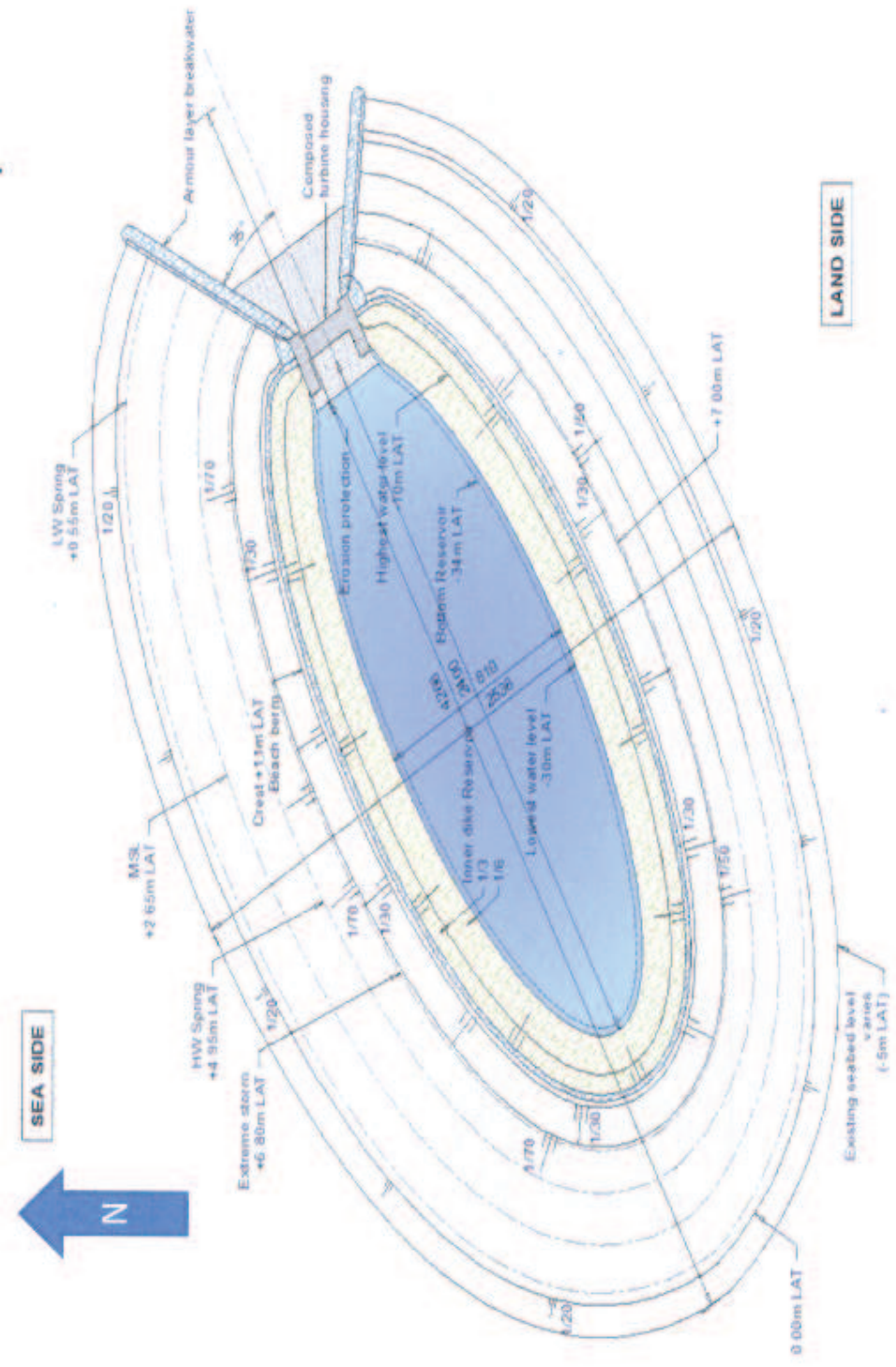
FIGUUR 2.2: E-eiland principe [Verschraegen, 2017]

afgedekt. Een betonstructuur wordt opgebouwd op een zijde van het eiland om de infrastructuur en de turbines te installeren. Waterpijpen worden tussen het bekken en de zee gegraven. Er zijn waterkrachtmachines (pomp/turbine) in de waterpijpen geïnstalleerd (Fig 2.2). Als er een overschot aan elektriciteit is, wordt er water uit het bekken gepompt en bij gebrek aan elektriciteit wordt er water via turbines naar het bekken geleid [Verschraegen, 2017].

Het project van TVH iLand gaat over een eiland van 7,45 km² boven 0 m LAT. De oppervlakte van het centrale bekken op zijn respectievelijk hoogste en laagste niveau is gelijk aan 218 Ha en 152 Ha, ongeveer 37 miljoen kubieke meter kan gebruikt worden om elektriciteit op te slaan. Het eiland neemt de vorm van een ellips aan om de erosie door de stroming te beperken. De grote as van de ellips vormt een hoek van ongeveer 22,5° met het oosten en is parallel met de kust geplaatst net zoals de overheersende stroming. Het laagste punt van het bekken ligt op -34 m LAT. Het eiland zou op vijf kilometer van de kust gebouwd worden. Daar is de gemiddelde diepte van de zee ongeveer gelijk aan - 7,5 m LAT [Afdeling Kust, 2018]. Om het eiland uit figuur 2.3 te graven moeten meerdere miljoen ton zand verplaatst worden. Het hoogste punt bereikt een hoogte van 11 m LAT. De kost van de hele infrastructuur wordt op een miljard euro geschat.

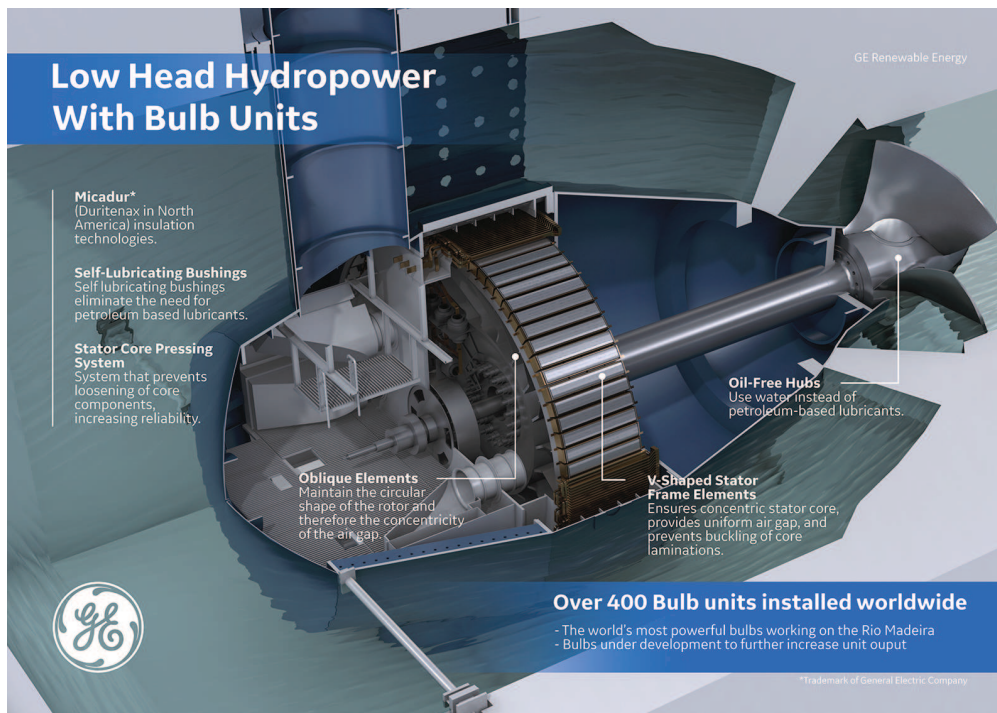
Bulbgroup

In gewone spaarbekken centrales worden *Francis* turbines gebruikt. Ze hebben een hoge efficiëntie (~90%) voor grote hoogteverschillen (>50 m). Ze werken zowel als



FIGUUR 2.3: E-iland schema [Verschraegen, 2017]

turbine en als pomp. Ze bereiken een vermogen van 800 MW [Wikipedia, 2018b]. Ze zijn niet geschikt voor een E-eiland door het kleine hoogteverschil tussen het bekken en de zeespiegel. Hiervoor moeten *Kaplan* turbines in de vorm van bulbgroep gebruikt worden (fig 2.4). Deze waterkrachtmachines hebben een hoge efficiëntie (~90%) voor grote debieten en hoogteverschillen van enkele tientallen meter [Wikipedia, 2018c]. Ze kunnen ook als pomp of als turbine werken. Ze hebben een kleiner vermogen dan de *Francis* turbines. Momenteel heeft de grootste bulbgroep een vermogen van 76,65 MW [General Electric, 2018]. Deze turbines zijn op de Rio Madeira in Brasilië geïnstalleerd. Zulke turbines kunnen ook perfect met zoutwater werken zoals in de dam van La Rance in Frankrijk.



FIGUUR 2.4: Bulbgroep [General Electric, 2018]

Het eiland op figuur 2.3 is voorzien van een vermogen van 630 MW geproduceerd door 14 bulbgroepen van 45 MW. Een extra bulbgroep wordt als reserve gehouden. De efficiëntie van de energieopslag zou ongeveer gelijk zijn aan 75 % volgens het verslag van de NREL [Agrawal et al., 2011]. De CREG kondigt een rendement van 65 % aan [Tirez et al., 2015]. Dankzij de grootte van het bekken kan het eiland 2200 MWh leveren. De kost van de turbines is geschat op 400 miljoen euro [Verschraegen, 2017].

Conclusie CAPEX

Het eiland is een investering van 1,4 miljard euro (CAPEX). De kost per KW is 2222 €. De kost per KWh hangt af van de levensduur van de centrale. Als de centrale 50 jaar operationeel is en als ze een volle cyclus per dag doorloopt, is de kost per KWh gelijk aan 35 €.

2.1.2 OPEX

Het verslag van de CREG kondigt een exploitatiekost tussen 4,3 en 15 €/kW/jaar aan [Tirez et al., 2015]. De onderhoudskosten van het eiland zijn gelijk aan 0,6 % van de CAPEX, 13,34 €/kW/jaar [Verschraegen, 2017].

2.1.3 Specifieke kosten voor België

Europese en federale regelgeving

De Europese regelgeving heeft een dubbelzinnige visie op de elektriciteitsopslag. Enerzijds moedigen sommige teksten de energieopslag aan. Anderzijds kan de injectie van elektriciteit op het net niet van de productie van elektriciteit onderscheiden worden. Strikt juridisch wordt elektriciteitsopslag afwisselend als verbruik en vervolgens als opwekking van elektriciteit beschouwd. Dit geldt ook voor de federale wetgeving. Omdat er geen specifiek regelgevend kader voor elektriciteitsopslag is, is elektriciteitsopslag onderworpen aan alle wettelijke en reglementaire bepalingen in verband met het verbruik en de productie van elektriciteit [Tirez et al., 2015].

Nettarieven

Momenteel is er geen specifieke tariefregeling voor elektriciteitsopslag. Voor wat volgt is het eiland op een spanningsniveau hoger dan 30 kV aangesloten, op het ELIA-net. Artikel 161 van het federaal technisch reglement stelt dat *Access Responsible Party's* (ARP's) de actieve verliezen in het federale transmissienet (380/220/150kV) compenseren voor al hun toegangen tot het net voor afnames. Tabel 2.1 geeft de percentages van de actieve netverliezen voor 2017 gepubliceerd door ELIA weer. Opslagcentrales zijn niet vrijgesteld van deze compensaties. De gemiddelde actieve verliezen in het federale transmissienet voor 2017 is gelijk aan 1,28 %.

Piekuren	1,35 %
Daluren	1,25 %
Weekend	1,25 %

TABEL 2.1: Actieve verliezen in het federale transmissienet voor 2017 [ELIA, 2018a]

Taksen, toeslagen en andere verplichtingen voor opslag

In Vlaanderen zijn er geen vrijstellingen van taksen, toeslagen en andere verplichtingen die in België opgelegd worden aan afnames en injecties van elektriciteit op het net voor elektriciteitsopslag.

Op het federale vlak betreft dit het tarief voor het onderschreven hoofdvermogen voor het transmissienet, de federale bijdrage, het tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van groenestroomcertificaten, het tarief voor de openbare dienstverplichtingen voor de financiering van de aansluiting van offshore windmolenparken, het tarief voor de compensatie in natura van actieve verliezen op het transmissienet, het tarief voor openbare dienstverplichtingen inzake strategische reserve en de transmissienettarieven (Tab 2.2). Voor het gewest betreft dit de toeslag voor de taksen "masten" en "sleuven" [ELIA, 2018d].

Toepassing op het eiland

De betrokken pompopslagcentrale heeft een vermogen van 630 MW met een reserve van 45 MW en een capaciteit van 2200 MWh. Ze is op het federale transmissienet (380/220/150 kV) aangesloten. Als de centrale een volledige cyclus per dag verwezenlijkt, neemt ze per jaar 803 GWh van het net af. De gegevens van 2017 werden gebruikt. Voor de compensatie in natura van actieve verliezen op het 380/220/150 kV-transmissienet, gaan we uit van de veronderstelling van een gelijke afname tijdens het weekend, de piek- en de daluren (1,28 %) met een aankoopprijs gelijk aan de gemiddelde op BELPEX DAM, 44,6 €/MWh [BELPEX, 2018]. Op tabel 2.2 worden de details van de nettarieven, taksen, toeslagen en verplichtingen die in 2017 van toepassing waren voor pompopslagcentrales rechtstreeks aangesloten op het net in Vlaanderen weergegeven.

Het tarief voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur is de som van:

- Het tarief voor de maandpiek voor afname (0,2661 €/kW), te vermenigvuldigen met 12 maanden
- Het tarief voor de jaarpiek voor afname (4,7749 €/kW)
- Het tarief voor het ter beschikking gestelde hoofdvermogen voor afname (4,9174 €/kW)

Deze tarieven moeten met het vermogen van de centrale vermenigvuldigd worden. De Federale bijdrage en het tarief voor de openbare dienstverplichtingen voor de financiering van groenestroomcertificaten bereiken hun maximale waarde van respectievelijk 252 750 € en 250 000 €. De transmissienettarieven voor de afnames zijn gelijk aan de som van:

Jaarlijkse vaste kosten - afnames		
Tarief voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur	9,958 €/kW	6 273 540 €
Federale bijdrage	MAX	252 750 €
Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van groenestroomcertificaten opgelegd aan ELIA	MAX	250 000 €
Variabele kosten - afnames		
Transmissienettarieven	1,976 €/MWh	1 586 808 €
Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering aansluiting offshore windmolenparken opgelegd aan ELIA	0,079 €/MWh	63 437 €
Tarief voor openbare dienstverplichtingen strategische reserves opgelegd aan ELIA	0,1902 €/MWh	152 731 €
Kost die verband houdt met de compensatie in natura van actieve verliezen op het transmissienet 380/220/150 kV	0,571 €/MWh	458 417 €
Taksen "masten" en "sleuven" (Vlaanderen)	0,116 €/MWh	93 148 €
Variabele kosten - injecties		
Transmissienettarieven	0,964 €/MWh	774 092 €

TABEL 2.2: Details van de nettarieven, taksen, toeslagen en verplichtingen die in 2017 van toepassing waren voor pompopslagcentrales rechtstreeks aangesloten op het net in Vlaanderen [ELIA, 2018d] [CREG, 2018]

1. Het tarief voor de vermogensreserves en de black start voor de afname (1,1189 €/MWh)
2. Het tarief voor de integratie van de elektriciteitsmarkt (0,3604 €/MWh)
3. Het tarief voor het beheer van het elektrische systeem (0,4968 €/MWh)

De andere tarieven zijn te vinden op de website van ELIA [ELIA, 2018d]. In totaal is het bedrag van tabel 2.2 gelijk aan 9 904 923 €.

