

**UNIVERSITEIT ANTWERPEN**

**FACULTEIT TOEGEPASTE ECONOMISCHE WETENSCHAPPEN**

# **Projectfinanciering van groene energie: offshore wind.**

Evelyn Volckeryck

Masterproef voorgedragen tot het bekomen

van de graad van:

Master in de Toegepaste Economische

Wetenschappen – Handelsingenieur

Promotor:

Prof. dr. Verbruggen Aviel.



**UNIVERSITEIT ANTWERPEN**

**FACULTEIT TOEGEPASTE ECONOMISCHE WETENSCHAPPEN**

# **Projectfinanciering van groene energie: offshore wind.**

Evelyn Volckeryck

Masterproef voorgedragen tot het bekomen

van de graad van:

Master in de Toegepaste Economische

Wetenschappen – Handelsingenieur

Promotor:

Prof. dr. Verbruggen Aviel.

# VOORWOORD

Toen de mogelijkheid werd geboden om zelf een onderwerp voor te stellen als sluitstuk van mijn opleiding, heb ik deze direct gegrepen. Het schrijven van deze Masterproef gaf mij de kans om twee van mijn grootste interesses te combineren: energie en financiering. Ik wil dan ook professor Aviel Verbruggen, mijn promotor, bedanken omdat hij mij de mogelijkheid gaf om deze onderwerpen uit te werken. Daarbovenop verschaftte hij mij ook met interessante bronnen en was hij altijd bereikbaar voor vragen. Ik wil hem graag ook bedanken voor de vrijheid die hij gaf om dit onderwerp uit te werken. Dit werkstuk haalt daarnaast zijn waarde uit kennis van verschillende specialisten uit de sector. Ik wil dan ook graag Bert Derudder, Geert Fijnaut en Thomas Beaumont bedanken voor hun tijd en bereidwilligheid. Speciale dank ook Barbara Zuiderwijk, al haar opmerkingen zijn van groot belang geweest bij het komen tot een conclusie in dit werkstuk. Tenslotte wil ik ook mijn medestudenten, vrienden en familie bedanken voor steun en geduld.

# ABSTRACT

De energie gewonnen uit offshore windparken, windparken op zee, zal een belangrijke rol spelen in de energiemix van de toekomst. Verschillende economische en ecologische redenen maken offshore wind volgens veel Noord- en West-Europese kuststaten dé energie van de toekomst. De groei en ontwikkeling van deze sector wordt evenwel gehinderd door twee beperkingen: financiering en de kostprijs van gewonnen energie. De financiering is niet vanzelfsprekend omdat het risico, zoals de financiële instelling het percipieert, nog zeer hoog ligt en de grootteorde van de parken balansfinanciering niet langer toelaat. Projectfinanciering kan de financiering toch mogelijk te maken indien het risico kan gemitigeerd worden. Om hiermee om te gaan, biedt dit werkstuk een analyse van de risico's die belangrijk zijn in de ogen van de financiële instellingen en tools om deze te beheren. Dit werd mogelijk gemaakt door intensieve analyse van rapporten van financiële analisten en vakverenigingen en interviews met ervaren financiële specialisten. De risico's die werden aangeduid als zijnde belangrijk zijn in volgorde: structureel risico, constructierisico, operationeel risico, technologisch en tenslotte politiek risico. Om deze risico's beheersbaar te maken, kunnen ze ieder door het voorgestelde framework worden gehaald. Het framework maakt in vier stappen de verschillende risico's beheersbaar in de ogen van de financiële instelling waardoor de projectfinanciering mogelijk wordt. Door begrip van dit framework kan de ontwikkelaar van een offshore park met betere documentatie naar de financiële instelling stappen en zo sneller en waarschijnlijk goedkoper financiering verkrijgen. Verder bekijkt dit werkstuk kort het effect van huidige crisisperiode en de evolutie van de kostprijs van offshore windenergie.

# EXECUTIVE SUMMARY

This paper aims to give the reader both a good understanding of what offshore wind energy and project finance is and how project finance can help offshore wind grow in the way many European countries foresee it to. This research is restricted to the financing of the construction phase without considering refinancing in the operational phase. When analyzing how project finance can help ensure growth in offshore wind energy, this paper assesses the risks viewed important by the financial institutions providing the loans. Risks covered are not theoretical important risks, but the ones financial institutions perceive as being the most important, the ones they will drop the deal for. The analysis is followed by a framework to mitigate the different risks, to give developers an idea of what they need to provide to get their project financed.

Many European countries see a major place for offshore wind energy in their energy mix of the future. It has several advantages over other renewable energy sources, such as biomass, sun, hydro and onshore wind. Its main advantage is the sheer size and location of the energy source. The technical potential of the European offshore wind energy source is seven times the current demand for electricity. To top that, most economic hubs historically grew near the shore. Offshore wind can thus help improve Europe's energy security. Secondly, it is a purely renewable energy resource. Even during the construction and production, the emission of greenhouse gasses is almost nonexistent. This combined with its limited visual impact and absence of sound impact makes the general public very supportive of this energy source. The economic advantages are of course not to be forgotten. Its indigenous nature makes that it will create economic value, jobs and spur innovation in Europe. Furthermore, it is also a very quickly installed production site. A whole park will take up to three years to build, but by commissioning in phases it is possible to produce energy as of six months. However, there are some challenges that block the growth of offshore wind. We discern financing and cost. The former will be the bulk of this research, while the latter is analyzed on a higher level.

An offshore wind park is very capital intensive and has an asymmetrical cost-earnings structure. 75 % of costs will occur during the construction phase, 25 % during operational phase, whereas earnings only occur when operations start. When taking into account that one MW of electricity generated in an offshore wind park represents € 2 - 5 million and parks are growing into the +500 MW range, the financing need is enormous. In general, financing will

be highly leveraged. Funding can come from four main sources: financial institutions, companies, institutional investors and government related investors. All these players can be on either the debt side or the equity side. In case of offshore wind many of the early parks were balance sheet financed, meaning that a large private company developed the park on his own balance sheet. This company, often a major utility or a gas and oil company, takes on debt on its own account. As wind parks grew and balance sheets shrunk as a consequence of the credit crunch, balance financing does not suffice anymore as the main financing source.

As offshore wind is still an immature industry, debt financing to a single project, using project finance, cannot happen without adequate risk mitigation tools. Project finance isolates credit risks in a separate company, called a Special Purpose Vehicle. An SPV will be highly leveraged, connected with many partners and have a temporary nature. Offshore wind involves construction and maintenance partners, logistics partners and of course utilities that take of the produced energy. Project finance will discipline the various parties involved by strictly controlling the direction of cash flows. Developers and shareholders will use this structure because the projects are too big to be developed on their own balance sheet and they fear risk contamination. The downside of this structure is that it is nonrecourse. Only the project's assets and not those of the shareholders can be seized in case of default. For the financial institution to accept these terms, they require extensive risk analysis and mitigation.

The risks that matter for the financial institution are technology, construction, operational, structural and political risk. Technology risk is linked to the novelty of offshore wind. Many of its current applications are adaptations of onshore wind, but a lot of development is going on in the sector. The risk is especially high in the turbines, growing in size exponentially. Construction risk originates from the possibility of delays and cost overruns in the construction phase. Construction planning is done very strict because workable offshore weather conditions only occur in a limited time window. The very scarce specialized vessels and personnel are booked for a limited time. Any cost delays will cause delays of months until the vessels and personnel can be booked again. Operational risk also involves delays and cost overruns, but in the operational phase. This is linked to the weather conditions, as well to technology risk. As many of current applications have not seen the end of their lifetime, there is a lot of uncertainty in whether they will perform as promised. Operational risk determines the availability of the park and the maximum that can be extracted from the available energy. Besides this, operational risk also links to the wind regime, which determines the maximum amount of energy that is available. Structural risk involves problems occur-

ring when working with so many different, loosely linked parties. This risk constitutes of contractor risks, linked to the identity of the party, legal risk and interface risk. Interface risk is the risk of accountability problems occurring on the interface, the place where responsibilities of parties meet. Political risk plays an important role as offshore wind is highly subsidized and delivers a government controlled product.

Analysis of how a financial institution copes with these risks will enhance understanding in the sector and by the public institutions. A developer can thus prepare his project information memorandum better and obtain quicker, cheaper financing. The risk mitigation framework is a four-step approach. In each step risks will be mitigated further. Step one is to transfer the risk to a party that is better equipped to cope with it. For example, transferring the operational risk of the turbine by means of an O&M contract. Step two is to analyze thoroughly all information provided by the developer. Technical, legal, financial and insurance due diligence will ensure a better understanding of risks. When transferring risks to other parties through contracts, the structural risk increases. Legal due diligence will ensure that the necessary clauses are present in the contracts to solve accountability problems. Step one and two are iterated until sufficient risk is mitigated. Step three is to quantify any remaining risks and ensure that when they materialize, sufficient funds are available. To mitigate construction risk, a contingent facility is put in place. This is a blocked account with funds to survive at least one year of delay. Step four is to assess the impact on the adjusted base case of less plausible risks using a sensitivity analysis. Wind studies have assessed the wind regime with a P90 probability. The sensitivity analysis assesses the effect of a very bad wind year on the debt service coverage ratio. When this ratio drops below a certain threshold, one that is put lower than the ones used in step three, the deal is deemed too risky and will be cancelled.

The cost of offshore wind has surged since the very start. During the first half of 2000 because of bottlenecks in the very young supply chain and during the second half because of the scaling-up trend. But there are plenty of signs that the supply chain is finally maturing. More and more international players are becoming involved and more companies specialize in offshore wind. It is evolving from a niche market into an independent market. When an optimum is reached both in turbine size and distance from shore, technical learning and standardization will help drive down the cost of offshore wind. For near shore applications, this is already happening. For the deepwater applications, this is expected to happen within a timeframe of fifteen years. To support this evolution, investments in R&D, specialized trainings and more transparency are needed.



# INHOUDSOPGAVE

Voorwoord.....	i
Abstract.....	ii
Executive summary.....	iii
Inhoudsopgave.....	vi
Lijst van tabellen.....	viii
Lijst van figuren.....	ix
Lijst van afkortingen.....	x
1. Inleiding.....	1
2. Projectfinanciering.....	4
3. Offshore windenergie.....	8
3.1. Het belang van windenergie in de energiemix.....	8
3.2. Offshore windenergie versus onshore windenergie.....	13
4. Financieringsmogelijkheden.....	19
4.1. De vier financieringsstromen.....	20
4.1.1. Financiële instellingen.....	22
4.1.2. Bedrijven.....	23
4.1.3. Institutionele investeerders.....	24
4.1.4. Overheid.....	26
4.2. Projectfinanciering van offshore wind.....	27
5. Risico's verbonden aan offshore wind.....	31
5.1. Technologisch risico.....	31
5.2. Constructierisico.....	33
5.3. Operationeel risico.....	34
5.3.1. Windregime.....	35
5.3.2. Onderhoudsrisico.....	36
5.4. Structureel risico.....	39
5.4.1. Contractor risico.....	40
5.4.2. Legaal risico.....	40
5.4.3. Interface risico.....	41
5.5. Politiek risico.....	41
5.5.1. Vergunningen en concessies.....	43
5.5.2. Elektriciteitsprijzen.....	43
5.5.3. Connectie met elektriciteitsnet.....	45
5.5.4. Regulier kader.....	46
6. De financiering mogelijk maken: risicobeheer.....	48

6.1.	Stap I: Risico contracteren bij meest geschikte partij .....	49
6.1.1.	Contracten.....	49
6.1.2.	Interface management.....	51
6.1.3.	Verzekeringen .....	51
6.1.4.	Voorbeeld: turbine .....	52
6.2.	Stap II: Due diligence .....	52
6.2.1.	Windstudie .....	54
6.2.2.	Voorbeeld: turbine .....	55
6.3.	Stap III: Risico kwantificeren en toevoegen aan base case .....	55
6.3.1.	Voorbeeld: turbine .....	59
6.4.	Stap IV: Sensitiviteitsanalyse.....	60
6.4.1.	Voorbeeld: turbine .....	60
6.5.	Framework.....	61
7.	Toekomstperspectief en trends .....	62
7.1.	Offshore windenergie blijft te duur .....	62
7.2.	Van een financiële crisis naar een energiecrisis? .....	65
8.	Conclusie.....	68
	Glossarium.....	70
	Bronnenlijst.....	74
	Bijlagen.....	80
	Appendix A: Peak Oil .....	80
	Appendix B: Wind map Europa onshore en offshore.....	81
	Appendix C: Offshore projecten in België .....	83
	Appendix D: IEC-certificatie .....	86
	Appendix E1: Interview Valcke – Loeckx (KBC).....	87
	Appendix E2: Interview Bert Derudder (KBC) .....	88
	Appendix E3: Interview Mirko Sedalkeck (KFW Ipex).....	91
	Appendix E4: Interview Geert Fijnaut (ASNbank) .....	92
	Appendix E5: Interview Thomas Beaumont (BNPPF).....	95
	Appendix E6: Interview Zuiderwijk, Barbara (GGEB) .....	98
	Appendix E7: Interview Stijn De Sutter (Elia) .....	102
	Appendix E8: Interview Michael Bossuyt (Elia).....	103

# LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1: Basiskenmerken projectfinanciering.....	4
Tabel 2: Voor- en nadelen projectfinanciering.....	6
Tabel 3: Voor- en nadelen windenergie .....	9
Tabel 4: Vergelijking energiebronnen.....	10
Tabel 5: Bestaande en geplande offshore projecten in Europa in 2012 .....	13
Tabel 6: Vergelijking onshore en offshore wind .....	15
Tabel 7: Financieringsstromen .....	20
Tabel 8: Financiële instellingen wereldwijd betrokken bij offshore projecten .....	23
Tabel 9: Belangrijkste investeerders in de offshore windsector in Europa .....	24
Tabel 10: Voorbeelden institutionele investeerders .....	25
Tabel 11: Overheidsgerelateerde investeerders in Belgische offshore projecten.....	27
Tabel 12: Constructiepartners .....	28
Tabel 13: Steunmechanismes in Europa.....	42
Tabel 14: Signaalratio's.....	56
Tabel 15: Worstcase scenario's.....	60
Tabel 16: Framework risicobeheer van een offshore windpark.....	61
Tabel 17: Effect crisis op financieringsvoorwaarden .....	67
Tabel 18: Aandeelhouders Belgische Offshore projecten .....	84
Tabel 19: Details financieringsdeals Belgische offshore windparken .....	84
Tabel 20: Financiering Belgische offshoreprojecten.....	85

# LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1: Structuur constructieprojectfinanciering.....	5
Figuur 2: LCOE voor verschillende technologieën in \$/MWh.....	11
Figuur 3: Energiebalans Europa 2050 (indien targets gehaald).....	12
Figuur 4: Groei offshore wind 1990-2012.....	14
Figuur 5: Diagrammen kostenstructuur offshore wind.....	17
Figuur 6: Nieuwe investering in hernieuwbare energie wereldwijd in 2004-2011 (asset finance).....	19
Figuur 7: Projectontwikkeling.....	30
Figuur 8: Power curve wind turbine.....	34
Figuur 9: Beschikbaarheidcijfers offshore windparken Verenigd Koninkrijk .....	35
Figuur 10: Onderhoudsplanning onshore wind.....	37
Figuur 11: Evolutie staalprijs april 2008- maart 2013 .....	38
Figuur 12: Prijsevolutie gemiddelde elektriciteitsfactuur Belgisch gezin .....	44
Figuur 13: Uiteindelijke contractstructuur offshore project.....	49
Figuur 14: Structuur termijnlending.....	58
Figuur 15: Structuur garantie.....	59
Figuur 16: Evolutie kapitaalkosten offshore windparken Verenigd Koninkrijk.....	63
Figuur 17: Jaarlijkse wereldwijde investering in hernieuwbare energie - asset finance (2004-2011).....	65
Figuur 18: Peak Oil of de Hubbertpiek.....	80
Figuur 19: Wind map Europa offshore .....	81
Figuur 20: Wind map Europa onshore .....	82
Figuur 21: Concessiezones België.....	83
Figuur 22: Certificatieprocedure IEC – turbine.....	86

# LIJST VAN AFKORTINGEN

AH	Aandeelhouder
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
Capex	Capital expenditure of kapitaalsuitgave
CWE	Centraal- en West-Europa
D/E	Debt-Equity
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
E.U.	Europese Unie
EIB	European Investment Bank of Europese Investeringsbank
EKF	Eksport Kredit Fonden – Deense exportkredietverzekeraar
EPCI	Engineering, Procurement, Construction and Install
FIDIC	Fédération Internationale Des Ingénieurs-Conseils of Internationale Federatie voor Ingenieurs -Adviseurs
FIP	Feed-in-premium
FIT	Feed-in-tariff
GIB	Green Investment Bank
IEC	International Electrotechnical Commission
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
O&M	Operations and maintenance of operaties en onderhoud
O&O	Onderzoek & Ontwikkeling of R&D, Research & Development
Opex	Operational expenditure of operationele kapitaalsuitgave
PF	Projectfinanciering
PIM	Project Information Memorandum
ROC	Renewables Obligation Certificates of groenestroomcertificaten zoals gebruikt in het V.K.
SE	Schuldeiser
SPV	Special Purpose Vehicle
TGC	Tradable Green Certificates of groenestroomcertificaten
UNEP	United Nations Environment Programme
VN	Verenigde Naties

# 1. INLEIDING

Je hebt maar één kans om een eerste indruk na te laten en dit moment betekent reeds veel in de perceptievorming van de andere partij. Ook bij het verkrijgen van financiering is die eerste indruk cruciaal. Een goed doordacht en volledig Project Information Memorandum helpt een ontwikkelaar vlotter goedkopere financiering te krijgen. Dit is zeker van belang wanneer er financiering gezocht wordt voor innovatieve projecten.

Offshore windenergie, windparken op zee, is een innovatieve sector met grote mogelijkheden wereldwijd. Medio 2011, was wereldwijd 9 368 MW offshore wind online, 17 809 MW vergund en 114 737 MW gepland. De toenemende nood om de energiemix te differentiëren en de druk van de klimaatproblematiek maakt dat veel landen op zoek zijn naar alternatieven voor fossiele brandstoffen. Offshore wind is de oplossing voor dit probleem en brengt daarboven ook innovatie, economische waarde en werkgelegenheid met zich mee. Maar er zijn ook obstakels. Volgens Blanco, 2009, beïnvloeden vier variabelen de kosten van windenergie: capaciteitsfactor, kapitaalkosten, technologische vooruitgang in O&M technologie en toegang tot financiering. Het onderzoek van Kann, 2009, noemt naast reglementair risico ook toegang tot kapitaal als barrières voor projectfinanciering van windenergie. Zeker in het geval van offshore wind, waar de investeringen tot €1 miljard kunnen bedragen, zijn de kapitaalkosten cruciaal. De voorbije investeringen werden meestal door overheid of via balansfinanciering gedaan. De groei die de wereld voor ogen heeft voor offshore wind kan evenwel niet bekostigd worden met deze bronnen alleen. Projectfinanciering kan hier de oplossing bieden. Maar om deze financieringstool te kunnen gebruiken moet de vele risico's die offshore wind met zich meebrengt beheerd worden. Met voldoende financiering kan offshore wind van een niche sector naar een onafhankelijke sector groeien, cruciaal voor energievoorziening in Europa. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b; Blanco M. I., 2009; Greenpeace, 2010; Standard&Poor's rating services, 2012; Kann, 2009; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Firestond et al., 2011)

Dit werkstuk analyseert de projectfinanciering van offshore wind. Het onderwerp beperkt het onderzoek tot enkel offshore windenergie en enkel projectfinanciering van de constructie- en operationele fase. Herfinanciering in de operationele fase van het project valt buiten het bereik van het onderwerp. De algemene onderzoeksvraag is: **Hoe wordt pro-**

**jectfinanciering van offshore windenergie mogelijk gemaakt?** Deze vraag bevat vele deelvragen, namelijk:

- Wat zijn de specifieke karakteristieken van offshore windenergie?
- Hoe werkt projectfinanciering?
- Op welke manieren kan offshore windenergie gefinancierd worden?
- Is projectfinanciering een gepaste financieringsmethode voor offshore windenergie?
- Met welke risico's, verbonden aan offshore windenergie, houden financiële instellingen rekening?
- Hoe kunnen de ontwikkelaar en financiële instellingen deze risico's beheren?
- Wat is het effect van de huidige economische situatie op de financiering van offshore windenergie en zijn kostprijs?

Een financiële instelling die leningen toestaat aan een offshore windproject, gelooft dat de activiteiten commercieel mogelijk zijn en voldoende kasstromen zullen genereren. Een diepere analyse van dit evaluatieproces geeft dus meer inzicht waar er nog mogelijke knelpunten liggen die de commerciële toekomst van deze groene energie in de weg liggen. Een ontwikkelaar die dit evaluatieproces begrijpt, zal beter voorbereid naar een financiële instelling kunnen stappen. Voor beleidsmakers is het interessant om naar offshore wind ook te kijken door de ogen van een financiële instelling. Aangezien financiering één van de beperkende factoren is voor windenergie zal een analyse van het evaluatieproces ervoor zorgen dat de steunmechanismen beter aangepast zijn aan de realiteit. Beleidsmakers kunnen ook risico's ophelderen die financiers fout percipiëren. Financiële instellingen vervolgens hebben ook baat bij een sectorwijde analyse van het evaluatieproces die het proces meer kan standaardiseren. En tenslotte is dit onderwerp ook zeer interessant voor wetenschappelijk onderzoek. Het objectief analyseren van de evaluatiemethodes en beheersmiddelen van financiële instelling kan de theorie met de realiteit verbinden.

Dit werkstuk is gebaseerd op verschillende types van bronnen afhankelijk van de focus van het hoofdstuk. Daar de onderzoeksvraag een antwoord zoekt door de ogen van een financiële instelling ligt de focus meer op de perceptie van het risico en niet op theoretisch risico. De inleidende hoofdstukken zijn gebaseerd op een literatuurstudie van wetenschappelijke literatuur en rapporten van vakverenigingen en publieke instellingen. Omwille van het onderwerp zijn de rapporten van de European Wind Energy Association, EWEA, van groot belang geweest. De analyserende hoofdstukken zijn gebaseerd op rapporten van

financiële analisten en op interviews. De geïnterviewden werden gekozen op basis van hun recente en uitgebreide ervaring met de financiering van offshore windparken. Interviews werden gestructureerd afgenomen op basis van een op voorhand afgesproken agenda, gelijkvormig voor alle interviews. Nota's genomen tijdens de interviews zijn terug te vinden in appendix E.

In deze thesis verwijst offshore wind naar de energievorm bekomen in een offshore windpark, en offshore project naar een project met als doel een offshore windpark te bouwen en uitbaten. Hoofdstuk 2 en 3 zijn inleidende hoofdstukken om de lezer meer bekend te maken met het onderwerp. Hoofdstuk 2 bekijkt de verschillende aspecten van projectfinanciering. Hoofdstuk 3 leidt offshore wind in. Windenergie wordt hierin geplaatst tegenover andere groene energievormen en vervolgens vergelijkt het hoofdstuk offshore en onshore windenergie. Hoofdstuk 4 geeft een overzicht van de mogelijke financiers van offshore wind en concludeert met waarom projectfinanciering geschikt is voor offshore wind. Hoofdstuk 5 analyseert de verschillende risico's die van belang zijn bij de kredietbeslissing bij de financiële instelling. In hoofdstuk 6 zal het werkstuk een framework aanbieden dat op een gestructureerde manier de verschillende risico's beheersbaar maakt. Hoofdstuk 7 sluit vervolgens af met enkele trends en toekomstperspectieven in de offshore wind sector. De gebruikte terminologie wordt uitgelegd in het glossarium volgend op de bibliografie.



## 2. PROJECTFINANCIERING

Dit hoofdstuk geeft een inleiding tot projectfinanciering, meer bepaald constructieprojectfinanciering. Deze vorm wordt onder andere gebruikt voor de financiering van grote infrastructuurwerken en de ontginning van natuurlijke grondstoffen en kan dus ook van toepassing zijn op offshore windparken. Ingaan op hoe offshore wind projectfinanciering kan gebruiken, blijft voorbehouden voor hoofdstuk 5.