2.2 Inkomsten van het eiland

In België worden traditioneel twee bronnen van inkomsten in verband met opslag gecombineerd: de arbitrageactiviteit en de levering van ondersteunende diensten aan ELIA. Bovendien kan het eiland een ondersteunende dienst aan derde partijen leveren. Die laatste mogelijkheid zal in dit werk niet aan bod komen.

2.2.1 Arbitrage

De arbitrageactiviteit gaat over het maken van winst door het kopen van elektriciteit als deze goedkoop is, die op te slaan en daarna te verkopen als het duur is. Voor deze studie kan de arbitrage plaatsvinden op basis van de prijzen op BELPEX DAM en op basis van de realtime onevenwichtstarieven gepubliceerd door ELIA. Om een positieve arbitragemarge te maken, moet het verschil tussen de aankopen en verkopen groot genoeg zijn om de energieverliezen tijdens het opslagproces te dekken, i.e. moet de vergelijking 2.2 gerespecteerd worden. Aan de verkoopprijs moeten nog de ermee gepaard gaande nettarieven en taksen/toeslagen afgetrokken worden om de nettoverkoopprijs te berekenen.

$$Aankoopkosten/Nettoverkoopprijs \leq \eta_{opslag} \quad (2.2)$$

Arbitrage op BELPEX DAM

In november 2006 werd de Belgische beurs BELPEX DAM opgericht [ELIA, 2012]. De DAM-prijs is gekoppeld aan de prijzen van de markten in Duitsland, Oostenrijk, Frankrijk, Spanje, Nederland, Portugal, Groot-Brittannië, Polen, de Baltische landen en de Scandinavische landen. In 2017, werd op de BELPEX DAM beurs meer dan 17 TWh verhandeld. De prijs van elektriciteit op de BELPEX DAM wordt voor elk uur van de komende dag in €/MWh bepaald [BELPEX, 2018].

Arbitrage op de onevenwichtstarieven, gepubliceerd door ELIA

Een *Access Responsible Party* (ARP) is verantwoordelijk voor het evenwicht op kwartierbasis tussen de injecties en de afnames van de gebruikers van het net waarvoor hij toegangsverantwoordelijke is. Een ARP kan een producent, grootverbruiker, elektriciteitsleverancier of trader zijn. Ze moet voor elke dag een nominatie publiceren om op kwartierbasis zijn consumptie en productie van elektriciteit te verklaren. Als ELIA een onevenwicht op kwartierbasis tussen de nominatie en echte elektriciteitsconsumptie van de ARP vaststelt, past ze de onevenwichtstarieven toe die van toepassing zijn in de loop van dat kwartier. Als de ARP gedurende een kwartier meer energie heeft afgenomen dan geïnjecteerd, heeft de ARP een tekort (negatief onevenwicht). Ze koopt dan elektriciteit bij ELIA tegen het onevenwichtstarief. Het tegenovergesteld geldt als de ARP een overschot aan elektriciteit heeft. De onevenwichtstarieven zijn volatieler dan de tarieven op de BELPEX DAM. Een grote marge zou kunnen gemaakt worden maar het betekenisvolle deel van de voordeligste onevenwichtstarieven gebeurt als het regelvolume (NRV), geactiveerd door ELIA, niet groot is. Als de ARP over een opslagcentrale beschikt, kan ze vrijwillig van de nominaties afwijken om zo bijkomende marge van arbitrage te vormen. De arbitrage op de onevenwichtstarieven is een stochastisch proces en zal niet in de opslagcentrale toegepast worden.

2.2.2 Levering van ondersteunende diensten aan ELIA

Als er een onevenwicht is tussen de productie en de consumptie van elektriciteit moet de elektriciteitsnetwerkbeheerder, ELIA, een oplossing vinden om de frequentie van 50 Hz op het netwerk te garanderen. Er staan verschillende middelen ter beschikking voor ELIA [ELIA, 2018b]:

- Primaire reserve (R1): Automatisch geactiveerd, ze kunnen hun elektriciteitsproductie in een tijdstip van 0 tot 30 seconden aanpassen. Het volume van R1 bevat 83 MW per jaar.
- Secundaire reserve (R2): automatisch opwaarts of neerwaarts geactiveerd als er een gebrek of overschot aan elektriciteit op het netwerk is. Ze kunnen op het net ingrijpen tussen 30 seconden en 15 minuten. Het volume van R2 bevat 140 MW per jaar.
- Tertiaire reserve (R3): Handmatig geactiveerd, gebruikt om op grote onevenwichten te reageren. Het volume van R3 is gelijk aan 830 MW met 300 MW van R3 Standard. Ze moeten op het net ingrijpen na 15 minuten.
- Black start-dienst: In geval van Black out, om het net te kunnen herstarten, doet ELIA een beroep op centrales die zonder elektriciteit op het net kunnen opstarten.
- Spanningsregeling: Sommige centrales stellen een reactieve spanningsband voor het beheer van de spanning ter beschikking van ELIA.
- Aankoop van energie ter compensatie van verliezen op het net ≤ 70 kV.

Een pompopslagcentrale kan namelijk aan de secundaire en tertiaire reserve deelnemen. De secundaire reserves krijgen een vergoeding per megawatt per uur die tijdens het jaar ter beschikking gesteld worden. Deze vergoeding is gelijk aan 32 €/MW/h voor opwaarts en neerwaarts afstellingen. De leverancier van secundaire reserve krijgen ook een vergoeding voor de activering van de reserve. Als een leverancier voor een kwartier zijn reserve opwaarts of neerwaarts moet activeren, koopt ELIA de geproduceerde elektriciteit van de reserve voor een bepaalde prijs die, in het algemeen, groter is dan op BELPEX. Als een leverancier voor een kwartier zijn reserve neerwaarts moet activeren, verkoopt ELIA elektriciteit voor een prijs die, in het algemeen, lager is dan op BELPEX. De turbines die de secundaire reserve leveren, moeten aan het signaal van ELIA verbonden worden en mogen geen andere diensten leveren of arbitrage maken. Hetzelfde geldt voor de tertiaire reserve. In 2017 was de gemiddelde vergoeding voor de tertiaire reserve gelijk aan 4,28 €/MWh.

2.2.3 Andere inkomsten

De inkomsten van de secundaire en tertiaire reserves en de arbitrage zijn niet de enige mogelijke inkomsten voor het E-eiland. Er zijn ook milieuvoordelen en andere economische mogelijkheden.

Milieu potentieel en toerisme

De critici van het eiland beweren dat het opbouwen van zo'n infrastructuur aan de kust het zicht van de toeristen en de inwoners zou storen. Figuur 2.5 geeft een simulatie van de vestiging van het eiland in het landschap weer. Het zicht op het eiland is zeer beperkt.



FIGUUR 2.5: Simulatie van de vestiging van het eiland [DEME, 2017]

Integendeel biedt het eiland een bescherming voor de kust. Door de globale opwarming veroorzaakt de stijging van het zeeniveau grotere stormen en golven. Eilanden zijn de ideale manier om golven te breken voordat ze de kust bereiken. Het is interessant op te merken dat het eiland de oorzaken en de gevolgen van de globale opwarming bestrijdt. Het eiland is niet gemakkelijk toegankelijk voor mensen en biedt dan ook veel mogelijkheden voor dieren die van een beschermde plaats kunnen profiteren. Toerisme kan ook rond het eiland ontwikkeld worden om de installatie te bezoeken of als tussenstop voor boten zoals op de Waddeneilanden in de Nederland.

Aquacultuur

De omvang van het bekken biedt veel mogelijkheden voor aquacultuur. Verschillende vissoorten kunnen in de 152 Ha van het eiland gekweekt worden.

Platform voor groene energie

Het eiland kan ook gebruikt worden als platform voor duurzame energie. De dijk laat de vestiging van onshore windmolens toe. Zonnepanelen kunnen op de dijk

en op het bekken geïnstalleerd worden. In de twee volgende hoofdstuken zal de implementatie van zonnepanelen en windmolens besproken worden.

2.3 Toepassing op het eiland

Het eiland is met de cijfers van 2017 gesimuleerd. Het maakt winst met de secundaire en tertiaire reserve van ELIA en de arbitrage op de BELPEX DAM. 3 turbines van de opslagcentrale (135 MW) zijn ter beschikking gesteld aan ELIA voor de secundaire reserve hetgeen een winst van 37 843 200 € per jaar maakt. 3 turbines (135 MW) zijn ter beschikking gesteld voor de tertiaire reserve, daarvoor krijgt het eiland een vergoeding van 5 066 456 €. Na de verplichting van de secundaire en tertiaire reserve neemt de centrale deel aan de arbitrage op de BELPEX DAM in functie van de prijs van de elektriciteit en de energie opgeslagen in het bekken. Figuur 2.6 geeft het algoritme dat voor elk kwartier gesimuleerd is weer. Het algoritme werd met de programmeertaal van Excel (VBA) gesimuleerd. Het rendement van de opwaartse en neerwaartse activering zijn respectievelijk gelijk aan 0,9 en 0,8. Dit is gelijk aan een totaal rendement van 72 %. Dit rendement moet als een bovenwaarde beschouwd worden. Er wordt geen rekening met de impact van het tij gehouden. Als het bekken minder dan 800 MWh bevat en als de prijs op de BELPEX DAM voordelig is, wordt zoveel mogelijk elektriciteit op de BELPEX DAM gekocht om het bekken volledig te vullen. Als het bekken minder dan 158 MWh bevat, wordt zoveel mogelijk elektriciteit op de BELPEX DAM gekocht zodat het niet leeg raakt. Het bekken moet in alle omstandigheden aan de R2 en R3 reserve kunnen voldoen. Als de 270 MW reserve voor een kwartier neerwaarts geactiveerd moet worden dient het bekken 48,6 MWh te kunnen opslaan. Rekening houdend met het rendement van de pompen mag het bekken niet meer dan 2151,4 KWh bevatten om in alle omstandigheden aan de R2 en R3 reserves te kunnen voldoen. Hetzelfde geldt voor de opwaartse activatie, het bekken mag niet minder dan 48,6 MWh bevatten. Een minimum niveau gelijk aan 158 MWh, i.e. 630 MW tijdens een kwartier, is echter bepaald om meer flexibiliteit met de arbitrage te hebben.

Rekening houdend met de variabele taksen zou in 2017 de centrale met de hierboven vermelde voorwaarden respectievelijk een variabele omzet en een vaste omzet van 10 663 393 € en 42 909 656 € hebben gemaakt. De variabele taksen en belastingen zijn al van de omzet afgetrokken. De verdeling van de omzet tussen de R2 en R3 reserves en de BELPEX DAM arbitrage zijn te vinden in tabel 2.3.

R2 reserve	R3 reserve	BELPEX DAM arbitrage
8 878	1 361	424

TABEL 2.3: Verdeling van de variabele omzet tussen R2 en R3 reserves en BELPEX DAM arbitrage (k€)

Als die laatste cijfers constant over de jaren beschouwd worden, met een inflatie gelijk aan 1,9 % ¹ en een disconteringsvoet van 7,5 % is de aflossingstabel van het eiland in tabel 2.4 weergegeven.

Year	CAPEX	OPEX	Taksen (Vaste)	Omzet (Vaste)	Omzet (Variabele)	NCW
1	1 400 000	8 400	6 776	42 910	10 663	- 1 361 603
5	0	9 048	7 299	46 222	11 486	- 1 227 080
10	0	9 300	8 010	50 723	12 605	-1 094 900
15	0	10 897	8 790	55 663	13 833	-993 862
20	0	11 958	9 646	61 084	15 180	-916 629
25	0	13 122	10 586	67 034	16 658	-857 592
30	0	14 401	11 617	73 562	18 624	-812 464
35	0	15 803	12 748	80 727	20 061	- 777 969
40	0	17 342	13 990	88 589	22 015	-751 600
45	0	19 031	15 352	99 040	24 159	-731 444
50	0	20 885	16 848	106 685	26 512	-716 037

TABEL 2.4: Aflossingstabel energie-eiland (k€)

2.3.1 NCW

De netto contante waarde (NCW) geeft de huidige waarde (HW) van een toekomstig bedrag aan geld (TB) in een jaar n weer in functie van een rentevoet (disconteringsvoet) p . De disconteringsvoet is de interestvoet die kan gehaald worden dankzij een investering in een gelijkaardig project, het bevat onder meer de risico perceptie en de opportunity cost. Vergelijking 2.3 geeft de formule van de NCW weer voor meerdere bedragen verkregen in meerdere jaren.

$$HW = \sum_n \frac{TB_n}{(1+p)^n} \quad (2.3)$$

Als de NCW van een project op het einde van zijn levensduur positief is, betekent dit dat het project winstgevend is. De NCW van het eiland wordt hieronder in € weergegeven. De NCW is negatief hetgeen betekent dat het project niet rendabel is. Hetgeen door het verslag van de CREG bevestigd wordt [Tirez et al., 2015]. De overheid moet ingrijpen, een vergoeding geven aan het eiland om het winstgevend te maken of het eiland moet andere inkomsten vinden. Het is interessant op te merken dat de NCW sterk afhankelijk is van de rentevoet.

$$NCW_{eiland} = -Capex + \sum_{n=0}^{50} \frac{-Ope_x_n + Omzet_n}{(1+0,075)^n} = -716037133$$

¹Gemiddelde inflatie tussen 2010 en 2018 [inflation.eu, 2018]

2.3.2 IOV

De interne opbrengstvoet geeft het netto rendement van de investering in een project weer. De IOV is de rentevoet die een NCW gelijk aan nul geeft. De formule van de NCW voor meerdere bedragen verkregen in meerdere jaren wordt in vergelijking 2.4 weergegeven.

$$0 = \sum_n \frac{TB_n}{(1 + IOV)^n} \quad (2.4)$$

Als de IOV groter is dan de effectieve rentevoet p , betekent dit dat het project winstgevend is. De IOV van het eiland is gelijk aan 3 %. Dit resultaat komt overeen met de informatie gegeven door de NCW.

2.3.3 Payback Period

De Payback Period is de nodige tijd om de waarde van een investering te recupereren zonder rekening houden met de disconteringsvoet. Na de Payback Period wordt er effectief geld uit het project gehaald. De Payback Period van het eiland is gelijk aan 28 jaar en 5 maanden.

2.4 Besluit energie-eiland

De eerste onderzoeksvraag was: "Is een energie-eiland aan de Belgische kust economische haalbaar?"

1. Wat zijn de verschillende kosten van het eiland?
2. Wat zijn de mogelijke opbrengsten van het eiland?
3. Wat zijn de NCW, de IOV en de Payback Period van het eiland?