**Tabel 1: Basiskenmerken projectfinanciering**

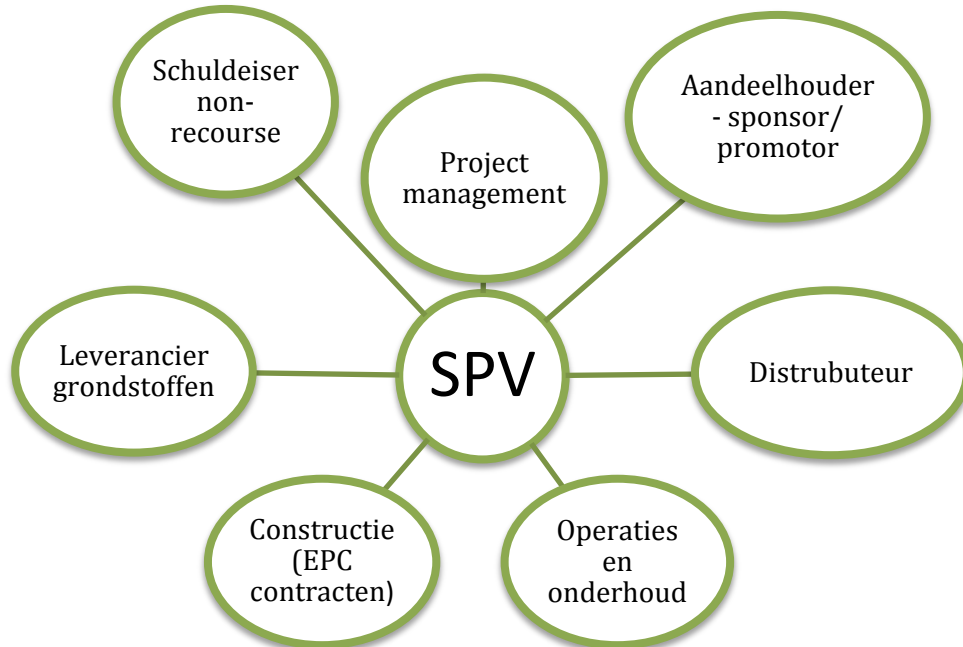
Basiskenmerken
Tijdelijk
Kapitaalintensief
Hoge schuldgraad (70% en meer)
Geconcentreerd aandeelhouderschap
15 of meer contractuele partners – meer dan 40 contracten
Onafhankelijke projectvennootschap

Bron basisgegevens: Esty, B. C. (2003); Esty, B. C. (2004); Fabozzi, F., & Nevitt, P. K. (1995); Subramanian, K., Tung, F., & Wang, X. (2008)

Voor projectfinanciering, hierna PF genoemd, te gebruiken als financieringsmethode voor een bepaalde economisch project zijn enkel de kasstromen van het project zelf de bron voor terugbetalingen van schulden aangaande om het project te ondersteunen. Ook zijn enkel de activa van het project zelf onderpand voor aangegane leningen. Dit gebeurt door het project te structureren in een Special Purpose Vehicle of SPV, een tijdelijke vennootschap opgericht voor één enkel doel: het project. Een bedrijf kan dan een kapitaalintensief project uitvoeren zonder dat de schulden op de balans te zwaar stijgen. Het bedrijf neemt niet zelf de schulden op, het project doet dit. Op de balans is enkel een participatie in het project zichtbaar. Grote en kapitaalintensieve projecten kunnen vaak enkel door PF financiering krijgen. De tijdelijke aard is een belangrijke eigenschap van PF, het project heeft een beperkt levensduur (Fabozzi & Nevitt, 1995). Beperkingen op de uitbetaling van kasstromen, contractuele verplichtingen en geblokkeerde projectbankrekeningen verzekeren de schuldeisers van terugbetaling. PF noodzaakt structuren die het kredietrisico zo veel mogelijk wegnemen van de betrokken partijen. Deze structurering is dan belangrijk om ervoor te zorgen dat het project “bankable” is, dat het in aanmerking komt voor bankleningen. De structuren verplaatsen het risico buiten de SPV en garanderen terugbetaling door de strenge kasstroomvoorwaarden. De contracten detailleren welke kasstromen naar

waar gaan in welke volgorde. Hoofdstuk 6 behandelt de mechanismen hiervoor gebruikt. (Subramanian, Tung, & Wang, 2008)

**Figuur 1: Structuur constructieprojectfinanciering**



Bron basisgegevens: Derudder, B. (2012, oktober 9); Esty, B. C. (2003)

De belangrijkste partijen die betrokken zijn bij PF zijn het projectmanagement, de financiële partners, de operationele & onderhoudpartners, de constructiepartners en de partners uit de toeleveringsketen. Het projectmanagement zijn diegenen die het dagelijkse bestuur voeren in het SPV. Het projectmanagement kan verbonden zijn aan een aandeelhouder maar dat hoeft niet. De financiële partners bestaan uit schuldeisers en aandeelhouders, ook wel de sponsors en promotors genoemd, elk met hun specifieke strategische doelen. De partners uit de toeleveringsketen zijn de leveranciers van grondstoffen en de afnemers of distributeurs van het eindproduct dat de SPV produceert. Daarnaast worden ook de constructiepartners en de operationele en onderhoudpartners betrokken in de contractstructuur. Vaak zijn deze twee dezelfde bedrijven, het onderscheid duidt op de periode waarin het partnership geldt. Figuur 1 geeft een vereenvoudigd overzicht van deze partners. (Fabozzi & Nevitt, 1995)

### *VOOR- EN NADELEN*

PF heeft ogenschijnlijk meer nadelen dan voordelen. Het structureren van een project met tientallen contractuele partners is ingewikkeld en tijdrovend. De onderhandelingen met de partners duren langer dan voor een balansproject. Ook zijn banken niet happig voor projecten met hoge schuldgraad en non-recourse schuld waardoor de onderhandelingen

met de financiële instellingen ook langer duren en het project veel autonomie zal moeten afstaan. Maar in praktijk blijkt dat de netto financiële kosten sterk lager zijn bij PF dan bij balansfinanciering door het voorzien van bijna draconische kasstroommaatregelen. (Esty, 2004)

**Tabel 2: Voor- en nadelen projectfinanciering**

Voordelen	Nadelen
Hogere schuldgraad → Lagere kapitaalkosten → Hoger rendement	Ingewikkelde en tijdrovende onderhandelingen
Risico contaminatie vermijden	Bankability
Non-recourse	Transactiekosten (5-10%)
Vermijden agentkosten	

Bron basisgegevens: Esty, B. C. (2004); Fabozzi, F., & Nevitt, P. K. (1995); Kann, S. (2009)

Een belangrijk voordeel van PF is dat het project niet op de balans komt, of althans niet zijn specifieke kapitaalstructuur. De projecten hebben meestal een zeer hoge schuldgraad, wat een negatieve impact zou hebben op de financiële ratio's en de kredietwaardigheid van de aandeelhouders. Door gebruik te maken van PF is enkel een participatie in het project zichtbaar op de balans, dit vermijdt risicocontaminatie. Kleinere ontwikkelaars kunnen ook investeringsintensieve projecten ondernemen aangezien het hun balans niet beïnvloedt. Ten tweede verhoogt PF het rendement van een project als het bedrijf werkt met een bepaalde target schuldgraad. Het project kan een hogere schuldgraad aangaan dan toegelaten in het aandeelhoudersbedrijf, heeft dus goedkopere financiering en bijgevolg een hoger rendement. Ten derde zal de bank bij falen van het project geen beslag kunnen leggen op de activa van de aandeelhouders maar enkel op de activa van het project. Aandeelhouders zijn dus beschermd. Voor een ontwikkelaar is dit een voordeel, voor de financiële instelling de belangrijkste reden om een project te weigeren. Tenslotte verlaagt PF de agentkosten binnen het project. PF beperkt het gebruik van de vrije kasstroom zeer sterk. Het projectmanagement heeft hier amper zeggenschap over aangezien de financiële partners bepalen waar de kasstromen naar toe gaan. De hoge schuldgraad speelt hier een belangrijke rol in en heeft een disciplinerende invloed op het management. Deze maatregelen zijn nodig om het project bankabel te maken. (Fabozzi & Nevitt, 1995; Kann, 2009; Esty, 2003)

## *FINANCIEEL ADVISEUR*

Niet alle projecten maken gebruik van een financieel adviseur maar naarmate de omvang van het project stijgt, is het zeker wenselijk. Hij zorgt ervoor dat het project aantrekkelijk is voor financiering, door het Project Information Memorandum of PIM zodanig op te stellen dat het project bankable is. De financiële adviseur zijn hoofddoel is het project tot aan de financial close krijgen, oftewel het ondertekenen van het term sheet, de overeenkomst tussen bank en project. Daarnaast voert de adviseur voorbereidende studies uit, plant hij de financiering en voert deze plannen uit. Na de financial close zal de financieel adviseur het hele project in de gaten blijven houden (Fabozzi & Nevitt, 1995). De afhankelijkheid van de financieel adviseur is een cruciaal punt. Vaak levert een bank naast financiering ook de financieel adviseur. Hij streeft dan niet alleen de doelen na van het project maar ook die van de bank. Een dergelijk adviseur zal minder risico willen nemen en zal ook een beperktere rol spelen als adviseur. Een onafhankelijk adviseur, niet verbonden aan een financiële partner, zal een grotere rol spelen. In het geval van constructie-PF, is de adviseur ook betrokken bij de onderhandelingen van de contracten waar hij de commerciële belangen van de sponsor vertegenwoordigt. Daarnaast schrijft hij mee het organigram, de onderhoud- en operationele strategie en de prijsstrategie. Een onafhankelijk adviseur kijkt niet enkel naar het financiële stuk van het project maar naar het gehele project door een financiële bril. Onafhankelijke adviseurs zijn schaars beschikbaar maar veel gevraagd. (Zuiderwijk, 2012)

## 3. OFFSHORE WINDENERGIE

Dit hoofdstuk legt de klemtoon op de economische aspecten en niet op de technische aspecten van offshore windenergie. De eerste paragrafen plaatsen windenergie tegenover andere energievormen. Dan volgt een vergelijking tussen offshore en onshore wind, met daarna een analyse van de politieke steun voor offshore wind.

De ontginning van energie uit wind is een eenvoudig proces. Wind ontstaat door verschillen in temperatuur en druk van luchtlagen. De verplaatsing van lucht van één laag naar de volgende laag geeft lucht kinetische energie mee en er ontstaat wind. De kinetische energie van de wind wordt omgezet in mechanische energie, de wieken draaien. Een turbine zet vervolgens deze mechanische energie om in elektriciteit. De productie van energie van een bepaald model hangt dus, zonder operationele problemen, af van de windsnelheid.

Windenergie is al eeuwen een belangrijke bron van energie maar sinds begin 20<sup>e</sup> eeuw op grote schaal. In de jaren '20 verschenen windmolens in Frankrijk op het land. De generatie van windenergie op het land heet in de literatuur onshore windenergie. Pas aan het begin van de 21<sup>e</sup> eeuw is ook offshore wind, windparken op zee, commercieel operationeel (Hand, et al., 2011). De eerste vorm van offshore wind vinden we terug in België, Zeebrugge met een windmolenpark op de zeedijk. De volgende stap was op zee zelf, met windmolens in 1989 in Helgoland, Duitsland en in 1990 in Blekinge, Zweden, met daarna in 1991 het eerste commerciële offshore windpark in Vineby, Denemarken. (BWEA, 2004)

### 3.1. HET BELANG VAN WINDENERGIE IN DE ENERGIEMIX

In 2009 stelt de European Wind Energy Association (EWEA) dat, om aan de Europese energievraag te kunnen voldoen tegen 2020, er 360 GW aan extra elektriciteitscapaciteit nodig is (European Wind Energy Association, 2009a). Multilaterale organisaties en overheden grijpen dan ook deze kans om windenergie een belangrijke plaats in de nieuwe energiemix te geven.

Het belang van windenergie hangt samen met dat van groene energie. Waarom zijn deze nieuwe bronnen van energie nodig en wat is hun belang? De opkomst van deze hernieuwbare energievormen kent verschillende motieven. Het meest besproken motief is de klimaatproblematiek. Overschakelen op energievormen met lagere uitstoot van broeikasgasen biedt hiervoor een oplossing. Een volgend motief is het probleem van uitputbaarheid

van fossiele brandstoffen. Over wanneer deze bronnen uitgeput zijn, bestaat evenwel veel controverse (zie appendix A, Peak Oil). Omdat deze voorraden hoe dan ook niet oneindig zijn, willen veel landen geleidelijk overschakelen naar hernieuwbare energiebronnen. Tenslotte heeft de huidige economische crisis veel overheden doen kijken naar groene energie als een oplossing voor de recessie. Groene economie is een geheel nieuwe industrie en was in 2008 al goed voor 2,3 miljoen nieuwe banen wereldwijd. Windenergie op zichzelf creëerde in 2009 reeds 192.000 banen, in 2020 vermoedelijk 450.000. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011a; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b; BNEF & UNEP, 2012; BNEF, SEFI & UNEP, 2010)

**Tabel 3: Voor- en nadelen windenergie**

Voordelen	Nadelen
Snelle constructie	Grote variabiliteit in energieproductie
Geen uitstoot van broeikasgassen tijdens productie	Sociale kosten: uitzicht en geluid
Beperkte uitstoot van broeikasgassen tijdens constructie	Hoge kapitaalkosten – kapitaalintensief
Marginale kosten bijna 0, dus dalende elektriciteitsprijzen	Sterk afhankelijk van plaatselijke omstandigheden
Onafhankelijk van olieprijsen	Verstoort onderwater biotoop

Bron basisgegevens: BWEA (2004); Dinica, V. (2006); European Wind Energy Association (2010); Adodoyin, A. et al. (2011); Sonntag-O'Brien, V., & Usher, E. (2004); Hand, M. et al. (2011)

Eén van die mogelijke hernieuwbare energiebronnen is windenergie. Naast het hernieuwbaar karakter worden er ook amper broeikasgassen uitgestoten tijdens de relatief snelle constructie. Daarenboven produceert een park reeds na 6 maanden door gefaseerde ingebruikname. Specifiek aan de marginale kosten van de geproduceerde elektriciteit van wind is dat deze zeer klein zijn, doordat de brandstofkosten nul zijn. De literatuur verwacht een positief effect op de elektriciteitsprijs door invoering van windenergie in het net. Zijn lage marginale kostprijs verschuift de aanbodcurve naar rechts, resulterend in een lagere prijs. Daarnaast veroorzaakt het merit-order effect een nog lagere prijs bij sterkere winden als men kijkt naar de dagprijzen<sup>1</sup>. In België wordt 10 à 20 % van de elektriciteit verhandeld aan dagprijzen op de elektriciteitsbeurzen (o.a. Belpex) in de CWE landen. Daarentegen is het zeer kapitaalintensief, een belangrijk argument tegen windenergie. De financieringsnood van C-Power, dat eind 2010 zijn financial close bereikte, was praktisch € 1 miljard voor alle drie de fasen samen. Zeker in de huidige economische omstandigheden is het