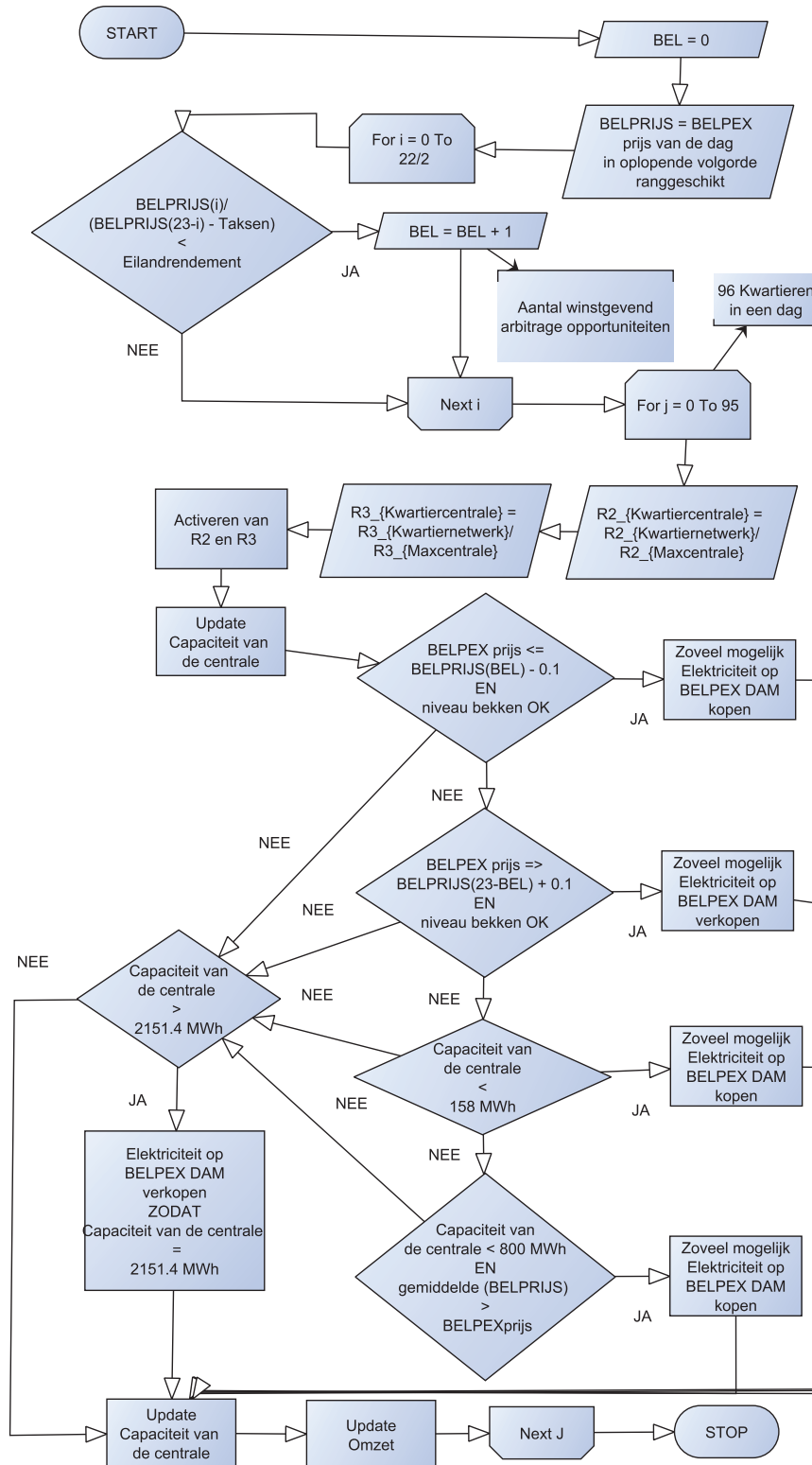
Wat de twee eerste subvragen betreft, werd er al een antwoord gegeven in de eerste en tweede sectie van dit hoofdstuk. De verschillende kosten omvatten de CAPEX (1,4 miljard €), de OPEX (8,4 miljoen €/jaar) en de vaste belastingen (6 776 290 €/jaar). Daarnaast bestaan er verschillende jaarlijkse inkomsten (Variabele taken afgetrokken):

- R2 Reserve : 8 878 332 €(Variabel) + 37 843 200€(Vast) = 46 721 532 €
- R3 Reserve : 1 361 027 €(Variabel) + 5 066 456 €(Vast) = 6 427 483 €
- BELPEX Arbitrage : 424 034 €

Tabel 2.5 beantwoordt de onderzoeksvraag 1.c. Momenteel, met de gestelde hypothesen, met een verdiscounteringsvoet gelijk aan 7,5 % is een energie-eiland aan de Belgische kust niet economisch haalbaar. Het is echter interessant op te merken dat de invloed van de rentevoet belangrijk is. Om een energie-eiland economisch haalbaar te maken kan een systeem van groenestroomcertificaten ontwikkeld worden. In tabel 2.5 zijn de NCW, de IOV en de Payback Period voor verschillende parameters weergegeven.

	NCW (k€)	IOV (%)	PP (Jaar-Maand)
E-eiland ($p = 7,5\%$)	-716 037	3	28-5
E-eiland ($p = 3\%$)	347 997	3	28-5
E-eiland ($p = 7,5\%$ zonder Jaarlijkse vaste belastingen)	-551 869	4	24-8

TABEL 2.5: Antwoord op onderzoeksvraag 1.c

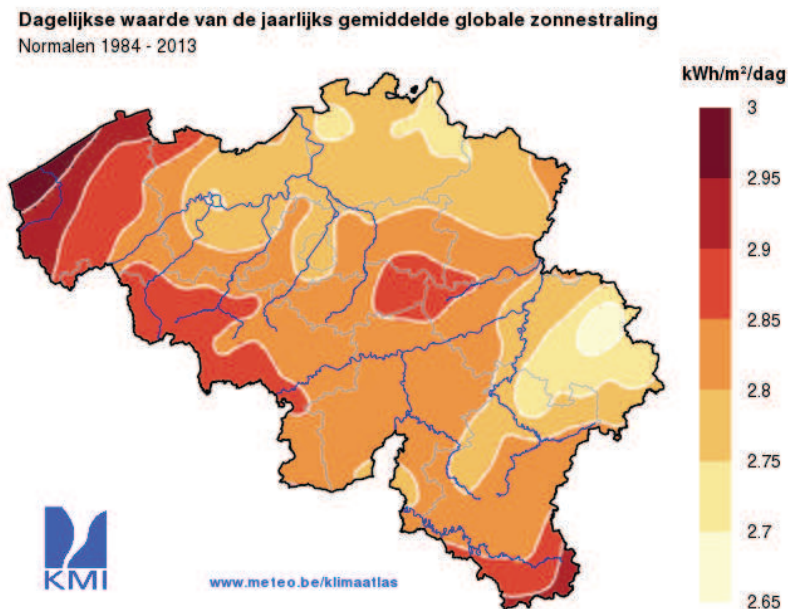


FIGUUR 2.6: Algoritme van de simulatie. R2 en R3 zijn respectievelijk de secundaire en tertiaire reserve (zie 2.2.2)

Hoofdstuk 3

Zonne-energiecentrale

Zonne-energie is met windenergie de meest gebruikte groene energie om elektriciteit op te wekken. Het is nu al een goedkope vorm van groene energie. De kost is van 40 ct/kWh in 2005 tot 9 ct/kWh in 2014 gedaald [Graichen, 2015]. De capaciteit van de geïnstalleerde zonnepanelen in België is nog steeds aan het stijgen (Fig 1.1). De vestiging van een zonnecentrale is misschien een manier om het energie-eiland meer winstgevend te maken. In ieder geval is de kust de beste plaats in België om zonnepanelen te plaatsen. Enerzijds is de zonnestraling daar gelijk aan 3000 kWh/m²/dag (Fig. 3.1). Het Belgische gemiddelde is gelijk aan 2820 kWh/m²/dag [IRM, 2018b]. Anderzijds koelt het water de panelen af hetgeen hun rendement verhoogt.



FIGUUR 3.1: Zonnestraling in België [IRM, 2018b]

3.1 Zonnepanelen

De fotovoltaïsche panelen bestaan uit meerdere fotovoltaïsche cellen die meestal van twee lagen silicium gemaakt worden. Die cellen zetten zonne-energie om in elektriciteit. Het licht op de eerste laag veroorzaakt een elektrische stroom tussen de twee lagen door het foto-elektrisch effect. Het rendement van de cellen ligt tussen 15 en 20 %. Er bestaan drie soorten silicium, gerangschikt in functie van hun rendement : monokristallijne, polykristallijne en amorfe. De monokristallijne lagen zijn de duurste maar geven het hoogste rendement. De polykristallijne bieden een hoog rendement met een relatief lage prijs. De amorfe cellen zijn minder geschikt voor zonnepanelen. Nieuwe types van zonnecellen worden voor het moment ontwikkeld met o.a. dunne-film zonnecellen [OFFREA, 2018]. De zonnecellen wekken gelijkstroom op die door een omvormer in wisselspanning omgezet wordt.

3.1.1 Fotovoltaïsche energie

Er bestaan veel factoren die de productie van zonnepanelen beïnvloeden, o.a.:

- De oriëntatie: de panelen produceren de meeste energie als de zonnestraling en de panelen haaks op elkaar staan. In België komt dit gemiddeld overeen met een paneel dat naar het zuiden gericht is onder een hoek van 35°. Als de oriëntatie niet optimaal is, daalt het rendement met de percentages die op figuur 3.2 weergegeven zijn.
- De temperatuur: een temperatuurstijging is schadelijk voor het rendement van de panelen. Volgens EF4 [EF4, 2018], daalt het rendement voor respectievelijk een goed en slecht verlucht paneel met 0.5 % en 5 % door de temperatuur. Volgens de website photovoltaïque.info [Photovoltaïque.info, 2018] daalt het rendement van de panelen met 0.4 %/°C.
- De omvormer: het is echt belangrijk de omvormer goed te dimensioneren zodat het hoogste rendement behaald wordt. Het rendement van de omvormer hangt van verschillende factoren af. Een meer gedetailleerde uitleg bevindt zich op de website photovoltaïque.info [Photovoltaïque.info, 2018]. In het algemeen is het rendement van omvormers gelijk aan 95 %.
- De kabels: er is een spanningsdaling in de kabels voor en na de omvormers. Volgens de website photovoltaïque.info [Photovoltaïque.info, 2018] is het rendement van de kabels voor en na de omvormers gelijk aan 99 %.
- Schaduw, stof...

Het piekvermogen van de panelen komt overeen met het vermogen dat een paneel met een zonnestraling gelijk aan 1000 W/m², een bepaalde atmosfeer(druk, samenstelling...) en een temperatuur van 25°C produceert. Deze laboratoriumomgeving verschilt met de echte plaats waar de panelen gevestigd zijn. Om de effectieve

© www.ef4.be		inclinaison par rapport à l'horizontale (°)						
		0	15	25	35	50	70	90
orientation	est	88%	87%	85%	83%	77%	65%	50%
	sud-est	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
	sud	88%	96%	99%	max 100%	98%	87%	68%
	sud-ouest	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
	ouest	88%	87%	85%	82%	76%	65%	50%

FIGUUR 3.2: Rendement van zonnepanelen in functie van hun toppuntshoek en helling [EF4, 2018]

productie van de panelen te bepalen kan de vergelijking 3.1 gebruikt worden (Photovoltaïque.info, 2018 [Photovoltaïque.info, 2018]). E_{elek} is de energie in kWh die tijdens een jaar door de panelen geproduceerd wordt. Z_s is de zonnestraling in kWh/m²/jaar. P_v is het piekvermogen van de installatie. η_{syst} is de correctiefactor die door de installatie van de panelen (oriëntatie, temperatuur, omvormer, kabels, schaduw, stof) bepaald wordt. Voor dit verslag zal η_{syst} gelijk zijn aan 85 %.

$$E_{elek} = Z_s \cdot P_v \cdot \eta_{syst} \quad (3.1)$$

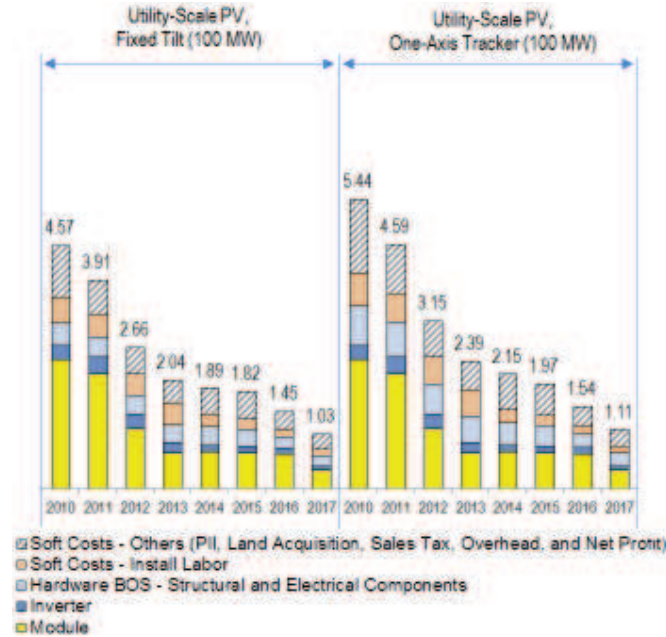
3.1.2 Kost van zonnepanelen

Het is moeilijk informatie te vinden over de componenten van de prijs van grote fotovoltaïsche installaties in Europa. Daarom is de inhoud van deze sectie gebaseerd op het verslag van de NREL, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017" [FU et al., 2017] en op een verslag van de IFC, "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants" [IFC, 2015]. Er wordt een wisselkoers van 1,15 \$/€ genomen. De prijs van een fotovoltaïsche installatie hangt van zijn grootte af:

- Privé: 3-10 kW, 2,8 €/W_{AC}
- Handel : 100 kW-2 MW, 1,85 €/W_{AC}
- Grote schaal : ≥ 2 MW, ≤ 1,17 €/W_{AC} (Fixed Tilt), ≤ 1,25 €/W_{AC} (Één as Tracker)

Voor dit werk zijn enkel de grootschalige installaties van belang. Op figuur 3.3 is de daling van de kost voor grootschalige installaties weergegeven. Verschillende factoren kunnen deze daling verklaren. Ondanks de stijging van de lonen en van de winst van de bedrijven is de kost van de panelen en de omvormers nog aan het dalen en het rendement van de cellen nog aan het stijgen.