<sup>1</sup> Merit-order effect: gedurende de spitsuren van een dag wordt de vraag naar elektriciteit groter en extra, duurdere capaciteit moet aangesproken worden. Hernieuwbare energie daarentegen is ook tijdens deze spitsmomenten beschikbaar aan lagere prijzen omwille van de lage marginale kosten. Dit prijseffect is evenwel enkel van toepassing voor elektriciteitsprijzen gevormd op de beurs. (Bossuyt, 2013)

uiterst moeilijk om dergelijke bedragen te kunnen lenen. Een ander heikel punt is de variabiliteit van de energiebron. Dit valt evenwel buiten het bestek van deze thesis. Tabel 3 geeft nog verdere voor- en nadelen van windenergie. (Hand, et al., 2011; Adodoyin, et al., 2011; BWEA, 2004; Sonntag-O'Brien & Usher, 2004; Lopez, 2008; European Wind Energy Association, 2009c; Bossuyt, 2013)

**Tabel 4: Vergelijking energiebronnen**

	Wind	Zon <sup>(1)</sup>	Steen- kool	Olie	Gas	Nucleair	Hydro
<b>Uitstoot broeikas- gassen (g CO<sub>2</sub>/kWh)</b>	9 - 10	32	971	779	450	66	10 - 13
<b>Capaciteitfactor<sup>(2)</sup></b>	28%	15%	67%	9%	28%	91%	38%
<b>Beschikbaarheid- factor<sup>(3)</sup></b>	97%	96%	87%	/	95%	99%	98%
<b>% totale energie- capaciteit</b>	3.7%		40.6%	4.6%	22.2%	12.9%	16.0%
<b>Stockerbaar</b>	N	N	J	J	J	N	J
<b>Transporteerbaar</b>	N	N	J	J	J	N	N
<b>Uitputbaar?</b>	N	N	J	J	J	J (Urani- um)	N
<b>Publieke opinie</b>	Voor	Voor	Tegen	Neutraal	Tegen	Tegen	Voor
<b>Levensduur (ja- ren)</b>	25	25	40	30	30	45	50
<b>Constructie duur jaren</b>	2	1	4	3	3	4 - 7	1 - 10

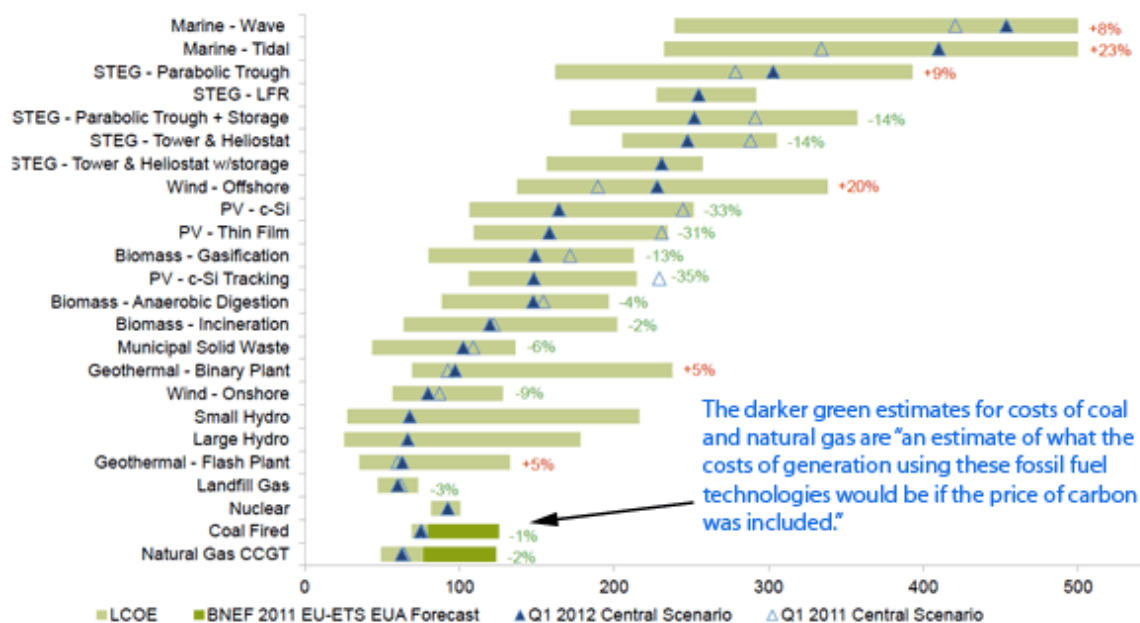
<sup>(1)</sup>: zonne-energie geproduceerd met fotovoltaïsche cellen, <sup>(2)</sup>: Gemiddeldes berekend in de Verenigde Staten, 2011, de cijfers zijn niet volledig overdraagbaar naar Europa maar vooral de volgorde is belangrijk, <sup>(3)</sup>: afrondingen, vooral de volgorde is belangrijk, wereldwijde cijfers 2011

Bron basisgegevens: European Climate Foundation (2011, november); International Energy Agency (2012a); Sovacool, B. K. (2008); Van De Graaf, T. (2012, november 14); Upbin, B. (2011, november 22); Hand, M. et al. (2011); International Energy Agency (2012b)

Naast windenergie kennen ook waterkracht, biomassa en zonne-energie reeds toepassingen op grote schaal. Windenergie heeft ook de publieke opinie mee, namelijk uit een onderzoek van Harris Interactive blijkt dat 77 - 90% van de ondervraagden vóór een sterke toename in windparken zijn in hun land (Verenigd Koninkrijk, Frankrijk, Italië, Spanje, Duitsland en de Verenigde Staten) (Harris Interactive, 2010). Tabel 4 geeft een vergelijking weer tussen de meest gebruikte hernieuwbare bronnen en conventionele bronnen. Verschillende criteria die belangrijk zijn bij de selectie van een energiebron worden weergegeven. Uit de tabel kan men afleiden welke energiebronnen geschikt zijn voor een duurzame energiemix. De hernieuwbare bronnen halen duidelijk een lagere capaciteitsfactor dan de conventionele bronnen. Maar deze bronnen zijn uitputbaar en hebben een hoge emissie-uitstoot. Ook keert de publieke opinie zich er tegen af.

Hernieuwbare energie is volgens de standaard prijszettingmethoden duur. De standaard-modellen houden evenwel geen rekening met de sociale kosten verbonden met conventionele energie, namelijk de uitstoot van broeikasgassen en de kosten verbonden aan de prijsfluctuaties van de conventionele energiebron. In de literatuur werd al door verschillende bronnen deze kosten geïncorporeerd in de prijszetting. Ook wordt er vaak vergeten dat ook conventionele energie sterk gesubsidieerd is. In 2010 alleen al werd \$500 miljard gespendeerd aan subsidies voor conventionele energie (BNEF, SEFI & UNEP, 2010). Een herberekening van de prijszetting zonder al deze subsidies zou een beter beeld kunnen geven van de werkelijke kostprijs van de energieproductie (European Wind Energy Association, 2010; Dinica, 2006). Een belangrijke economische metriek van energie is de levelized cost of energy of LCOE, de geactualiseerde kostprijs om energie te produceren (zie figuur 2). BNEF incorporeerde de afhankelijkheid van conventionele technologieën aan fossiele brandstoffen in de prijszetting om een correcter beeld te verkrijgen. Onshore wind en waterkracht zijn reeds competitief. De jongere tak offshore wind heeft een sterk hogere kostprijs dan conventionele energie. Echter, de trendlijn is sterk dalend. (BNEF & UNEP, 2012)

Figuur 2: LCOE voor verschillende technologieën in \$/MWh



Bron: UNEF, & BNEF (2012)

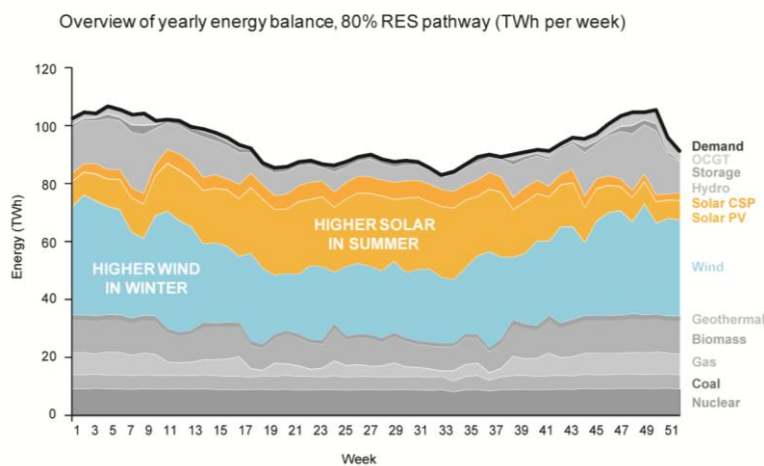
## WIND IN EUROPA'S ENERGIESTRATEGIE

De E.U. heeft zichzelf verschillende doelstellingen opgelegd i.v.m. energiebeleid. De 20/20/20-maatregel stelt dat tegen 2020 de uitstoot van broeikasgassen met 20% moet



gedaald zijn (t.o.v. 1990), hernieuwbare bronnen 20% van de elektriciteitsconsumptie moeten uitmaken, waarvan 14.2% door windenergie, en een 20% verbetering in energie-efficiëntie moet verwezenlijkt worden (European Commission, 2010b; European Commission, 2009). EWEA voorspelt dat als offshore wind een gelijkaardige groei meemaakt als onshore wind, tussen 15.7% en 16.5% van de totale elektriciteitsconsumptie afkomstig kan zijn van windenergie in 2020 (European Wind Energy Association, 2011). Naast de 20/20/20 maatregel, ligt de focus ook op energiezekerheid (European Commission, 2010a). Europa wil de afhankelijkheid van olie- en gasimport verminderen en de sterke fluctuaties in de prijs hiervan (Criekemans, 2012). Windenergie kan Europa hierin helpen. Het technisch potentieel van wind voorziet Europa zeven keer in haar geprojecteerde elektriciteitsconsumptie in 2020. Het economische competitief potentieel in 2020 kan Europa voorzien in 60 - 70% van haar geprojecteerde vraag (European Wind Energy Association, 2009a). Het is dan ook niet verbazingwekkend dat Europa zich sterk richt op windenergie en nu als first-mover een leiderspositie heeft verworven in deze markt (European Wind Energy Association, 2011). Ze heeft hierbij vooral op te boksen tegen nieuwkomer Azië, die aan een sterk inhaalmanoeuvre bezig is (BNEF, SEFI & UNEP, 2010; European Commission, 2010a).

**Figuur 3: Energiebalans Europa 2050 (indien targets gehaald)**



Bron: European Climate Foundation (2010, april)

Cruciaal in Europa's energieplannen staat de wisselwerking tussen windenergie en zonne-energie. Ook al is het technisch potentieel van windenergie zo groot, de bron is enkel terug te vinden in bepaalde lidstaten. Voornamelijk Noord- en West-Europa hebben windsnelheden die hoog genoeg zijn om windenergie rendabel te exploiteren. Zuid- en Oost-Europa hebben dan weer meer zonne-uren, wat hen meer geschikt maakt voor de productie van zonne-energie. Daarnaast kan een wisselwerking tussen zonne- en windenergie het pro-

bleem van de variabiliteit helpen oplossen. Windsnelheden gaan hoger zijn bij meer bewolking, zonne-energie floreert vooral in de zomermaanden (zie figuur 3) (European Climate Foundation, 2010). Het verder uitwerken van een Europees supergrid, een transmissienetwerk dat alle hoeken van Europa verbindt, zal een oplossing bieden voor de variabiliteit in productie en dit zal ook prijsverlagend werken. Een dergelijk supergrid verhoogt de competitiviteit en de flexibiliteit in de energiemarkt, dus maakt de markt meer efficiënt. (European Wind Energy Association, 2010; Hand, et al., 2011; European Wind Energy Association, 2009a)

### 3.2. OFFSHORE WINDENERGIE VERSUS ONSHORE WIND-ENERGIE

Offshore wind is niet gewoon onshore wind op zee. De omstandigheden op zee zijn uniek en de technologie moet zich hieraan aanpassen. Obstakels waar onshore mee te kampen heeft vallen weg voor offshore. Aan de andere kant heeft offshore dan weer unieke obstakels. Ook de kostenstructuur verschilt sterk.