De prijs van een grootschalige installatie hangt van veel factoren af. De componenten van de kost zijn op figuur 3.4 weergegeven. De kost van de panelen in de



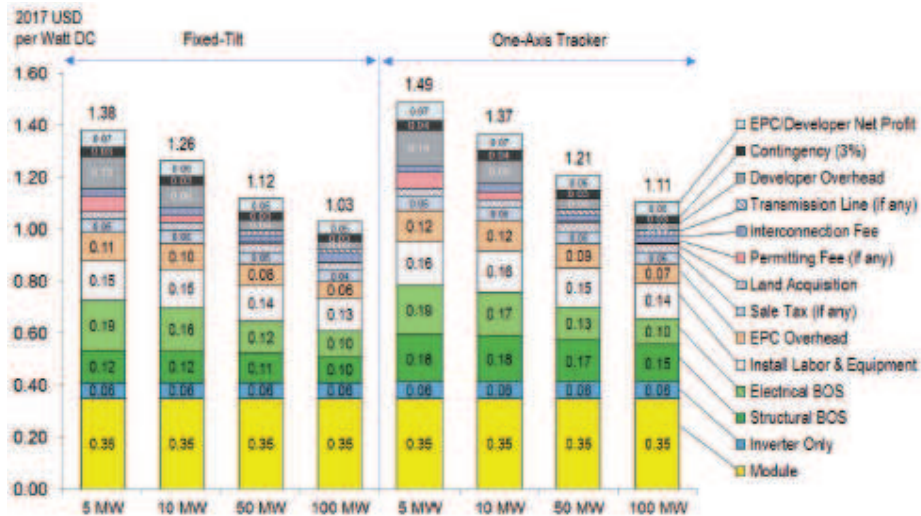
FIGUUR 3.3: Daling van de kost van grootschalige zonnepanelen installaties in de Verenigde Staten in \$ in W_{DC} [FU et al., 2017]

Verenigde Staten is groter dan de prijs in Europa. Volgens het verslag van Energyville [Meinke-Hubeny et al., 2017] is de kost van een grote dakinstallatie gelijk aan 909 €/kW¹. Door de toegankelijkheid van het eiland en de grondstructuur om de panelen te installeren moet een extra budget voorzien worden. Volgens de NREL zijn de onderhoudskosten gelijk aan 18,56 €/kW per jaar [FU et al., 2017], volgens Energyville [Meinke-Hubeny et al., 2017] is die kost gelijk aan 52,26 €/kW. Hierin wordt rekening gehouden met de bijzondere toestand van het netwerk in België en de vervanging van de omvormers halweg de levensduur van de installatie. Voor de rest van dit werk zullen respectievelijk een CAPEX en een OPEX gelijk aan 909 en 52,26 €/kW beschouwd worden.

3.2 Zonnecentrales

Er bestaan meerdere mogelijkheden om een zonnecentrale op het energie-eiland te bouwen. In wat volgt zullen een vaste zonnecentrale op de dijk, een zonnecentrale met Één as tracker op de dijk en een vast drijvende zonnecentrale bestudeerd worden.

¹Inflatie tussen 2010 en 2017 is gelijk aan 13,6% [inflation.eu, 2018]



FIGUUR 3.4: Kostcomponenten van grootschalige zonnepanelen installaties in de Verenigde Staten in \$ in W_{DC} [FU et al., 2017]

3.2.1 Zonnepanelen op de dijk

Zonnepanelen kunnen op de dijk van het eiland geïnstalleerd worden. De kosten zijn ongeveer hetzelfde als op het continent maar ze beschikken over een grotere zonnestraling en een lagere temperatuur [IRM, 2018b]. Op het eiland is er een dijk van ongeveer 7 km² die tegen stormen beschermd is, i.e. met een hoogte groter dan 6,80 m LAT² (Fig. 2.3). Een zonnepanelencentrale van 1 km² kan zonder probleem opgebouwd worden. Op die oppervlakte kan theoretisch een vermogen van 50 MWp genstalleerd worden [De Clerck, 2018]. Dit komt overeen met ongeveer 200 000 panelen [Ciel et Terre, 2018]. Momenteel worden de polykristallijne panelen (rendement = 17,5 %) het meest gebruikt. De geproduceerde energie van goed georiënteerde panelen op een jaar tijd volgens figuur 3.1 en vergelijking 3.1 is:

$$E = 365 \cdot 3 \cdot 50000 \cdot 0,85 = 46,538GWh/jaar \quad (3.2)$$

De prijs van de geproduceerde elektriciteit is gelijk aan 0,12 €/kWh wat hoger is dan de gemiddelde prijs op de BELPEX DAM. De elektriciteit kan ook verkocht worden via een contract met een energieverstrekker zoals Engie Electrabel. De verkoopprijs zou ongeveer gelijk zijn aan 75 €/MWh [HOSEK, 2017] [Vanheuwelwyn, 2018]. Daarna moeten de groenestroomcertificaten nog toegevoegd worden. Er bestaan momenteel geen regels voor installaties groter dan 750 kW in Vlaanderen. Voor dit werk zal echter de prijs van de groenestroomcertificaten voor installaties tussen 250 kW en 750 kW, 65,84 €/kW [ENGIE, 2018], in beschouwing genomen worden. De groenestroomcertificaten worden gedurende 10 jaar betaald. De variabele kosten

²Lowest Astronomical Tide

voor injecties van de tabel 2.2 zijn nog van toepassing. Rekening houdend met de verkoopprijs aan een energieverstrekker, de groenestroomcertificaten en de belastingen op de injecties is de verkoopprijs van elektriciteit gelijk aan 139,88 € voor de eerste tien jaar. Zonder groenestroomcertificaten daalt de verkoopprijs tot 74,04 €.

Tijdens het eerste jaar kan een opbrengst van 6 509 735 € verkregen worden. Elk jaar daalt het rendement van de panelen met 0,8 %. De levensduur van de panelen is 25 jaar. Met een inflatie van 1,9 % en een disconteringsvoet van 7,5 % [Meinke-Hubeny et al., 2017]) wordt de aflossingstabel van de zonnepanelencentrale voor zijn volledige levensduur hieronder weergegeven (tab. 3.1).

Year	CAPEX	OPEX	Opbrengst	NPV
1	45 445	2 613	6 509	-41 548
5	0	2 815	6 790	-28 338
10	0	3 089	7 158	-16 130
15	0	3 390	3 994	- 14 765
20	0	3 720	4 211	-13 969
25	0	4 082	4 439	-13 544

TABEL 3.1: Aflossingstabel zonnecentrale in k€

Na 25 jaar is de netto contante waarde van de centrale gelijk aan -13 543 511 €. De installatie van vaste zonnepanelen op de dijk is dus geen winstgevend project. De prijsdaling van de groenestroomcertificaten de laatste jaren maken dergelijke projecten niet rendabel.

3.2.2 Zonnepanelen op de dijk Één as tracker

De zonnepanelen kunnen ook geleid worden door een tracker om een optimale elektriciteitsopwekking te onderhouden. Volgens het artikel van NREL [FU et al., 2017] is de kost van een Een as tracker fotovoltaïsche installatie 7 % duurder dan een gewone zonnecentrale, het kost dus 973 €/kW. Het rendement verhoogt met ongeveer 30% volgens de firma DEGERenergie GmbH & Co. KG met zijn tracker S60H [DEGER, 2018]. De geproduceerde energie is nu gelijk aan 60,5 GWh/jaar. De geproduceerde energie kost 0,09 €/kWh. Dit komt overeen met de kost gegeven in het begin van dit hoofdstuk. Met een inflatie van 1,9 % en een disconteringsvoet van 7,5 % [Meinke-Hubeny et al., 2017] wordt de aflossingstabel van de zonnepanelencentrale voor zijn volledige levensduur hieronder weergegeven (tab. 3.2). De NCW van de zonnecentrale op het einde van zijn levensduur is gelijk aan 6 532 912 €. Deze zonnecentrale is wel rendabel maar zijn LCOE (0,095 €/kWh) is groter dan de gemiddelde prijs op de BELPEX DAM. Er zal geen synergie tussen het eiland en de centrale zijn. De projecten moeten apart beschouwd worden;

Year	CAPEX	OPEX	Opbrengst	NPV
1	48 626	2613	8 462	-40 164
5	0	2 815	8 827	-20 243
10	0	3 089	9 306	-1 674
15	0	3 390	5 192	2 163
20	0	3 720	5 474	4 774
25	0	4 082	5 770	6 533

TABEL 3.2: Aflossingstabel zonnecentrale met tracker in k€

3.2.3 Drijvende fotovoltaïsche centrale

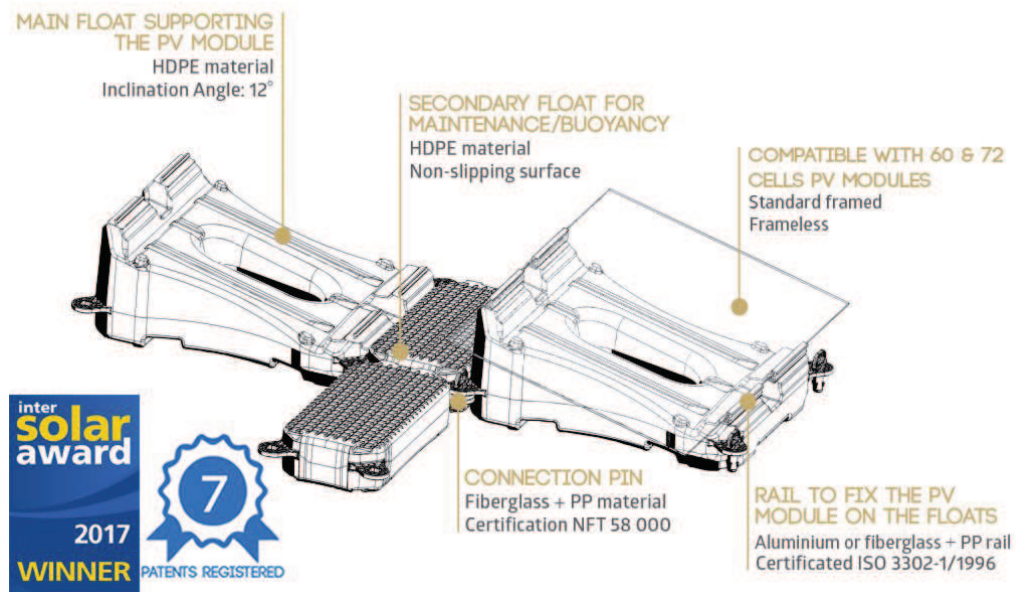
Een paar jaar geleden ontwikkelde het bedrijf Ciel & Terre een oplossing om drijvende zonnepanelen te verankeren: Hydrelio ® [Ciel et Terre, 2018]. De 60 of 72 cellen modules zijn op HDPE drijvers geïnstalleerd (Fig. 3.5). De drijvers zijn verankerd op de bodem van het bekken. Deze oplossing biedt het voordeel dat de elektrische componenten en de panelen door het water afgekoeld worden. De verliezen in de kabels zijn dan verwaarloosbaar. Jammer genoeg is de maximale hoek van de panelen gelijk aan 12 %. Er is een verlies van 4 % te opzichte van de optimale hoek van 35° als de panelen naar het zuiden gericht zijn. Rekening houdend met het verlies van 4 % door de oriëntatie en de verwaarloosbaarheid van de verliezen in de kabels is η_{syst} gelijk aan 83 %. Een drijvende installatie kost 1000 €/kW. De OPEX is vergelijkbaar met de OPEX van een gewone installatie. De geproduceerde energie van de panelen gedurende een jaar is gelijk aan 45,443 GWh. De geproduceerde energie kost 0,13 €/kWh.

In het eerste jaar, kan een opbrengst van 6 356 383 € verwezenlijkt worden. Met een inflatie van 1,9 % en een disconteringsvoet van 7,5 % [Meinke-Hubeny et al., 2017] wordt de aflossingstabel van de zonnepanelencentrale voor zijn volledige levensduur hieronder weergegeven (tab. 3.3). De NCW van de zonnecentrale op het einde van zijn levensduur is gelijk aan -19 227 085 €.

Year	CAPEX	OPEX	Opbrengst	NPV
1	50 000	2 613	6 356	-46 257
5	0	2 815	6 684	-33 396
10	0	3 089	7 046	-21 520
15	0	3 390	3 932	-20 284
20	0	3 720	4 145	- 19 583
25	0	4 082	4 369	-19 227

TABEL 3.3: Aflossingstabel drijvende zonnecentrale in k€

Deze centrale is het minst rendabel. Nochtans zijn er zo al meer dan 90 centrales ter wereld. Onlangs heeft het Belgische bedrijf, Hesbaye Frost, een gelijkaardige centrale



FIGUUR 3.5: Hydrelío ® [Ciel et Terre, 2018]

gekocht [RTBF, 2018]. Aldus Mevr Salima Olivier, is deze centrale een goede manier om een industriële ruimte te valoriseren om hun eigen elektriciteit op te wekken. De gemiddelde prijs van een kWh op het netwerk is gelijk aan 20 ct. Bovendien mogen de Waalse bedrijven een deel van hun investering (15,5 %) aftrekken en krijgen ze investeringshulp [AVDE, 2018] [Olivier, 2018]. Derhalve zijn de drijvende centrales winstgevend voor ondernemers of voor landen die meer zonnestraling hebben.

3.3 Besluit Zonnecentrale

De tweede onderzoeksvraag was: "Is het energie-eiland geschikt om een zonnecentrale te vestigen?"

1. Wat zou de NRV, IOV en Payback Period van de verschillende types PV centrales (Vast, Drijvende en Eén as tracker) zijn op het eiland?
2. Welke impact heeft een zonnecentrale op de winstgevendheid van het eiland?

Tabel 3.4 beantwoordt onderzoeksvraag 2.a. Alleen de zonnecentrale met tracker is een rendabele investering.

De LCOE van de centrales zijn groter dan de gemiddelde prijs op de BELPEX DAM. Het bekken vullen met behulp van die centrales zou dus duurder zijn. De aanwezigheid van een zonnecentrale op het energie-eiland kan geen positieve impact

3.3. Besluit Zonnecentrale

	NCW (k€)	IOV (%)	PP (Jaar-Maand)	LCOE (€/MWh)
ZC	-13 544	1	19-5	121
ZC met tracker	6 533	9	8-1	95
Drijvende ZC	-19 227	-1	∞	130

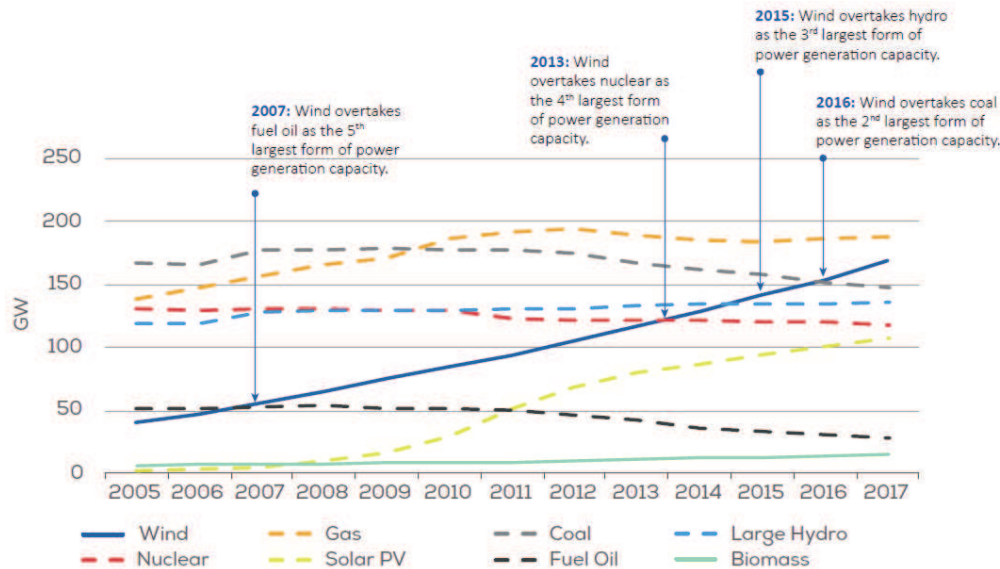
TABEL 3.4: Antwoord op de onderzoeksvraag 2.a

hebben op de winstgevendheid van het kunstmatige eiland. Hoewel een energie-eiland de beste plaats in België is om een zonnecentrale te vestigen, moeten de groenestroomcertificaten hoger zijn om deze energie in deze omstandigheden rendabel te maken.

Hoofdstuk 4

Windmolenpark

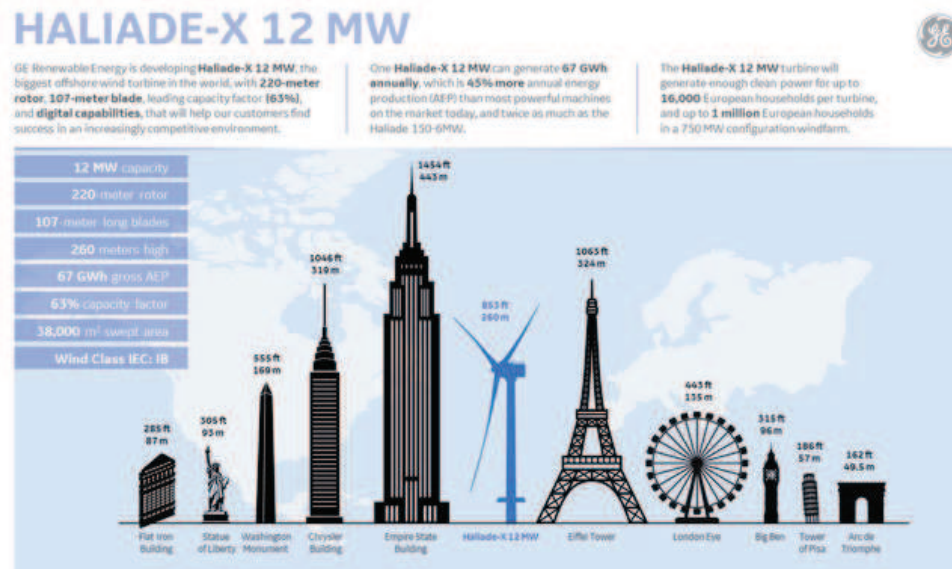
Elk jaar worden er steeds meer GW van windenergie geïnstalleerd. In 2017 werd er een record van 16,8 GW in Europa geïnstalleerd [EWEA, 2018]. De geïnstalleerde capaciteit is nu gelijk aan 169 GW. In 2016 werd windenergie de tweede grootste bron van energie (Fig. 4.1). De windmolens zijn steeds groter en bereiken nu een vermogen van 12 MW met de Haliade-X van General Electric (Fig. 4.2).



FIGUUR 4.1: Totaal vermogen capaciteit in de Europese Unie 2005-2017 [EWEA, 2018]

België is zeer actief op gebied van windenergie. Vorig jaar installeerde het 3 % van de geïnstalleerde capaciteit in Europa. Het beschikt over 2,8 GW aan windmolens, het is de dertiende capaciteit in de Europese Unie [EWEA, 2018]. België beschikt

4. WINDMOLENPARK



FIGUUR 4.2: Haliade-X [Kurtjens, 2018]

namelijk over drie actieve offshore windmolenparken. In dit hoofdstuk wordt er gepoogd op de derde onderzoeksvraag te antwoorden.

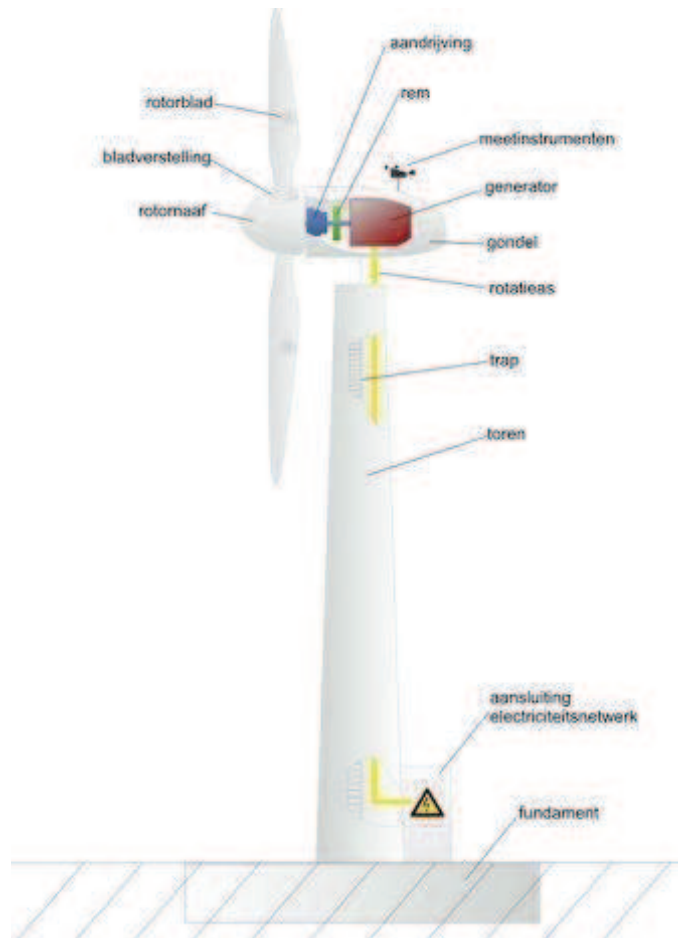
4.1 Windmolens

Windmolens dienen om wind in elektriciteit om te vormen. Windmolens bestaan uit vier componenten [Rijksdienst voor Ondernemend in Nederland, 2018]:

- De rotor: de bewegingsenergie van de wind wordt omgezet in een draaiende beweging van de naas dankzij de rotorbladen. In wat volgt zullen enkel windmolens met een horizontale as en drie bladen beschouwd worden. De rotor is loodrecht op de wind gericht.
- De gondel: daarin zitten alle systemen om de rotatie van de naas in elektriciteit om te vormen zoals de versnellingsbak, de generator. Een remsysteem is ook aanwezig om de turbine te kunnen stoppen in geval van gevaarlijke windsnelheid of onderhoud. Er zijn ook meetinstrumenten en een computer om onder andere de richting en de snelheid van de wind te meten. Zo kan de gondel (en de rotor) in de goede richting gedraaid worden dankzij een tandwiel en een kruimotor. De meetinstrumenten dienen ook om het goede tandwiel in de versnellingsbak aan te drijven.
- De mast: dit is de toren van de windmolens. Dankzij zijn hoogte kan de rotor van meer krachtige wind profiteren om zodoende meer elektriciteit op te wekken.

- De netaansluiting: de elektriciteit van de windmolens moet daarna aan consumenten geleverd worden. In het algemeen leveren windmolens een spanning van ongeveer 650 V. Een transformator binnen of buiten de gondel verhoogt de spanning tot een middenspanningsniveau (3 tot 50 kV) of soms tot hoogspanningsniveau om de verliezen op het netwerk te beperken.

Op figuur 4.3 zijn meerdere componenten van de windmolen die hierboven besproken worden weergegeven.



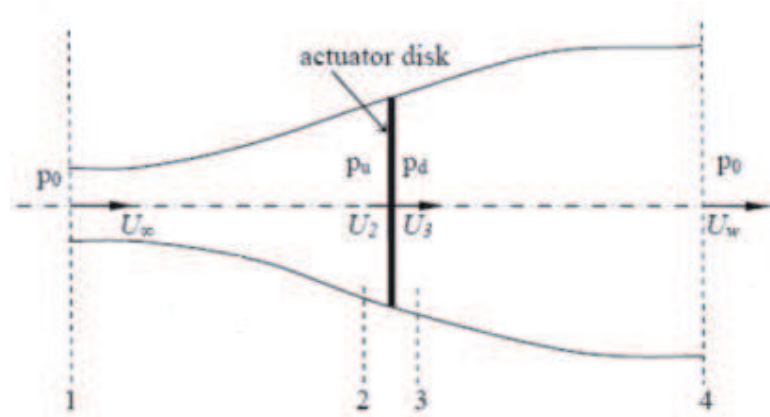
FIGUUR 4.3: Windmolen [Rijksdienst voor Ondernemend in Nederland, 2018]

4.1.1 Betz Limit

Het vermogen van een ideale windmolen wordt door vergelijking 4.1 weergegeven. De rotor is vereenvoudigd door een actuator disk, geïdealiseerd rotor, die zich in een

bepaalde stroombuis bevindt (Fig.4.4) [Van Kuik and Veldkamp, 2011].

$$P = C_p \frac{\rho}{2} A U_\infty^3 \quad (4.1)$$



FIGUUR 4.4: Actuator Disk [Van Kuik and Veldkamp, 2011]

C_p is de vermogenscoëfficiënt en wordt door vergelijking 4.2 in functie van de inductiefactor a weergegeven.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (4.2)$$

De inductiefactor geeft de relatie tussen de snelheid van de vrije stroom (U_∞), de snelheid in het rotorplan (U_R) en de snelheid van het zoggebied (U_W) weer.

$$U_R = (1 - a)U_\infty \quad (4.3)$$

$$U_W = (1 - 2a)U_\infty \quad (4.4)$$

$$U_R = \frac{U_\infty + U_W}{2} \quad (4.5)$$

De kracht veroorzaakt door het halen van energie uit de wind en de stuwkrachtcoëfficiënt worden in vergelijking 4.6 en 4.7 weergegeven. Door het vermogen in functie van a af te leiden en de afgeleide gelijk aan nul te stellen, vindt men dat het maximale vermogen voor een a van $\frac{1}{3}$ is gegeven. Dat leidt tot de bekende Betz limit, $C_p = 0,593$. Deze maximum is het resultaat van twee tegenstrijdige effecten. Enerzijds hoe groter de vertraging van de lucht, hoe groter de verkregen energie. Anderzijds, hoe groter de vertraging van de lucht, hoe kleiner het volume van lucht dat door de actuator disk stroomt. In het algemeen is de C_p van een windmolen

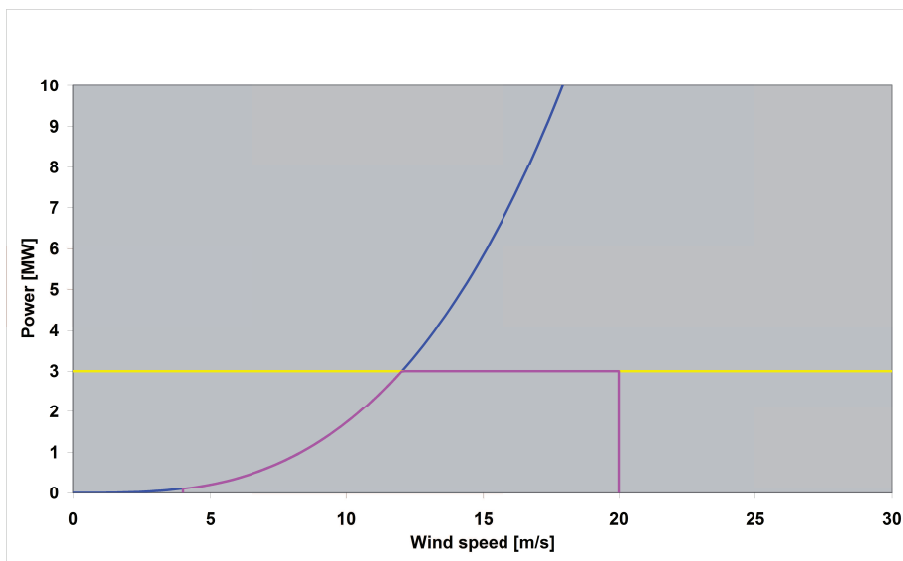
niet groter dan 0,50 ($\eta_{aero} = 0,8$). Er zijn ook verliezen door de generator en de versnellingsbak ($\eta_{elec} = 0,95$). In dit werk is $C'_p = C_p \eta_{elec}$ gebruikt.

$$F_T = C_T \frac{\rho}{2} A U_\infty^2 \quad (4.6)$$

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (4.7)$$

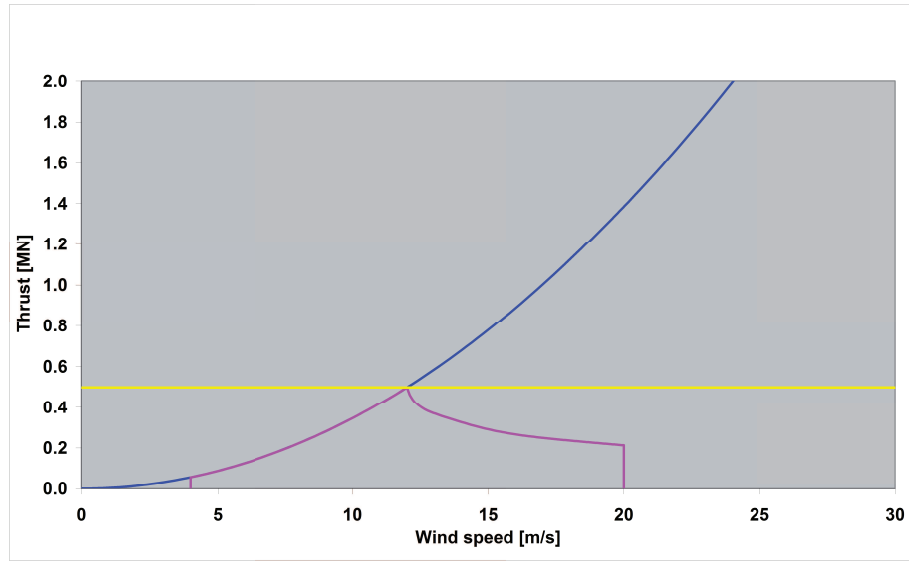
4.1.2 Vermogens- en stuwkrachtcurven

De maximale hoeveelheid energie wordt uit de wind gehaald voor een a van 0,333. Dit komt overeen met de blauwe curve in figuur 4.5. Om een optimale a voor verschillende windsnelheden te hebben, moet de optimale tip speed ratio λ constant blijven. Het maximale vermogen van de turbine (3 MW) wordt vanaf 12 m/s bereikt. Dit is zo omdat de stuwkracht op de rotor een bepaalde drempel niet mag overschrijden, 0,5 MN in dit geval. De stuwkracht op de rotor wordt door de blauwe curve van figuur 4.6 weergegeven. Een windmolen die het maximum vermogen uit de wind kan halen is niet rendabel. Het economische optimum voor de kleinste windsnelheid voor het maximale vermogen ligt tussen 12 en 16 m/s.



FIGUUR 4.5: Vermogen curve van een fictieve windmolen [Van Kuik and Veldkamp, 2011]

Beneden en boven bepaalde drempels (4 en 20 m/s) produceert de windmolen geen energie. Onder 4 m/s is de wrijving in de generator en de gearbox gelijk aan het vermogen van de wind. De cut off snelheid is op economische criteria gebaseerd. Wind sneller dan 20 m/s is zeldzaam. De dimensionering voor zulke snelheden is dus niet nodig.