**Tabel 5: Bestaande en geplande offshore projecten in Europa in 2012**

(MW)	UK	DK	BE	DE	NL
<b>Operationeel</b>	2 947.9	921	379.5	280.3	246.8
<b>Onder constructie</b>	1 538	352.8	110	2 000	128
<b>Gepland</b>	9 514.1 <sup>(1)</sup>	1 000	1 069	4 500	600

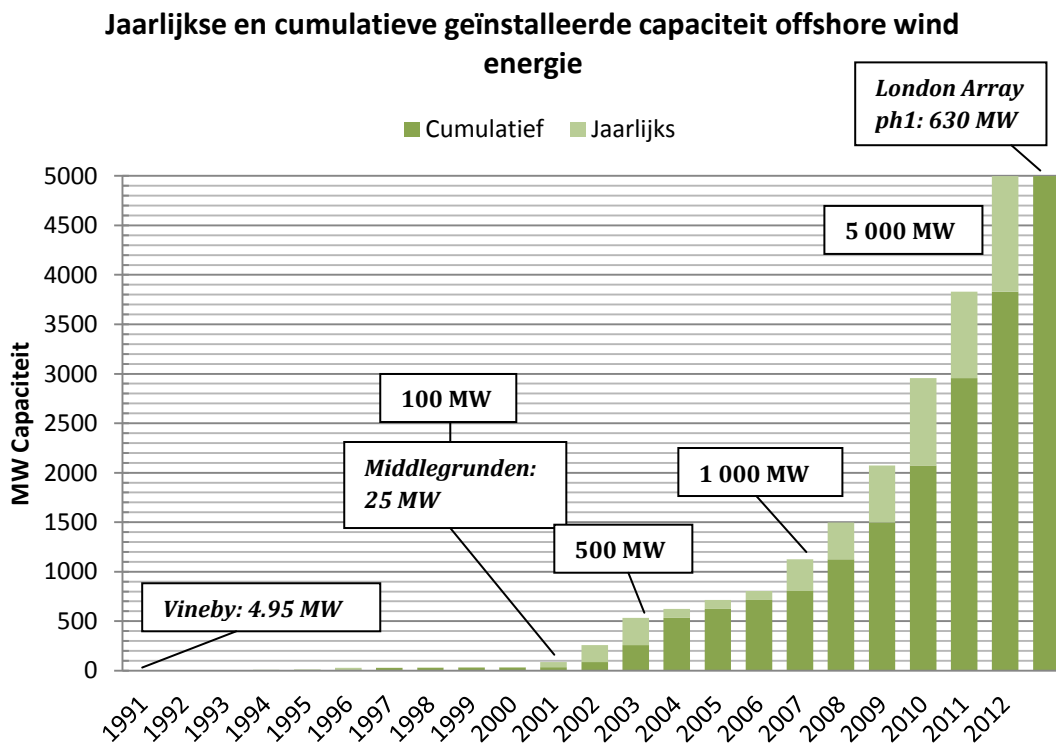
<sup>(1)</sup>: Gebaseerd op een totale operationele, onder constructie en geplande capaciteit van 14 GW volgens EWEA, cijfers van The Crown Estate geven een nog grotere geplande capaciteit aan (42 437 MW) maar hier is niet duidelijk hoever deze plannen al gevorderd zijn.

Bron basisgegevens: 4Coffshore (2013); European Wind Energy Association (2013a); The Crown Estate (2013)

Offshore wind wordt door velen gezien als de energie van de toekomst voor Europa, en dat verklaart ook de sterke groei die we de afgelopen jaren zagen (zie figuur 4). Na het eerste offshore windpark in Denemarken in 1991 werden enkele kleinschalige projecten op poten gezet maar van een echte industrie was nog geen sprake (European Wind Energy Association, 2010). Vanaf 2001 nam de offshore windindustrie een vliegende start met het eerste park groter dan 25 MW. (Weaver, 2012) Op het moment van schrijven is in het Verenigd Koninkrijk 1.5 GW in opbouw, in Duitsland 350 MW, in Nederland 128 MW in het project Luchterduinen en in België met de tweede fase van C-Power 110 MW (zie tabel 5). De Noordzee en de Baltische Zee bieden dan ook uiterst goede omstandigheden voor de generatie van offshore windenergie met zijn stabiele windsnelheden van gemiddeld boven

de 8 m/s. Deze windsnelheden hebben een hogere energiecapaciteit tot gevolg. (European Wind Energy Association, 2013)

**Figuur 4: Groei offshore wind 1990-2012**



Bron basisgegevens: European Wind Energy Association (2013a); Weaver, T. (2012)

Verschillende obstakels die de groei van onshore windenergie belemmeren vallen weg bij offshore energie. De verschuiving van parken uit de kust maakt komaf met klachten over het uitzicht en geluidsoverlast. Offshore windmolens hebben een grotere diameter maar een kleinere hoogte. Deze hoogte is niet langer nodig om goede wind te vangen of voor de veiligheid. Als laatste punt wordt de grootte van de windmolen minder beperkt door het transport. Transport over zee is niet belemmerd door de breedte van de weg, het beperkte gewicht dat een vrachtwagen kan dragen, de drukte van het verkeer. De keerzijde is wel de hogere transportkosten. In de praktijk duiken er evenwel wel problemen op in het transport omwille van een tekort aan schepen, waarover verder meer. Offshore windenergie heeft ook minder problemen met ruimtelijke ordening, iets waar onshore de laatste paar jaren tegen botst. Uit de mogelijkheid om grotere parken te bouwen volgen ook nog eens sterke schaalvoordelen. (U.S. Department of Energy, 2008; Weaver, 2012)

**Tabel 6: Vergelijking onshore en offshore wind**

	<b>Onshore wind</b>	<b>Offshore wind</b>
<b>1<sup>e</sup> windmolen</b>	1920' (1887 patent)	1989
<b>Regio<sup>(1)</sup></b>	Noord-Europa, Spanje, Duitsland	Noord- & Baltische zee
<b>Obstakels</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sociale tegenstand</li> <li>- Ruimtelijke ordening; saturatie &amp; beperking in grootte parken</li> <li>- Grootte turbines gelimiteerd door transport</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Weersomstandigheden</li> <li>- Financiering</li> <li>- Knelpunten in toelevering</li> <li>- Logistiek</li> <li>- Onderhoud- en connectie-kosten hoger</li> </ul>
<b>LCOE (€/MWh)<sup>(2)</sup></b>	86 - 124 (105 gemiddeld)	172 - 220 (195 gemiddeld)
<b>Windsnelheden</b>	Lager, turbulent (wijde spreiding)	Hogere gemiddeldes, robuust
<b>Capaciteitsfactor<sup>(3)</sup></b>	21 - 41%	34 - 43%
<b>Capaciteit turbine</b>	2 MW	4 MW (en stijgend)
<b>Capaciteit park</b>	10 - 50 MW	50 - 1 000 MW
<b>Full load uren per jaar</b>	2 000 - 2 500	3 000 - 4 000
<b>Levensduur park (jaar)</b>	20	25 - 30
<b>Maturiteit industrie<sup>(4)</sup></b>	Groei	Introductie
<b>Financieringsmethode</b>	Privé – Corporate – Project	Corporate – Project
<b>Investering</b>	€ 30 - € 70 miljoen <sup>(5)</sup>	€ 1 - € 3 miljard

<sup>(1)</sup>: Europese regio waar het windregime het meest geschikt is voor deze energieproductie, afgeleid uit de windkaarten uit appendix B, <sup>(2)</sup>: Levelized cost of energy van projecten met financial close in 2010 - 2011 in het Verenigd Koninkrijk, waar de meerderheid van offshore projecten plaats vinden, omzetting naar EUR o.b.v. gemiddelde koers 2011 van 0.86798 GBP/EUR, <sup>(3)</sup>: de capaciteitsfactor is sterk nationaal bepaald en afhankelijk van de gebruikte technologie en het windregime, <sup>(4)</sup>: volgens de vier fasen van de productlevenscyclus, <sup>(5)</sup>Gemiddelde waarden, vaak komen ook heel kleine projecten voor van één enkele windmolen.

Bron basisgegevens: Deutsche Bank Climate Change Advisors (2011); European Wind Energy Association (2009); European Wind Energy Association (2009); Greenpeace (2010); KPMG Energy & Natural Resources (2010); Lopez, D. G. (2008); Markard, J., & Petersen, R. (2009); UNEF, & BNEF (2012); Vos, I. (2012); Weaver, T. (2012); E.ON Climate & Renewables GmbH (2012)

Offshore wind brengt dan weer zijn eigen obstakels met zich mee. Offshore is inderdaad niet gewoon onshore in de zee maar in veel gevallen is de onshore technologie weinig aangepast aan de omstandigheden op zee. De noodzakelijke aanpassingen om te kunnen functioneren in dergelijke onherbergzame omstandigheden worden natuurlijk wel gedaan. Zo worden er beschermende maatregelen getroffen tegen corrosie en ijsvorming en is er een onderhoudsplatform voorzien. Vooral de fundering verschilt sterk, de technologieën die hier worden gebruikt vinden hun oorsprong in de gas- en oliesector. Al deze aanpassingen verhogen uiteraard de kostprijs. (European Wind Energy Association, 2011) Waar er nog ruimte voor verbetering is, is in de optimalisatie van de technologie aan de omstandigheden op zee (Markard & Petersen, 2009). Daarnaast zijn er nog extra obstakels waar offshore wind mee in contact komt terug te vinden in tabel 6. Financiering vinden is één van deze obstakels zeker niet vanzelfsprekend in een industrie waar nog niet alle risico's volledig

begrepen zijn en nog geen enkel park zijn volledige levensduur heeft uitgedaan (Sonntag-O'Brien & Usher, 2004).

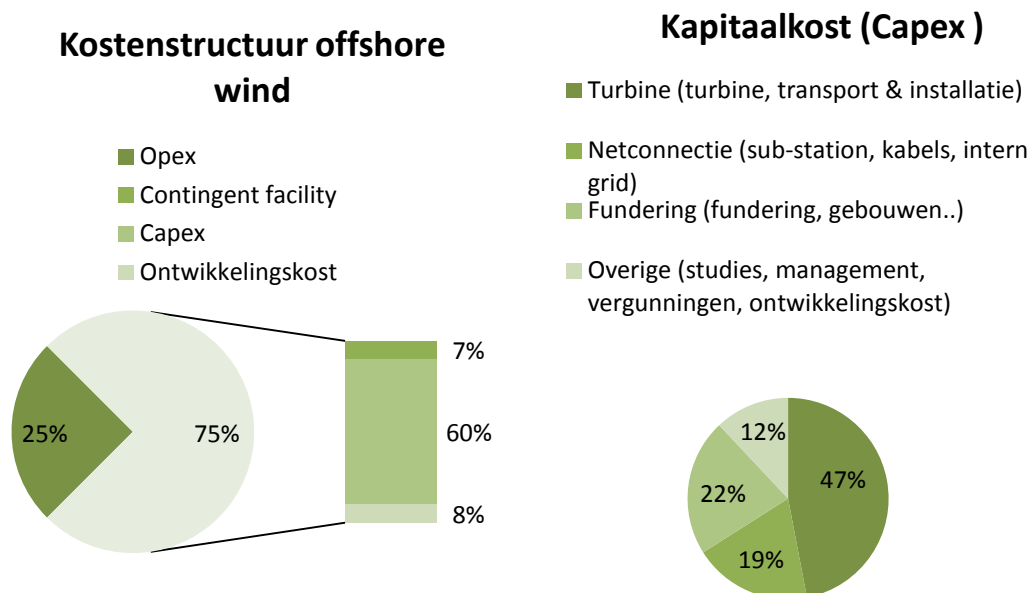
Offshore verschilt sterk van onshore op kostenvlak. Eerst volgt een overzicht van de kostensamenstelling van een offshore park. Ten eerste loopt een project ontwikkelingskosten op in aanloop van de eigenlijke constructie. Deze betreffen de nodige studies, vergunningen, personeel enzovoort. Deze kosten worden meestal gefinancierd door aandeelhouderskapitaal. Vervolgens de grootste kostenpost: de kapitaalsuitgave tijdens de constructiefase of capex (naar capital expenditure). Deze omvat de aankopen van de turbines, platforms, fundering, bekabeling en substation. In deze kosten zit ook de personeels-, transport- en andere kosten opgelopen tijdens de constructie. Daarnaast is ook meestal een contingent facility voorzien, een kapitaalsreserve voor kostenoverschrijdingen. Gedurende de operationele fase loopt het project enkel kosten op i.v.m. de operationele werking, zijnde management, onderhoud en reserveonderdelen, verzekeringen en andere, ofwel de Opex (naar operational expenditure). De financiële kosten hangen dan weer af van de manier waarop het project gefinancierd wordt. Aangezien dit werkstuk handelt over projectfinanciering gaan we in de kostenanalyse ook uit van deze methode. In de constructiefase zal het project vergoedingen moeten betalen aan haar adviseurs en aan de financiële instellingen. In de operationele fase volgen de termijn- en rentebetalingen. (KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Blanco M. I., 2009)

Figuur 5 geeft de kostensamenstelling weer van een offshore windpark. Op een hoog niveau delen we de kosten op in kapitaalkost en variabele kosten. Kapitaalkosten omvatten de ontwikkelings- en constructiekosten (incl. contingent facility), daar waar variabele kosten allemaal operationele kosten zijn. Binnen deze categorie zijn de operationele en onderhoudskosten of O&M kosten (naar operations and maintenance) het grootst. Samen maken ze tot 53% van de variabele kosten uit. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b) Het tweede diagram geeft een opdeling van de kapitaalkost weer. Uit de figuur blijkt dat de grootste kostenpost de capex is, waarbij de turbine de grootste uitgave is.