FIGUUR 4.6: Stuwkrachtscurve van een fictieve windmolen [Van Kuik and Veldkamp, 2011]

4.1.3 Weibull distribution

Om de beste cut off snelheden en de *rated* vermogen snelheid te kiezen, moet de frequentieverdeling van de windsnelheid gekend zijn. In het algemeen volgt deze verdeling een Weibull verdeling.

$$pdf(U) = \frac{k}{A} \frac{U^{k-1}}{A} e^{-\left(\frac{U}{A}\right)^k} \quad (4.8)$$

A is de maatfactor en k de vormfactor. Beide hangen van de site af. Een goede benadering voor k is 2 [Wijnant et al., 2014]. De gemiddelde snelheid is verbonden met de A , als $k = 2$ $U_{avg} = 0,886 A$. De gemiddelde snelheid op 10 m hoogte aan de kust is gelijk aan 6,5 m/s (IRM, 2018 [IRM, 2018a]). Een traditionele hoogte voor de mast van een offshore windmolen is 80 m. Het snelheidsprofiel voor een neutrale atmosfeer wordt door vergelijking 4.9 weergegeven. u_* is de wrijvingsnelheid, κ is de Von Karman constant (0.41), d is de nul snelheidsplan en z_0 is de roughness length. Aan zee is z_0 door de Charnock relatie gegeven, $z_0 = 0,015 \frac{u_*^2}{g}$.

$$u_z = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z-d}{z_0} \right) \quad (4.9)$$

Met $u_z = 6,5$ m/s en $z-d = 10$ m kunnen u_* en z_0 berekend worden. u_* is gelijk aan 0.227 m/s en z_0 is gelijk aan $7,87 \cdot 10^{-5}$ m. Hoewel volgens de literatuur [Vandenschrick, 2016] [Wikipedia, 2018a], varieert z_0 aan zee tussen 0,003

m en 0,0002 m. Met de parameters kan de windsnelheid op 80 m berekend worden, $u_{80}=7.66$ m/s. Dit resultaat verschilt met dat van Global Wind Atlas [Global Wind Atlas, 2018] die respectievelijk voor 50 m en 100 m hoogte een snelheid van 7.8 en 8.4 m/s geeft. Voor de rest van dit werk zal de snelheid gegeven door het snelheidsprofiel van een neutrale atmosfeer gebruikt worden. Het is de minst voordelige hypothese. Het gemiddelde vermogen van de windmolen wordt door vergelijking 4.10 weergegeven.

$$P_{avg} = \int_{U_{\infty}}^{U_w} P(U)pdf(U)dU \quad (4.10)$$

De jaarlijkse elektriciteitsopwekking is gelijk aan:

$$AEP = 365 \cdot 24 \cdot P_{avg} \quad (4.11)$$

De capaciteits factor(fractie van volvermogenuren) wordt weergegeven door:

$$e = \frac{P_{avg}}{P_{rat}} \quad (4.12)$$

4.1.4 Zoggebiedmodel

De theorie hierboven geldt voor een geïsoleerde windmolen. Voor een windmolenpark moet er rekening gehouden worden met het zoggebied van de windmolens. In deze thesis zal het *Jensen* model gebruikt worden. Het is het oudste analytische model van een zoggebied. Het zoggebied vergroot lineair achter de turbine. Het snelheidsdeficit is in functie van de afstand achter de rotor. Het zoggebied voor een turbine van een diameter D vlogens het *Jensen* model is op figuur 4.7 weergegeven [Renkema, 2007]. De diameter en de snelheid van het zoggebied worden door vergelijking 4.13 en 4.14 weergegeven. Met $s = x/D$ en $k = 0.04$ voor een zeeomgeving.

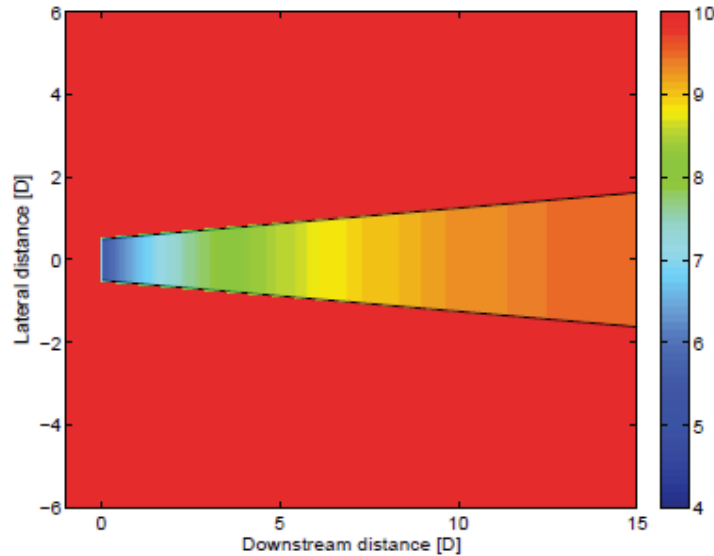
$$D_w = D(1 + 2ks) \quad (4.13)$$

$$u = U_{\infty} \left[1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + 2ks)^2} \right] \quad (4.14)$$

In dit model is U_{∞} constant. Dit is niet het geval als een windmolen zich gedeeltelijk in het zoggebied van een andere rotor bevindt. Bo Hu legt in zijn thesis verschillende benadering voor de equivalent incoming snelheid uit [Hu, 2016]. In dit werk zal de equivalent incoming snelheid genomen worden als gemiddelde van de snelheid aan het oppervlakte van de rotor.

4.1.5 Kost van windenergie

Het verslag van EnergyVille van 28/04/2017 geeft een kost per kW voor offshore en onshore windmolens in België [Meinke-Hubeny et al., 2017]. Een kW van een offshore en onshore windmolen kost respectievelijk 2272 en 1363 €. Er zijn ook



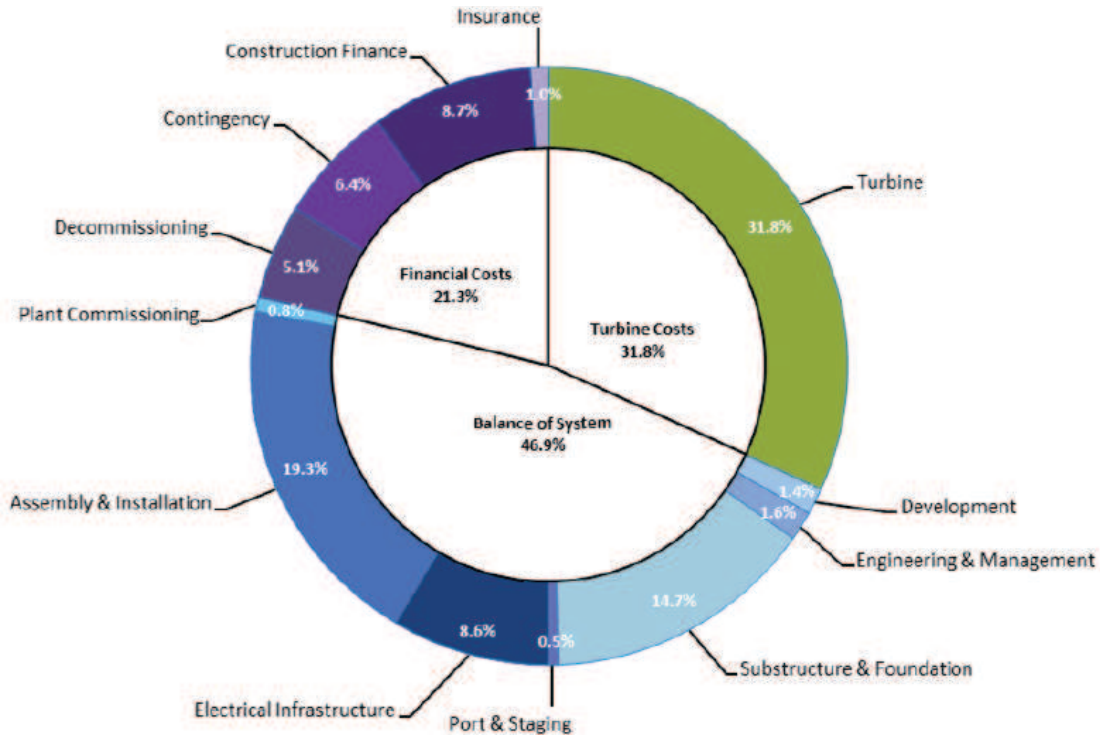
FIGUUR 4.7: *Jensen* model (RENKEMA, 2007 [Renkema, 2007])

maintenancenkosten van 90,89 en 30,68 €/kW voor respectievelijk offshore en onshore windmolens. Voor dit werk zullen de maintenancenkosten gelijk zijn aan de gemiddelde maintenancenkosten van offshore en onshore windmolens (60,78 €/kW) om rekening te houden met de specifieke locatie van de windturbines. Op figuur 4.8 en 4.9 is de verdeling van de kost voor offshore en onshore windturbines weergegeven.

De verdeling tussen de componenten van de kost van offshore en onshore windturbines is zeer verschillend. De prijs van de turbines van respectievelijk onshore en offshore windmolens bedraagt 71 % en 31,8 % van de totale kost. De *balance of system* en het financiële aspect van offshore windturbines maken ze duurder dan onshore windmolens. In het bijzonder zijn de fundamenteen en het installeren op zee zeer specifiek en duur. De windturbines die op de dijk van het eiland zouden geïnstalleerd worden zijn onshore windmolens gezien ze niet in het water zelf staan. Er is echter een extra budget te voorzien voor het brengen van de windmolens naar het eiland. Het stockeren en het brengen van de offshore windmolens bedraagt 0,5 % van hun totale prijs, 11,60 €/kW. De te installeren windmolens op het eiland kosten dus 1374 €/kW.

4.2 Windpark

Een windpark kan op het eiland gebouwd worden. De installatie van windmolens in het bekken kan zeer moeilijk zijn omwille van meerdere redenen. De bodem



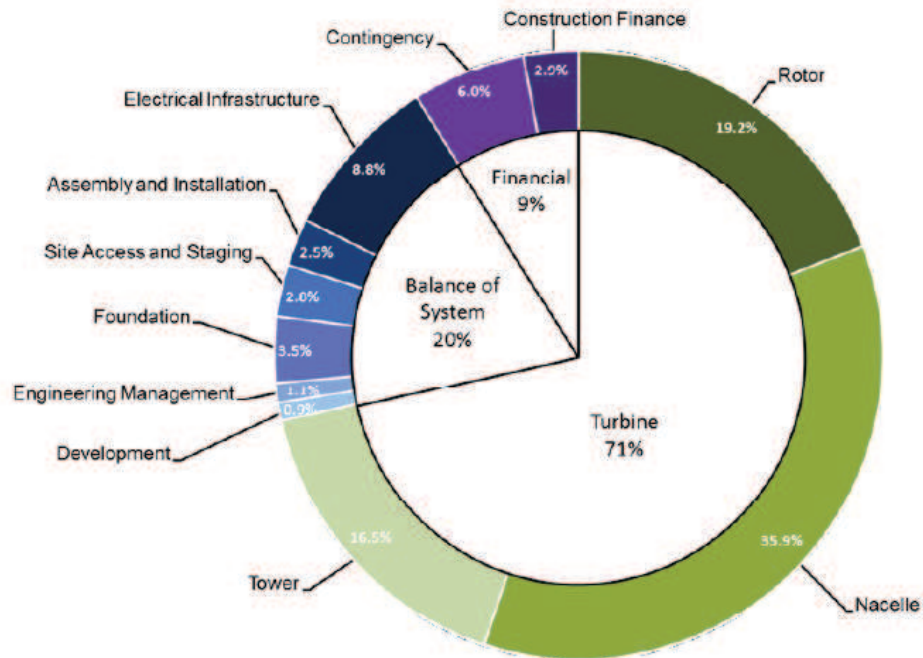
FIGUUR 4.8: Kostverdeling van offshore windmolens [Stehly et al., 2016]

van het bekken ligt op -34 m LAT en het bekken moet perfect waterdicht blijven. Windmolens kunnen op de dijk geplaatst worden. Zo wordt er een compromis tussen de kost van onshore windmolens en de efficiëntie van offshore windmolens gevonden. Op figuur 4.10 is de jaarlijkse gemiddelde windroos in Middelkerke weergegeven.

4.2.1 Windmolens van 3 MW

18 windmolens van 3 MW kunnen rond de dijk geïnstalleerd worden. Ze volgen de vermogenscurve van figuur 4.5 rekening houdend met $C'_p = 0.593 \cdot \eta_{aero} \cdot \eta_{elec}$. De windmolens hebben een diameter van 90 m. Een afstand van $4D$ tussen de windmolens moet gerespecteerd worden. Het windmolenpark werd voor snelheden van 4 tot 20 m/s gesimuleerd voor de verschillende windrichtingen van de windroos in Matlab. Met de vergelijking 4.10 kan het gemiddelde vermogen van de windmolens in functie van de richting van de wind berekend worden (Tab. 4.1). De windsnelheid is 1,1 % van de tijd gelijk aan nul en 0,6 % van de tijd is deze wisselvalig. De vermogensverschillen tussen de windrichtingen kunnen verklaard worden door de interactie tussen de zogebieden die sterk afhankelijk zijn van de windrichting. De plaats van de windmolens kan geoptimaliseerd worden om de productie van elektriciteit te maximaliseren. Op figuur 4.11 is de simulatie van het windmolenpark voor een windrichting ZZW en een windsnelheid van 20 m/s weergegeven.

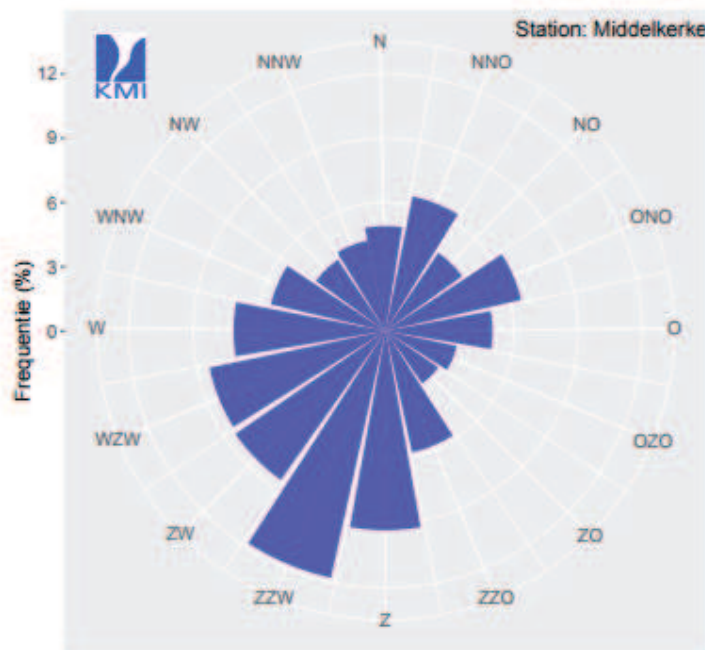
4. WINDMOLENPARK



FIGUUR 4.9: Kostverdeling van onshore windmolens [Stehly et al., 2016]

Windrichting	Frequentie [%]	Vermogen [MW]
N	4,9	19,93
NNO	6,4	19,39
NO	4,4	18,08
ONO	6,5	16,95
O	5	18,,81
OZO	3,4	19,49
ZO	3	19,53
ZZO	5,8	20,21
Z	9,3	19,28
ZZW	11,8	19,36
ZW	8,5	18,09
WZW	8,4	16,93
W	7,1	18,81
WNW	5,5	19,5
NW	4	19,53
NNW	4,3	20,21

TABEL 4.1: Gemiddelde vermogen van het windmolenpark in functie van de verschillende windrichtingen

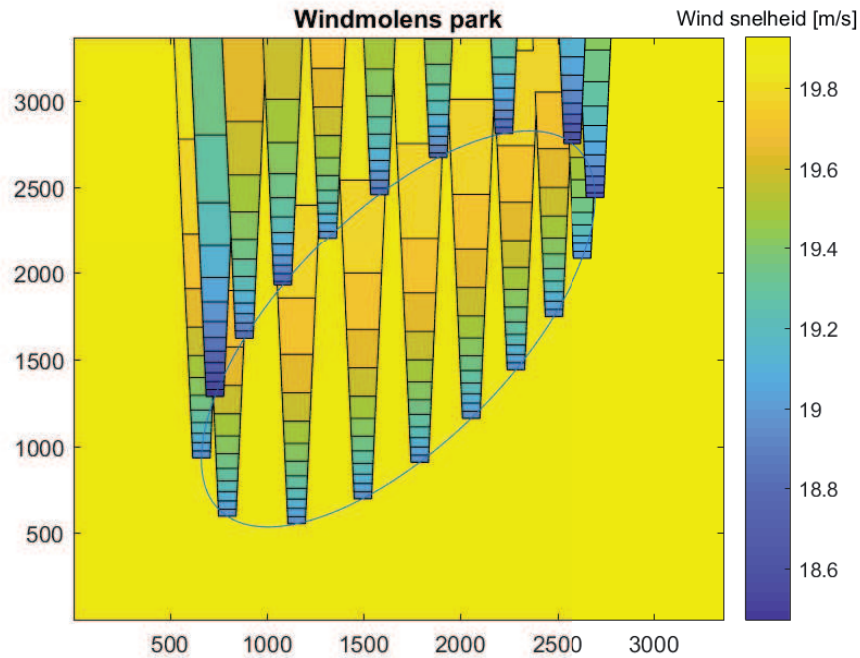


FIGUUR 4.10: Jaarlijkse gemiddelde windroos in Middelkerke [IRM, 2018a]

Door de gemiddelde vermogens met hun respectievelijke windrichtingfrequentie te vermenigvuldigen en alles samen te voegen wordt een gemiddeld vermogen van 18,54 MW berekend. Met de vergelijking 4.11 kan de jaarlijkse elektriciteitsopwekking berekend worden. Die laatste is gelijk aan 162,41 GWh (AEP). De verkoopprijs aan een elektriciteitsverstrekker is zoals in hoofdstuk 3 gelijk aan 75 €/MWh. Er zijn ook groenestroomcertificaten voor offshore windparken voorzien. Er bestaan verschillende types van groenestroomcertificaten naargelang de inwerkingstellingsdatum van het windpark. Vanaf 1 mei 2016 wordt een formule met verschillende parameters gebruikt citeEJustice. Voor dit werk is de waarde van de groenestroomcertificaten gelijk aan 79 €/MWh gedurende 20 jaar. Dit is de waarde die minister Marghem voor de drie toekomstige windmolenparken in de Noordzee bepaald heeft [SDG, 2018]. Rekening houdend met de belasting op de injecties is de prijs per MWh gelijk aan 153,04 €. De capaciteitsfactor berekend met de vergelijking 4.12 is gelijk aan 0,3433. De windmolens worden onderhouden als de windsnelheid kleiner is dan 4 m/s. Er is dus geen impact op de capaciteitsfactor.

Met een inflatie van 1,9 % en een disconteringsvoet van 7,5 % [Meinke-Hubeny et al., 2017] wordt de aflossingstabel van het windpark voor zijn volledige levensduur hieronder weergegeven (tab. 4.2). Volgens het verslag van Energyville [Meinke-Hubeny et al., 2017] is de LCOE van respectievelijk onshore en offshore windmolens gelijk aan 65 €/MWh en 70 €/MWh. De LCOE voor het gesimuleerd windpark is gelijk aan 44 €/MWh.

4. WINDMOLENPARK



FIGUUR 4.11: Windmolenpark met 18 windmolens van 3MW

Dit toont aan dat het eiland zeer geschikt is om er een windpark te vestigen.

Year	CAPEX	OPEX	Opbrengst	NPV
1	74 234	3 282	24 855	-52 662
5	0	3 536	26 773	22 917
10	0	3 880	29 380	97 179
15	0	4 258	32 242	153 945
20	0	4 672	35 382	197 336
25	0	5 128	38 784	210 778

TABEL 4.2: Aflossingstabel Windpark 3MW windturbines in k€

De NCW van het windpark op het einde van zijn levensduur is gelijk aan 210 777 536 €. Dit park is zeer winstgevend wat nog door de IOV (gelijk aan 44 %) bevestigd wordt. De Payback period van het park bedraagt 3 à 4 jaar.

4.2.2 Xant L-33

Xant is een Belgische producent van kleine windmolens. Hij vervaardigt namelijk de Xant L-33 die een maximaal vermogen van 335 kW kan opwekken. Het is interessant

om de vestigingsmogelijkheid van kleine windmolens te bestuderen gezien ze meer discreet in het landschap zijn. De verschillende componenten van de kost van een Xant L-33 zijn op figuur 4.13 weergegeven [Vanheuwelerswyn, 2018]. De plaatsing van een Xant L-33 kost 610 000 €, 1821 €/kW en zijn maintenancekosten zijn ongeveer gelijk aan 25 €/kW [Vanheuwelerswyn, 2018]. Zulke windmolens hebben een levensduur van 20 jaar. Kleine windmolens kunnen rond de dijk volgens twee concentrische ellipsen geplaatst worden. De optimale afstand tussen de twee ellipsen en tussen de verschillende windmolens is gelijk aan 5 keer de diameter van de rotor. Zo kunnen 79 windmolens geïnstalleerd worden. De vermogenscurve van de turbine is op figuur 4.12 weergegeven. Op figuur 4.14 is de simulatie voor een windrichting NNO et een windsnelheid van 20 m/s weergegeven. Het gemiddelde vermogen van het windmolenpark is gelijk aan 8,182 MW. De AEP is gelijk aan 71,674 GWh en de capaciteitsfactor is gelijk aan 0,3092.

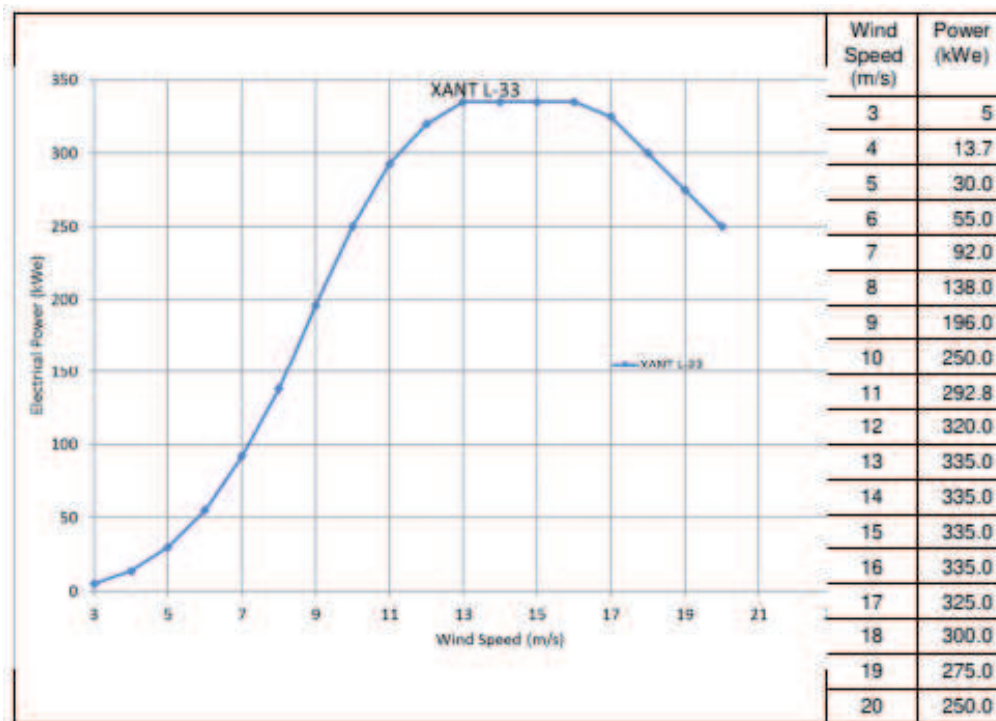
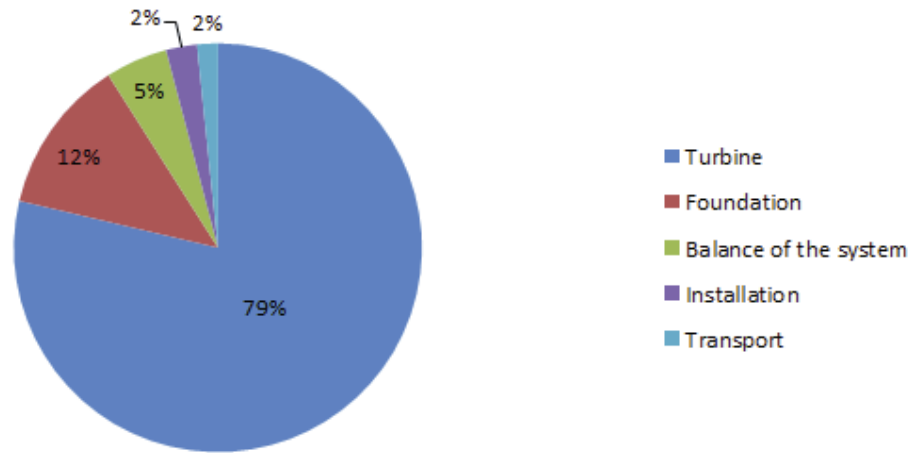


Figure 1: XANT L-33 Power Curve (Standard Conditions)

FIGUUR 4.12: Vermogen curve van een Xant L-33 [Vanheuwelerswyn, 2018]

Met een inflatie van 1,9 % en een disconteringsvoet van 7,5 % [Meinke-Hubeny et al., 2017] wordt hieronder de aflossingstabel van het windpark voor zijn volledige levensduur weergegeven (tab. 4.3). De LCOE voor het gesimuleerde windpark is gelijk aan 45 €/MWh.

Componenten van de kost van een Xant L-33



FIGUUR 4.13: Componenten van de kost van een Xant L-33

Year	CAPEX	OPEX	Opbrengst	NPV
1	48 190	662	10 969	-37 883
5	0	713	11 815	-1 772
10	0	782	12 966	33 710
15	0	858	14 229	60 832
20	0	942	15 615	81 564

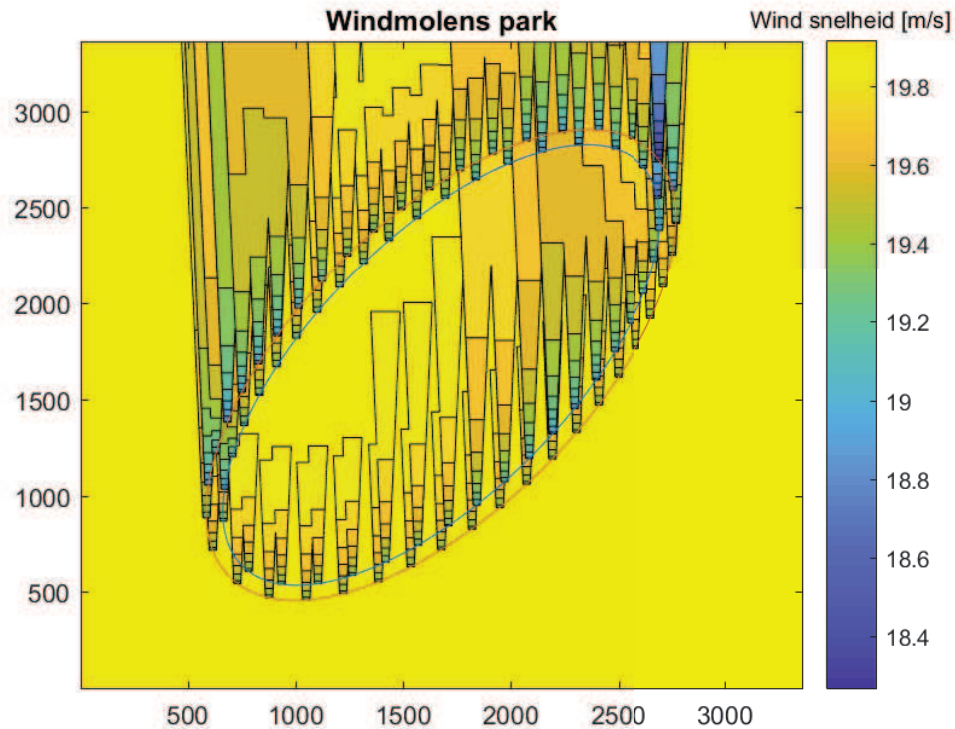
TABEL 4.3: Aflossingstabel Windpark XANT L-33 in k€

De NCW van het windpark op het einde van zijn levensduur is gelijk aan 73 894 802 €. Dit park is zeer winstgevend wat nog door de IOV (gelijk aan 29 %) bevestigd wordt. De Payback period van het park ligt tussen 4 à 5 jaar. Er bestaat een mogelijkheid om de wiekdiameter te vergroten om 10 tot 15 % meer elektriciteit op te wekken. Dit zou gepaard gaan met een CAPEX verhoging van 2 à 4 %.

4.3 Besluit Windmolenpark

De derde onderzoeksvraag was: "Is het energie-eiland geschikt om een windmolenpark te vestigen?"

1. Wat zou de NRV, IOV en Payback Period zijn van de verschillende types windmolenparken (kleine en grote windturbines) op het eiland?
2. Welke impact heeft een windmolenpark op de winstgevendheid van het eiland?



FIGUUR 4.14: Windmolenpark met 79 windmolens van 335 kW

Tabel 4.4 beantwoordt onderzoeksvraag 3.a. Het is interessant op te merken dat de groenestroomcertificaten niet meer nodig zijn om een windmolenpark winstgevend te maken. Het windpark met de 3MW windturbines is meer winstgevend maar zal een slechtere invloed op het landschap hebben.