De procentuele samenstelling van de kosten verbonden aan offshore wind verschillen sterk met onshore wind. In vergelijking met onshore wind zijn de kosten van offshore wind ongeveer 50% hoger (Dunlop, 2006). De fundering en de torens veroorzaken voornamelijk deze stijging in kosten. Een offshore fundering en toren kosten al snel 2.5 keer meer dan onshore. Ook de turbines zijn tot 20% duurder. (European Wind Energy Association, 2009c) Daarnaast zijn de O&M kosten ook verhoogd omwille van de moeilij-

kere bereikbaarheid van het park. En zien we ook een toename in de kosten m.b.t. de netconnectie omwille van de toegenomen afstand. De beperkte maturiteit van de industrie maakt toeleveringsketen zeer volatiel. In hoofdstuk 7 wordt hier verder op in gegaan.

**Figuur 5: Diagrammen kostenstructuur offshore wind**



De cijfers in bovenstaande diagrammen zijn gebaseerd op kostenstructuren van parken in het Verenigd Koninkrijk in 2009. Ontwikkelingskosten worden meestal tot de kapitaalkost gerekend en operationele kosten apart. Dit om aan te geven dat operationele kosten bekostigd worden door de operationele opbrengsten en de overige kosten op voorhand gefinancierd moeten worden.

Bron basisgegevens: Ernst & Young (2009); European Wind Energy Association (2009c)

### *OFFSHORE WIND IN DE ENERGIESTRATEGIE VAN EUROPA EN BELGIË*

Het groot technisch potentieel van windenergie plaatst het centraal in de Europese energiestrategie, vooral in de Noord- en West-Europese wateren (zie windkaarten appendix B). Uit verschillende targets blijkt dan ook dat de focus van het energiebeleid verschuift naar offshore windenergie. De Europese Commissie stelt in het Europees Strategisch Energietechnologie plan: “Key EU challenges to meet the 2020 targets: double the output of the largest wind turbines, with offshore wind as the lead application” (European Commission, 2011b). EWEA zet het 2020 target op 230 GW geïnstalleerde capaciteit, waarvan 40 GW offshore. Het 2030 target staat op 400 GW geïnstalleerd, waarvan 150 GW offshore, een duidelijke toename. (European Wind Energy Association, 2009b)

Offshore wind is een uiterst geschikte hernieuwbare energiebron om aan verscheidene doelstellingen van de E.U. te voldoen. Ten eerste is het een van nature aanwezige bron die

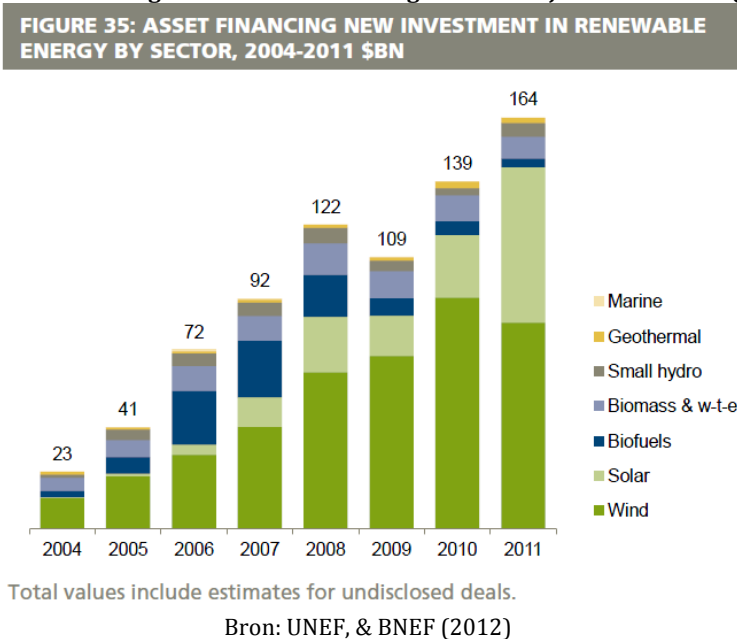
bijdraagt aan de energiezekerheid. Ten tweede stoot een windpark geen schadelijke stoffen uit, wat bijdraagt aan het 20/20/20 target om emissie-uitstoot te verlagen met 20%. Ten derde biedt het economische opportuniteiten. Het first-mover advantage geeft Europa de kans om een sterke, nieuwe industrie uit te bouwen met toegenomen werkgelegenheid. Ook kan de energie geproduceerd worden in de buurt van economische clusters zonder kostbare grond in te palmen. (European Commission, 2011a)

België moet naar aanleiding van de 20/20/20-richtlijn tegen 2020 13% van haar energieconsumptie halen uit groene energie. Iets wat ze voornamelijk wil doen door middel van biomassa, offshore en onshore windenergie (Lopez, 2008). Wind, biomassa en geothermische energie zijn de enige hernieuwbare bronnen die België kan aanboren. De hernieuwbare energiemix in 2020 zou bestaan uit 49% biomassa, 31% offshore wind en 16% onshore wind. De dichte bevolkingsgraad van België maakt het moeilijker om windparken op grote schaal te kunnen plaatsen op het land, zeker in Vlaanderen. (Groep GEMIX, 2009) Offshore wind krijgt dan ook een belangrijkere plaats in de energiemix van de toekomst. Daarnaast wordt de energiezekerheid gewaarborgd doordat de energiebron van goede kwaliteit is (gemiddeld hoge en stabiele windsnelheden), de nodige ervaring is opgedaan en de logistieke infrastructuur aanwezig is. De zeehavens van Zeebrugge en Antwerpen zijn reeds in het verleden gebruikt bij de constructie van parken en België telt ook een aantal sterke en ervaren baggerbedrijven. België ondersteunt dan ook de offshore sector door middel van allerhande steunmechanismen, o.a. met de groenestroomcertificaten. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2009)

## 4. FINANCIERINGSMOGELIJKHEDEN

Groei in de windenergiesector wordt onder andere belemmerd door een gebrek aan financiering. Om de geprojecteerde 14% windenergie te halen in 2020, is een investering nodig van € 10.4 miljard (European Wind Energy Association, 2011). Andere bronnen stellen dat elke geïnstalleerde MW windenergie een investering voorstelt van € 1.25 miljoen. Waarbij dit getal met 40% moet stijgen voor offshore windenergie (Lopez, 2008). Figuur 6 geeft een idee van de grootteorde van de jaarlijkse investeringen in windenergie. Deze hebben enkel betrekking op de investeringen in asset finance (infrastructuur). In 2011 was de globale investering van Europa in hernieuwbare energie \$ 101 miljard, waarvan de grootste portie asset finance kwam van offshore wind. De wereldwijde investering in windenergie was € 82.4 miljard, voornamelijk te wijten aan de opkomst van China. (BNEF & UNEP, 2012)

**Figuur 6: Nieuwe investering in hernieuwbare energie wereldwijd in 2004-2011 (asset finance)**



In een jonge industrie zijn ontwikkelende bedrijven nog niet voldoende groot zijn om zelf de fondsen te bezitten voor een dergelijk kapitaalintensieve investering. Bij offshore wind is de financieringsnood groot omwille van de asymmetrische verdeling van de kosten over de levensduur van het windpark (hoge vaste kosten in constructiefase, 80%, en lage variabele kosten in de operationele fase, 20%). De ontwikkelaar zal verschillende partijen onder verschillende structuren bij elkaar brengen om de financiering rond te krijgen. De vier belangrijkste en meest voorkomende financieringsbronnen worden uiteengezet in de eer-



ste sectie. De structurering van de financiering is ook van groot belang. Zeker in een kapitaalintensief project zoals offshore wind is de financiering enkel mogelijk met een specifieke financiële structuur. De twee belangrijkste structuren zijn balansfinanciering en projectfinanciering (zie hoofdstuk 2). In de tweede sectie komt projectfinanciering naar voor als zijnde optimaal om offshore projecten te financieren in de huidige marktomstandigheden.

## 4.1. DE VIER FINANCIERINGSSTROMEN

Deze sectie bekijkt de verschillende eigenschappen van de vier belangrijkste financieringsstromen van offshore projecten. Deze zijn de financiële instellingen, de bedrijven, institutionele investeerders en directe of indirecte investering door de overheid. Via balans- of projectfinanciering verschaffen zij middelen aan een offshore windpark. Het verschil ligt hem hier in het niveau waarop de financiering wordt verschaft. Bij balansfinanciering verschaft een financiële instelling fondsen rechtstreeks aan de ontwikkelaar bij wie het project volledig op de eigen balans staat. Bij projectfinanciering daarentegen vloeien de stromen rechtstreeks naar de aparte vennootschap en zijn dus enkel gelinkt aan het project. Naast dat algemene onderscheid kunnen de stromen opgedeeld worden volgens verschillende kenmerken. Tabel 7 geeft een overzicht van de verschillende stromen en hun kenmerken.

Tabel 7: Financieringsstromen

	Financiële instellingen		Bedrijven		Institutionele investeerders		Overheid
<b>Identiteit</b>	Schuldeiser	Aandeelhouder	Schuldeiser	Aandeelhouder	Schuldeiser	Aandeelhouder	Schuldeiser
<b>Rendement</b>	<i>Laag</i>	<i>Zeer hoog</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>Laag</i>	<i>Medium</i>	<i>Laag</i>
<b>Doel</b>	Belegging	Knowhow, imago	Strategisch, belegging	Belegging	Belegging	Knowhow, strategisch	Strategisch

Bron basisgegevens: KPMG Energy & Natural Resources (2010); Hervé-Mignucci, M. et al. (2011)

Een eerste opdeling tussen de verschillende financieringsstromen is tussen eigen vermogen en vreemd vermogen. Eigen vermogen<sup>2</sup> komt hierbij van ontwikkelaars en van andere geïnteresseerde bedrijven en particulieren, via publieke of private markten. Het vreemd

<sup>2</sup> Eigen vermogen, bestaande uit aandelen en achtergestelde leningen

vermogen kan verschaft worden door financiële instellingen via bankleningen en bedrijven en particulieren in de vorm van obligaties (Pickle & Wisser, 1997). De aandeelhouder heeft een residuele claim op de vrije kasstroom en zal deze dus willen vergroten opdat hij zijn gewenste rendement kan halen. Om dit verhoogde risico te valoriseren verkrijgt de aandeelhouder een hoger rendement dan de schuldeiser. Een schuldeiser daarentegen heeft een vaste claim op de vrije kasstroom om daarvan zijn rente en kapitaalaflossingen te innen. Risico is iets wat hij zoveel mogelijk wil vermijden. Het falingsrisico, de kans dat het project zijn leningen niet kan terugbetalen, probeert hij door middel van verschillende instrumenten zoals contracten zo laag mogelijk te houden. (Hervé-Mignucci et al., 2011)

Particulieren en bedrijven gaan op andere manieren financiering verschaffen aan offshore windprojecten. Particulieren waren in principe de eerste investeerders in windenergie, met dorpscoöperatieven in Denemarken (Markard & Petersen, 2009; Meyer, 2007). In de offshore windmarkt spelen particulieren maar een rol sinds 2007 via publieke aankoop van aandelen. Deze trend heeft een vroegtijdig einde gekend door de financiële crisis, waarbij offshore wind te volatiel bleek om correct geprijsd te kunnen worden op de beurs (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2012). Gelijkaardige coöperatieven voor offshore wind bestaan nog niet, maar dit is een oplossing naar de toekomst toe. In België werd dit onlangs terug toegepast door Electrabel via het vehikel CoGreen (Adriaen, 2013). Volgende sectie houdt geen rekening meer met financiering door particulieren aangezien dit niet de focus van dit werkstuk is.

Een laatste opdeling volgt uit de reden waarom entiteiten beslissen te investeren in offshore projecten. Het hoofddoel van een investering is altijd om er een positief rendement uit te halen. Daarnaast tellen ook het effect op het imago, het opdoen van knowhow en het invullen van de operationele strategie mee. Aan de hand van verschillende voorbeelden zullen deze verschillende nevelsdoelen aangetoond worden. De reden voor Colruyt's deelname in het Northwind project is om zichzelf een groen imago aan te meten. Investeren om deze reden heeft wel een daling gekend omwille van de economische crisis. De aandacht voor een groen imago fluctueert met de opkomst van andere belangrijke structurele gebeurtenissen (Colruyt Group, 2012). Rabo Project Equity, een investeringsgroep binnen Rabobank, kocht zich in in Belwind om zo meer inzicht te krijgen in offshore projecten. Kennis die zeer welkom is, aangezien Rabobank één van de grootste financiers is van windenergie in Europa. Een laatste reden om te investeren is strategisch. Voor bedrijven die zich in de toeleveringsketen bevinden van offshore windenergie, zoals RWE en DEME

in C-power, kan dit zelfs een vereiste zijn om externe financiering aan te trekken, het verschaft geloofwaardigheid aan hun garanties. Voor entiteiten gelinkt aan overheidsinstaties zijn de investeringen een middel om de sector te sturen in de gewenste richting. (C-Power, 2010b)

#### 4.1.1. FINANCIËLE INSTELLINGEN

Deze sectie bespreekt de rol van financiële instellingen in de financiering van offshore projecten. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen banken en verzekeraars. Deze sectie kijkt enkel naar hun rol als schuldeiser. De rol van financiële instellingen als aandeelhouder wordt besproken onder de noemer institutionele investeerders en hun bijdrage aan het risicobeheer onder de sectie 6.1.3: Verzekeringen. Deze sectie kijkt ook enkel naar overheidsonafhankelijke financiële instellingen. De Europese Investeringsbank (EIB) hoort thuis onder de noemer overheid als investeerder.