	NCW (k€)	IOV (%)	Payback Period (Jaar-Maand)
Met groenestroomcertificaten			
3MW Windturbines	210 777 536	44	3-4
XANT L-33	81 564	29	4-6
Zonder groenestroomcertificaten			
3MW Windturbines	49 258	15	7-11
XANT L-33	10 283	10	9-7

TABEL 4.4: Antwoord op onderzoeksvraag 3.a

De LCOE van beide windmolenpark is ongeveer gelijk aan 45€/MWh. Hetgeen ongeveer gelijk is aan de gemiddelde prijs op de BELPEX DAM. De opgewekte

energie door de windmolens kan gebruikt worden om het bekken te vullen indien nodig. Zo kan elektriciteit aan een lage prijs gekocht worden. Bovendien kan een deel van de elektriciteit opgewekt door de windmolens opgeslagen worden om aan een hogere prijs verkocht te worden. De aanwezigheid van een windmolenpark op het energie-eiland kan dus wel een positieve impact hebben op de rentabiliteit van het kunstmatige eiland. Er is een synergie tussen beide projecten.

Een energie-eiland is wel geschikt om er een windmolenpark te vestigen. Enerzijds wordt de prijs van de windmolens een beetje duurder dan de prijs van gewone onshore windmolens. Anderzijds is de elektriciteitsopwekking gelijk aan die van de offshore windmolens. Hetgeen een lager LCOE geeft.

Hoofdstuk 5

Besluit en aanbevelingen

Eerst zullen de antwoorden op de onderzoeksvragen samengevat worden. Daarna zullen een paar aanbevelingen voor toekomstige werken voorgesteld worden.

5.1 Besluit

De eerste doelstelling van dit eindwerk was om de economische haalbaarheid van een energie-eiland aan de Belgische kust te bepalen. In het tweede hoofdstuk werd aangetoond dat een dergelijk eiland onder de huidige voorwaarden in België niet rendabel was. De overheid moet zijn politiek over de elektriciteitsoplag herzien om de inkomsten van het eiland te verhogen of om de kosten van het eiland te verlagen.

De tweede doelstelling was om te bepalen of een energie-eiland een geschikte plaats is om een zonnecentrale te vestigen. Hoewel de kust de meeste geschikte plaats in België is om zonnepanelen te plaatsen was enkel de zonnecentrale met een Één as tracker rendabel met een LCOE gelijk aan ongeveer 90 €/MWh ondanks de groenestroomcertificaten. Dergelijke centrales kunnen geen positieve invloed op de winstgevendheid van het eiland hebben want de energie opgewekt door de zonnecentrale kost meer dan de elektriciteit op de BELPEX DAM. De vestiging van een dergelijke centrale zal wel de inkomsten van het eiland verhogen maar er zal geen synergie tussen beide projecten zijn. De twee projecten moeten onafhankelijk van elkaar beschouwd worden.

De derde doelstelling was om te bepalen of een energie-eiland een geschikte plaats is om een windpark te vestigen. De kust is de plaats met de grootste gemiddelde windkracht in België. De twee gesimuleerde windparken (3MW Windturbines en XANT L-33) waren winstgevend met een LCOE gelijk aan 44 €/MWh hetgeen ongeveer gelijk is aan de gemiddelde prijs op de BELPEX DAM. Het windmolenpark kan dus wel gebruikt worden om het energie-eiland meer winstgevend te maken, er is een synergie tussen beide projecten. De elektriciteit opgewekt door het windmolenpark kan gebruikt worden om het bekken te vullen als de prijs op BELPEX DAM te hoog

is. Bovendien kan de opgewekte elektriciteit door het windmolenpark in het bekken opgeslagen worden om daarna duurder verkocht te worden.

5.2 Aanbevelingen

Een masterthesis is niet genoeg om alle onderwerpen in verband met het concept van het energie-eiland aan te pakken. Er zijn nog meerdere invalshoeken om dit werk te ontwikkelen. Hieronder worden enkele suggesties voorgesteld.

Er werd aangetoond dat het energie-eiland niet rendabel was. De invloed van het tij op het rendement van het energie-eiland werd echter niet bestudeerd. Een volgende studie kan rekening houden met deze parameter om zijn impact op de winstgevendheid van het eiland te bepalen. Het ontwikkeld simulatiealgoritme van het eiland kan ook verder geoptimaliseerd worden om de NCW, de IOV en de PP van het eiland nauwkeurig te bepalen.

Een energie-eiland kan als opslagmiddel dienen maar ook als "hub"-eiland ten behoeve van de offshore windparken. Het kan een frontline aansluitingspunt zijn op het HV-transmissienet om zodoende de multiplicatie van HV export kabels te vermijden en/of een schaalvoordeel in verband met de OHVS (transformatoren switchboards) te bekomen. De impact van de "hub" kan bestudeerd worden.

De positie van de windmolens van beide parken was niet geoptimaliseerd. Het is mogelijk de interacties tussen de zogebieden te verminderen. Een algoritme kan gebruikt worden om de windmolens ideaal te plaatsen om hun energieproductie te maximaliseren. Het windmolenpark kan ook met grotere windmolens gesimuleerd worden.

Bibliografie

- [Adriaen, 2018] Adriaen, D. (2018). Deme gaat energie-eiland exporteren naar dubai. <https://www.tijd.be/ondernemen/milieu-energie/deme-gaat-energie-eiland-exporteren-naar-dubai/9972716.html>, laatst nagekeken op 2018-02-05.
- [Afdeling Kust, 2018] Afdeling Kust (2018). Bathymetrische databank. <http://www.afdelingkust.be/nl/bathymetrische-databank>, laatst nagekeken op 2018-02-06.
- [Agrawal et al., 2011] Agrawal, P., Nourai, A., Markel, L., Fioravanti, R., Gordon, P., Tong, N., and Huff, G. (2011). Characterization and assessment of novel bulk storage technologies. Technical report, Sandia National Laboratories.
- [AVDE, 2018] AVDE (2018). Les aides et primes. <http://www.avde.be/fr/64.html>, laatst nagekeken op 2018-02-13.
- [BELPEX, 2018] BELPEX (2018). Epex spot belgium. <https://www.belpex.be/>, laatst nagekeken op 2018-05-05.
- [Bueno and Carta, 2004] Bueno, C. and Carta, J. (2004). Technical economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. part ii: model application to the island of el hierro. *Solar Energy* 78, pages 396–405.
- [Ciel et Terre, 2018] Ciel et Terre (2018). Centrale solaire flottante. <http://www.ciel-et-terre.net/fr/hydrelio-centrale-solaire-flottante/>, laatst nagekeken op 2018-02-13.
- [CREG, 2018] CREG (2018). Federale bijdrage. <http://www.creg.be/nl/professionals/levering/federale-bijdrage>, laatst nagekeken op 2018-02-27.
- [De Clerck, 2018] De Clerck, J. (2018). Mail Gesprek.
- [DEGER, 2018] DEGER (2018). Single-axis degertracker with patented mld technology. <http://www.degereenergie.de/en/degertracker-single-axis.html>, laatst nagekeken op 2018-04-30.
- [DEME, 2017] DEME (2017). E-island. http://www.uee.uliege.be/upload/docs/application/pdf/2017-03/1701_deme_e-island_project_-_introduction_en.pdf, laatst nagekeken op 2018-02-06.

- [DEME, 2018] DEME (2018). The latest news from deme. <https://www.deme-group.com/node/1081>, laatst nagekeken op 2018-02-07.
- [EF4, 2018] EF4 (2018). Photovoltaïque. <http://www.ef4.be/fr/pv/>, laatst nagekeken op 2018-04-24.
- [El Pais, 2018] El Pais (2018). The spanish island aiming to be 100% renewable. https://elpais.com/elpais/2018/03/28/inenglish/1522239815_193089.html, laatst nagekeken op 2018-04-22.
- [ELIA, 2012] ELIA (2012). How a power exchange can help integrate res into the wholesale power market. <http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Users%20Group/Renewable%20Energy%20Sources/19-04-2012/19042012Renewable%20energy%20sources2Presentation%20Belpex.pdf>, laatst nagekeken op 2018-02-27.
- [ELIA, 2018a] ELIA (2018a). Elektriciteitsverliezen in het federale transmissienet. <http://www.elia.be/nl/grid-data/elektriciteitsverliezen-fed-transmissienet>, laatst nagekeken op 2018-02-25.
- [ELIA, 2018b] ELIA (2018b). Ondersteunende diensten. <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten>, laatst nagekeken op 2018-02-27.
- [ELIA, 2018c] ELIA (2018c). Production. <http://www.elia.be/fr/grid-data/production>, laatst nagekeken op 2018-02-05.
- [ELIA, 2018d] ELIA (2018d). Tarieven voor gebruik van het net en ondersteunende diensten. <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/toegang/toegangstarieven>, laatst nagekeken op 2018-02-27.
- [ENGIE, 2018] ENGIE (2018). Update over groenestroomcertificaten voor zonnepanelen in 2018. <https://www.engie-electrabel.be/nl/business/blog/sustainability/update-over-groenestroomcertificaten-voor-zonnepanelen-in-2018/>, laatst nagekeken op 2018-04-30.
- [EngieCoo, 2018] EngieCoo (2018). Waterkracht. <http://corporate.engie-electrabel.be/fr/producteur-local/hydroelectricite/>, laatst nagekeken op 2018-02-06.
- [EOLY, 2017] EOLY (2017). Windenergie opslaan met waterstof. <https://b2c.eoly.be/nl/page/windenergie-opslaan-met-waterstof>, laatst nagekeken op 2018-05-17.
- [EWEA, 2018] EWEA (2018). Wind in power 2017. <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2017/>, laatst nagekeken op 2018-02-13.

-
- [FU et al., 2017] FU, R., Feldman, D., Margolis, R., Woodhouse, M., and Ardani, K. (2017). U.s. solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017. Technical report, NREL.
- [General Electric, 2018] General Electric (2018). Bulb hydro turbine. <https://www.gerenewableenergy.com/hydro-power/large-hydropower-solutions/hydro-turbines/bulb-turbine>, laatst nagekeken op 2018-02-07.
- [Global Wind Atlas, 2018] Global Wind Atlas (2018). Wind speed. <https://globalwindatlas.info/>, laatst nagekeken op 2018-04-30.
- [Graichen, 2015] Graichen, P. (2015). Current and future cost of photovoltaics. Technical report, Agora Energiewende.
- [HOSEK, 2017] HOSEK, P. (2017). Een voorstel van kostenberekening voor wind-energie. Master's thesis, VUB.
- [Hu, 2016] Hu, B. (2016). Design of a simple wake model for the wind farm layout optimization considering the wake meandering effect. Technical report, TU Delft.
- [IFC, 2015] IFC (2015). Utility-scale solar photovoltaic power plants. Technical report.
- [inflation.eu, 2018] inflation.eu (2018). Inflation historique belgique. <http://fr.inflation.eu/taux-de-inflation/belgique/inflation-historique/ipc-inflation-belgique.aspx>, laatst nagekeken op 2018-04-24.
- [IRM, 2018a] IRM (2018a). Caractéristiques de quelques paramètres climatiques. <https://www.meteo.be/meteo/view/fr/360361-Parametres.html>, laatst nagekeken op 2018-02-14.
- [IRM, 2018b] IRM (2018b). Zonnestraling. <http://www.meteo.be/meteo/view/nl/16788784-Klimaatalas.html#navigate=1>, laatst nagekeken op 2018-02-12.
- [Kurtjens, 2018] Kurtjens, B. (2018). General electric bouwt grootste windmolen ter wereld. <https://www.tijd.be/ondernemen/milieu-energie/general-electric-bouwt-grootste-windmolen-ter-wereld/9988083.html>, laatst nagekeken op 2018-04-24.
- [Meinke-Hubeny et al., 2017] Meinke-Hubeny, F., de Oliveira, L. P., and Duerinck, J. (2017). Energy transition in belgium- choices and costs. Technical report, Energyville.
- [OFFREA, 2018] OFFREA (2018). Zonnepanelen. <https://www.offrea.be/zonnepanelen>, laatst nagekeken op 2018-04-15.
- [Olivier, 2018] Olivier, S. (2018). Mail Gesprek.

- [Photovoltaïque.info, 2018] Photovoltaïque.info (2018). Photovoltaïque. <http://www.photovoltaïque.info/Points-cles-pour-une-installation.html>, laatst nagekeken op 2018-04-24.
- [Planete-energies, 2018] Planete-energies (2018). La production de l'électricité et ses émissions de CO_2 . <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/la-production-de-l-electricite-et-ses-emissions-de-co2>, laatst nagekeken op 2018-02-05.
- [Planetoscope, 2018] Planetoscope (2018). Les émissions mondiales de CO_2 . <https://www.planetoscope.com/co2/261-emissions-mondiales-de-co2-dans-l-atmosphere.html>, laatst nagekeken op 2018-02-05.
- [Renkema, 2007] Renkema, D. (2007). Validation of wind turbine wake models. Technical report, TU Delft.
- [Renouvelle, 2018] Renouvelle (2018). Observatoire belge des énergies renouvelables. <http://www.renouvelle.be/fr/statistiques/observatoire-belge-des-energies-renouvelables>, laatst nagekeken op 2018-02-05.
- [Rijksdienst voor Ondernemend in Nederland, 2018] Rijksdienst voor Ondernemend in Nederland (2018). Werking van een windturbine. <https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/windenergie-op-land/techniek/werking>, laatst nagekeken op 2018-04-24.
- [RTBF, 2018] RTBF (2018). Des panneaux photovoltaïques sur l'eau: une première en Belgique. https://www.rtbf.be/info/regions/detail_des-panneaux-photovoltaïques-sur-l-eau-une-premiere-en-belgique?id=9817555, laatst nagekeken op 2018-02-13.
- [SDG, 2018] SDG (2018). Akkoord over subsidies voor 3 nieuwe windmolenparken in de noordzee. URL: <http://www.marghem.be/nl/nieuws/akkoord-over-de-ondersteuning-van-de-3-laatste-offshore-windmolenparken/>, laatst nagekeken op 2018-05-17.
- [Stehly et al., 2016] Stehly, T., Heimiller, D., and Scott, G. (2016). 2016 cost of wind energy review. Technical report, NREL.
- [Tirez et al., 2015] Tirez, A., Jacquet, L., and Fauconnier, M.-P. (2015). Studie over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België. Technical report, CREG.
- [Van Kuik and Veldkamp, 2011] Van Kuik, G. and Veldkamp, D. (2011). Wind turbine design. Technical report, Von Karman Institute.
- [Vandenschrick, 2016] Vandenschrick, P. (2016). Optimisation des coefficients de poussée d'un champ éolien par la méthode adjointe utilisant les équations rans. Master's thesis, Ecole Royale Militaire.

- [Vanheuwerswyn, 2018] Vanheuwerswyn, A. (2018). Mail Gesprek.
- [Verschraegen, 2017] Verschraegen, F. (2017). Privé Gesprek.
- [Wijnant et al., 2014] Wijnant, I., Van Den Brink, H., and Stepek, A. (2014). North sea wind climatology part1: a review of existing wind atlases. Technical report, Royal Netherlands Meteorological Institute.
- [Wikipedia, 2018a] Wikipedia (2018a). longueur de rugosité. https://fr.wikipedia.org/wiki/Profil_logarithmique_des_vitesses, laatst nagekeken op 2018-02-14.
- [Wikipedia, 2018b] Wikipedia (2018b). Turbine francis. https://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine_Francis, laatst nagekeken op 2018-02-07.
- [Wikipedia, 2018c] Wikipedia (2018c). Turbine kaplan. https://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine_Kaplan, laatst nagekeken op 2018-02-07.