Commerciële banken leveren fondsen aan projecten onder de vorm van leningen aan de ontwikkelaar of aan het project zelf. De grootteorde van de leningen maakt dat het meestal niet mogelijk is voor één enkele bank om de financiering rond te krijgen. Leningen zullen verschaft worden onder de vorm van een syndicaatlening of door een consortium van banken. In het eerste geval neemt één bank, de lead arranger, de volledige lening op zijn boeken en verkoopt vervolgens stukjes van de lening door aan de andere participerende banken. Slechts één bank treedt in direct overleg met het project en de onderhandelingen verlopen gemakkelijker en sneller. In het tweede geval spreekt een groep banken af om elk een deel van de lening te verschaffen, de zogenaamde club deals. Alle banken sluiten dan op basis van één enkel termsheet de lening af met het project. Nadelig hieraan is dat de onderhandelingen langer duren aangezien alle banken akkoord moeten gaan met de voorwaarden. (Fijnaut, 2012) Aangezien de financiële crisis de effectiseringsmarkt zo goed als stil heeft gelegd, worden de meeste bankleningen aan offshore projecten nu verschaft door club deals. (Guillet & Matthiessen, 2012; KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

Een 'gemiddelde' lening aan een offshore project in Europa heeft een termijn van 12 tot 15 jaar, is € 50 miljoen per schuldeiser en wordt door een groep van commerciële banken en overheidsgelateerde banken verschaft. (KPMG Energy & Natural Resources, 2010) Diezelfde banken, aangevuld met kredietverzekeraars nemen het risico van deze leningen op zich. (zie appendix C voor de financiering van Belgische offshore projecten). De komende jaren zal hier verandering in komen door de invoering van Basel III. Volgens verschillende specialisten uit financiële instellingen zal dit de termijn van de leningen verkorten tot 7

jaar en de rente omhoog duwen. (Beaumont, 2012; Derudder, 2012; Fijnaut, 2012) Dit en de verdere gevolgen van Basel III worden toegelicht in hoofdstuk 7.

Tabel 8 geeft een overzicht van enkele financiële instellingen betrokken in de financiering van offshore projecten. Bij de eerste offshore projecten waren altijd dezelfde banken betrokken, maar de laatste vijf jaar is deze markt opengetrokken naar de hele financiële sector. (Guillet & Matthiessen, 2012)

**Tabel 8: Financiële instellingen wereldwijd betrokken bij offshore projecten**

Banken	Lead arranger	Leninggever	Adviseur
Dexia/ Belfius	X	X	X
BNP Paribas Fortis	X	X	
ASN Bank	X	X	
Rabobank	X	X	X
BoTOM	X	X	X
HSH		X	X
Société Générale		X	X
HVB/ Unicredit	X	X	X
<b>Andere leninggevers</b>	Lloyds-TSB, BoI, NAB, BBVA, Santander, Bayern LB, HSBC, KBC, Commerzbank, NIBC		
<b>Andere adviseurs</b>	Nord LB, RBC, LLBW, Investec		

Bron basisgegevens: 4Coffshore (2013); Beaumont, T. (2012, december 17); Derudder, B. (2012, oktober 9); Fijnaut, G. (2012, oktober 25); Guillet, J. (2009b); Zuiderwijk, B. (2012, januari 11)

#### 4.1.2. BEDRIJVEN

Verskillende soorten bedrijven zijn betrokken in de ontwikkeling en financiering van offshore projecten. Deze sectie geeft een overzicht van de sectoren waaruit ze komen, de reden waarom deze bedrijven interesse tonen in de offshore industrie en het belang van hun aanwezigheid voor de financiering. Ontwikkelaars zijn meestal kleinere bedrijven, die zelf de financiering niet kunnen dragen en daarom grotere bedrijven als aandeelhouders laten deelnemen in de projecten. Aangezien dit werkstuk focust op de financiering van offshore projecten ligt de focus op de grote, investerende bedrijven. De identiteit van deze bedrijven is van groot belang voor de financiering. Een financieel sterke aandeelhouder kan betere financieringsvoorwaarden bekomen. Een bedrijf uit de toeleveringsketen kan zekerheden geven en zichzelf borg stellen voor bepaalde risicovolle technologieën. Een groot bedrijf met een uitgebreid netwerk in de financiële sector verlaagt het risico doordat

zijn gedrag beter gekend is. (Derudder, 2012) Deze eigenschap zal nog verder besproken worden in hoofdstuk 5.

De meest voor de hand liggende sectoren zijn nutsbedrijven en de gas- en oliesector. Voor nutsbedrijven is de beslissing om in offshore windenergie te stappen in lijn met een strategie van energiemix differentiatie. Daarnaast wensen ze knowhow te verwerven over deze risicovolle energievorm. Gas- en oliebedrijven hebben dan weer de juiste kennis in huis om projecten op zee op te zetten. Beide sectoren zijn ook financieel groot en sterk genoeg om gedeeltelijk of geheel een offshore project op hun balans te dragen. Nationale en internationale regulering moedigt hun inmenging sterk aan. Hun inmenging in offshore projecten verlaagt het gepercipieerd risico omwille van hun financiële sterkte. (Markard & Petersen, 2009; Standard&Poor's rating services, 2012; Bollinger, Harper, & Karcher, 2007)

Ook verschillende bedrijven uit de toeleveringsketen zijn vaak aandeelhouder. Op deze manier kunnen zij hun kennis uitbreiden en maken zij de financiering mogelijk door meer zekerheid te geven aan de overige fondsverstrekkers. (KPMG Energy & Natural Resources, 2010) Financieel sterke, gevestigde bedrijven nemen ook deel aan projecten omwille van het aantrekkelijke rendement en het positieve effect op hun imago. (Belwind NV, 2009; C-power, 2010c; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2012)

**Tabel 9: Belangrijkste investeerders in de offshore windsector in Europa**

Nutsbedrijven		Maritieme sector	Olie & gas	"Groene" bedrijven <sup>(1)</sup>	Andere
Strategisch		Strategisch Knowhow	Alternatieve business line	Strategisch	Belegging
Essent	E.On	DEME	Shell	Electrawinds	Colruyt
Airtricity	RWE/npower	Rent-a-port	Centricia	Energiekonnector	GE
WPD					Lego
Nuon	Electrabel				

<sup>(1)</sup>: Groene bedrijven zijn bedrijven die ergens betrokken zijn in de supply chain van hernieuwbare energie, meestal als ontwikkelaars

Bron basisgegevens: 4Coffshore (2013); Belwind NV. (2010); Colruyt Group (2012); Markard, J., & Petersen, R. (2009)

### 4.1.3. INSTITUTIONELE INVESTEERDERS

Institutionele investeerders zijn instellingen die de onder hun hoede vallende middelen beleggen in financiële producten en investeringsprojecten. Voorbeelden zijn pensioensfondsen, verzekeringsmaatschappijen en hefboomfondsen. Pensioensfondsen en verzekeringsfondsen beleggen grote sommen op lange termijn en tonen dan ook interesse in de

operationele fase van windprojecten. Meestal stappen zij in het project nadat het park operationeel is omdat de risico's gedurende de constructiefase nog te hoog liggen voor hen. Hefboomfondsen zoeken dan weer hogere risico's op en zijn vooral betrokken in de innovatieve ontwikkelingsfase van offshore projecten. (Hervé-Mignucci et al., 2011) Institutionele investeerders kunnen als schuldeiser of als aandeelhouder deelnemen aan offshore projecten. Een deelname als aandeelhouder kan indien er ook deelname is van een lokale exportkredietverzekeraar, zoals bij Northwind gebeurde. Als schuldeiser gebeurt dit door in te stappen in direct loans (o.a. projectobligaties). De laatste paragraaf van deze sectie zal hier verder over uitwijden. De interesse van institutionele investeerders is sterk gestegen sinds 2008, aangezien de gewoonlijke investeringen, o.a. overheidsobligaties, niet meer goed renderen. Institutionele investeerders vereisen een rendement van 12 - 13% voor meer risicovolle investeringen en aangezien offshore wind 12% haalt, is het uiterst geschikt. (Bollinger, Harper, & Karcher, 2007; Dunlop, 2006; BNEF & UNEP, 2012)

**Tabel 10: Voorbeelden institutionele investeerders**

Pensioensfondsen	Verzekeraars	Andere
Pension Danmark	Triodos Investment Management	Blackstone Group
PKA Ltd.	(Ampère Equity Fund)	L.P.
PGGM	Wells Fargo	
	Allianz	

Bron basisgegevens: Harper, J. P., Karcher, M. D., & Bollinger, M. (2007); Standard&Poor's rating services (2012, mei 23); UNEF, & BNEF (2012)

De deelname van institutionele investeerders in de offshore windmarkt blijft evenwel beperkt. In 2008 investeerde Blackstone Group L.P. privé in het Duitse park Meerwind. Ook investeerde Pension Danmark, een Deens pensioensfonds, mee in het Belgische park Northwind (zie appendix C). De strategische noden van institutionele investeerders liggen nochtans in lijn met wat een offshore project te bieden heeft; een lange termijn horizon en een degelijk rendement. Deze investeerders willen evenwel geen constructierisico op zich nemen. (Standard&Poor's rating services, 2012) Maar nu meer en meer financiële instellingen bereid zijn om het constructierisico op zich te nemen en er meer zekerheden worden gegeven door de constructiebedrijven, is er een gestage toename van de deelname van institutionele investeerders in offshore windparken. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b) Tabel 10 geeft een overzicht van institutionele investeerders die actief zijn in offshore projecten.

Institutionele investeerders kunnen ook als schuldeiser investeren door in te stappen in projectobligaties. Ook hier geldt dat de terugbetalingsplicht enkel bij het project ligt en niet bij de aandeelhouders. Het huidige economische klimaat, waar risicovolle projecten moeilijk kapitaal vinden, en de nakende Basel III regulering maken deze vorm van financiering interessant aangezien ze goedkoper is dan leningen aangaan bij een bank. In de toekomst zullen institutionele investeerders een belangrijke rol spelen als verstrekkers van kapitaal door middel van deze obligaties. Maar hiervoor moeten nog obstakels overwonnen worden. Ten eerste het te hoge technologische risico in een jonge en innovatieve technologie. Dit obstakel zal in de nabije toekomst wegvallen als de technologie verder groeit. Ten tweede het gebrek aan vrij verkrijgbare informatie maakt dat deze markt nog niet volledige doorgrond is. Ten derde is er nog geen standaardisatie en regulering om de publieke financiering van windprojecten in goede banen te leiden. (BNEF & UNEP, 2012; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Standard&Poor's rating services, 2012)

#### 4.1.4. OVERHEID

Deze sectie handelt enkel over de rol van de overheid als financiële partner in offshore projecten. De andere manieren waarop de overheid dergelijke projecten steunt zullen kort behandeld worden in sectie 5.5: Politiek risico. Onder de "overheid" verstaan we overheidsinstanties op lokaal, nationaal en internationaal niveau.

Als financiële partner levert de overheid fondsen in ruil voor aandeelhouderschap of een terugbetalingsplicht en levert ze risicodekking als exportkredietverzekeraar. Als aandeelhouder investeert de overheid direct via een overheidsgerelateerd investeringsfonds, bijvoorbeeld Nuhma, of indirect via aandeelhouderschap in een privé investeringsfonds, bijvoorbeeld Participatiemaatschappij Vlaanderen (PMV). Als kredietverzekeraar, bijvoorbeeld de Deense exportverzekeraar EKF, garandeert de overheid de uitbetaling van schulden aan commerciële financiële instellingen. Op deze manier vermindert het kredietrisico dat deze financiële instellingen zelf dragen en vergroot het de pool met projecten die financiering krijgen. Tenslotte als schuldeiser verschaft de overheid projecten zogenaamde soft loans, leningen met voordelige voorwaarden of achtergestelde leningen. Op deze manier creëert de overheid direct financiering voor offshore projecten. Daarnaast zal de aanwezigheid van een overheidsgerelateerde instantie commerciële partijen overtuigen van de bankability van het project door het gepercipieerde kredietrisico te verlagen. En kan de overheid ook belastingvoordelen voorzien voor offshore windparken. (Blanco, et al., 2011)

Een belangrijke instelling voor Europa om haar doelstellingen i.v.m. de offshore windcapaciteit uit te voeren, is de Europese Investeringsbank of EIB. Een van haar doelstellingen is het promoten van duurzame, competitieve en zekere energie voor Europa (European Investment Bank, 2011). Offshore wind is volgens de EIB een uitstekende kandidaat om deze strategie waar te maken. Als directe steun levert de EIB schuldfinanciering tijdens de constructie- en operationele fase van een project via lange termijn soft loans en kredietlijnen. De voorwaarden en eigenschappen van deze leningen zijn evenwel dezelfde als deze bij gewone financiële instellingen. Daarnaast lanceerde ze in 2011 consultaties rond het Project Bond Initiative, waarbij de EIB projectobligaties kan uitgeven voor hernieuwbare energie projecten met een investment grade rating. Dit hoge niveau van kredietwaardigheid is nodig opdat institutionele investeerders deze obligaties mogen aankopen. De EIB zou hier dan een deel van het projectrisico op zich nemen. Dit project kan de obstakels overwinnen die institutionele investeerders nu tegenkomen. (Knowles, 2009) Ook in het Verenigd Koninkrijk is een gelijkaardige instelling opgericht, de Green Investment Bank of GIB. De GIB zal vanaf 2015 volledig operationeel zijn als fondsverstrekker voor offshore windparken. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b) Deze investeringsbanken zijn van cruciaal belang om in onzekere omstandigheden kapitaal aan te trekken en moeten dus nu, ondanks de eurocrisis, blijven projecten ondersteunen. (Standard&Poor's rating services, 2012) Tabel 11 geeft een overzicht van enkele overheidsgerelateerde instellingen die betrokken zijn bij de financiering van Belgische offshore windparken.

**Tabel 11: Overheidsgerelateerde investeerders in Belgische offshore projecten**

Vlaanderen	Wallonië	Europa	Andere
PMV	Socofe	EIB	Meewind (Nederland)
Nuhma (Limburg)	SRIW Environment	Marguerite fonds	GIB (VK)
Aspiravi			Kfw (Duitsland)

Bron basisgegevens: Belwind NV. (2010); Northwind offshore energy (2013)

## 4.2. PROJECTFINANCIERING VAN OFFSHORE WIND

Deze thesis brengt projectfinanciering naar voor als een geschikte manier om offshore windprojecten te financieren. Eerst volgt een bewijsvoering waarom projectfinanciering geschikt is voor offshore projecten. Vervolgens worden de algemeenheden uit hoofdstuk 2 ingevuld voor offshore wind. Tenslotte volgt een tijdlijn van die een project doorloopt.

Intrinsieke eigenschappen van offshore wind en de huidige economische omgeving maken dat de offshore wind vaak gebruik maakt van projectfinanciering of PF. Hoofdstuk 7 gaat in op het effect van het huidige economische klimaat op de financiering van offshore wind.



Het huidige klimaat beperkt kapitaal voor kapitaalintensieve, lange termijn projecten omdat bedrijven en financiële instellingen deze risico's niet zo lang op hun balans willen en hun balans niet groot genoeg is. PF lost dit op door het risico te isoleren in een SPV en de aandeelhouders veilig te stellen van enig verhaal. Daarnaast heeft een offshore windproject intrinsieke eigenschappen die het geschikt en optimaal maken om via PF financiering te verkrijgen. Ten eerste voldoet het aan de eigenschappen van een PF project. Offshore windparken zijn kapitaalintensief, van tijdelijke aard en veel verschillende partijen zijn erbij betrokken. Ten tweede behoeft een offshore project een hoge financiering omwille van zijn asymmetrische kostenverdeling in de tijd. Een offshore project heeft dus nood aan hoge schuldfinanciering op een lange termijn. Daarentegen is offshore wind zeer risicovol en zullen deze risico's voldoende gemitigeerd worden om een project bankable te krijgen. Ten eerste is de industrie nog relatief jong. Nog geen enkel offshore windpark heeft zijn ontmantelingsleeftijd bereikt en dus zijn de gegevens over de operationele werking beperkt. Ook binnen de toeleveringsketen is de ervaring nog beperkt. Dit gebrek aan informatie en ervaring in de sector leidt tot hoge risico's. De industrie is evenwel matuur genoeg om bankfinanciering te kunnen krijgen maar dan wel onder strikte voorwaarden. Ten tweede is offshore wind sterk afhankelijk van weersomstandigheden en overheidsbeleid voor zijn economische leefbaarheid. Deze niet-manipuleerbare risico's maken dat offshore wind inherent risicovol is. Voldoende risicomitigatie kan het project bankable houden ook met een hoge schuldgraad en de verhoogde risico's uitgaande van de beperkte maturiteit van de sector. Een financiële instelling vraagt bepaalde garanties om de financiering mogelijk te maken via PF. Bij offshore projecten vertaalt dit zich in de noodzaak van een PPA, constructiecontracten, sterke garanties van de constructiepartners en de mogelijkheid voor de financiële instelling om het project over te nemen in geval dat het project onderpresteert. (Blanco, et al., 2011; Hervé-Mignucci et al., 2011; Beaumont, 2012)

**Tabel 12: Constructiepartners**

Turbines	Fundering	Kabels <sup>(1)</sup>	Rederijen	Ontwikkelaar/ aandeelhouder
Vestas	EEW	Prysmian	DEME	DONG Energy SSE
REpower	Bladt	Nexans	Jan De Nul	Statoil E.ON
Siemens	SIF Group	JDR	NorWind	Statkraft Vattenfall
BARD	IDESA	ABB	Seajacks	RWE Nuhma
Nordex	CSC	NSW		EDF Centrica

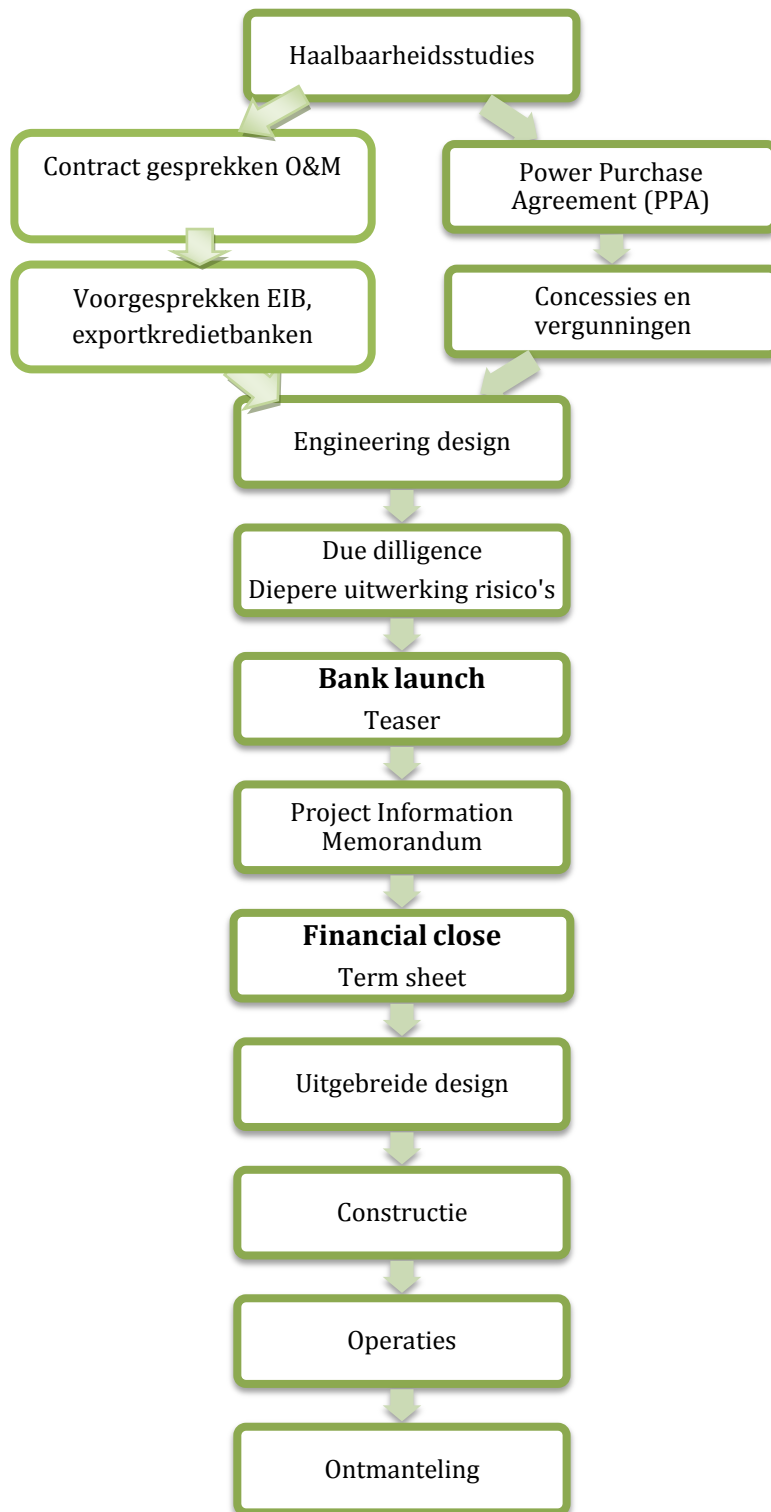
<sup>(1)</sup>: Zowel export kabels naar de kust als 'inter-array' kabels tussen de turbines.

Bron basisgegevens: C-Power (2010c, november 25); European Wind Energy Association (2013a); E.ON Climate & Renewables GmbH (2012, september)

PF voor offshore wind volgt dezelfde structuur als constructie-PF en figuur 1 (p. 5) beschrijft het vereenvoudigd organigram. Een ontwikkelaar zal het projectmanagement op zich nemen gedurende de ontwikkelings- en constructiefase. In de operationele fase neemt één van de aandeelhouders meestal deze functie over. De afnemers van de SPV zijn nutsbedrijven die meestal onder een power purchase agreement (PPA) elektriciteit afnemen. Aangezien wind de enige grondstof is die nodig is, zijn er geen grondstofleveranciers. Belangrijk zijn wel de constructiepartners. Voorbeelden zijn de rederijmaatschappijen voor het transport, de turbineproducenten, de producent van de fundering enzovoort. Tabel 12 geeft een overzicht van de belangrijkste spelers. De identiteit van de verschillende financiële partners werd hierboven uitgewerkt. (Sonntag-O'Brien & Usher, 2004; Derudder, 2012)

Een typisch offshore project volgt de tijdslijn die afgebeeld staat in figuur 7. Een aantal belangrijke kritische momenten in het proces zullen van naderbij bekeken worden. De constructiecontracten en de PPA worden al afgesloten alvorens het projectfinanciering gaat zoeken. Deze zijn minimumvoorwaarden voor de financiële instelling. Op de bank launch stuurt het project een korte nota naar geselecteerde financiële instellingen. Deze teaser moet de aandacht trekken van geïnteresseerde banken. Bij een eerste vergadering met de projectontwikkelaars tekenen deze banken een geheimhoudingsverklaring. Dit eerste deel van het ontwikkelingsproces neemt reeds 6 - 12 maanden in beslag. Vervolgens krijgen deze banken het PIM ter analyse. Het PIM is een 800 à 900 pagina's dik business plan over het offshore project. Dit document bevat o.a. een concept term sheet, zijnde kredietvoorwaarden die het project wil aanvaarden, het financieel model en rapporten van diverse adviseurs. Na ontvangst van het PIM begint het intern proces bij de bank. Hierbij zullen hun eigen adviseurs risico's verder analyseren en beheren. Ook zullen bepaalde contracten heronderhandeld worden, totdat de financiers tevreden zijn met het risicobeheer. Na goedkeuring door het kredietcomité en het management wordt het term sheet opgesteld. Aangezien er meestal verschillende banken betrokken zijn, zijn er gedurende het proces continu afstemmingen tussen de verschillende banken. Het ondertekenen van deze termsheet door de financiële partners en het project is de financial close, het moment waarop het project de financiering binnen heeft. Vanaf de haalbaarheidstudies tot de financial close neemt het proces ongeveer één à twee jaar in beslag. (Fijnaut, 2012; Zuiderwijk, 2012; Loeckx & Valcke, 2012; Derudder, 2012)

**Figuur 7: Projectontwikkeling**



Bron basisgegevens: Derudder, B. (2012, oktober 9); Pickle, S. & Wisser, R. (1997);  
Zuiderwijk, B. (2012, januari 11)

## 5. RISICO'S VERBONDEN AAN OFFSHORE WIND

Wat financiële instellingen in de gaten houden bij PF zijn de middelen die het project gebruikt. Want wat overblijft, de vrije kasstroom, kan gebruikt worden om de openstaande schuld af te betalen. De voorspelbaarheid van deze kasstroom is dan ook cruciaal. De verschillende risico's die een project loopt worden vertaald in onvoorziene verlagingen of verhogingen van deze vrije kasstroom. PF vertaalt alle risico's die een project loopt in een kredietrisico voor de financiële instelling. Een offshore project wordt geconfronteerd met een onuitputtelijke lijst van risico's (zie Fabozzi en Nevitt, 1995, voor een voorbeeldlijst), waarvan enkel de grootste van belang zijn voor financiële instellingen. Het zijn deze risico's die een wezenlijke impact hebben op de vrije kasstroom. De selectie in volgende secties besproken, zijn geaggregeerde risicogroepen die gebruikt worden door financiële instellingen zoals bleek uit de interviews. (Beaumont, 2012; Fabozzi & Nevitt, 1995)

Volgende secties gaan dieper in op deze grote risico's. Ten eerste het technologische risico, wat een sterk verband toont met de maturiteit van de industrie. Ten tweede het constructierisico, een term die alle risico's verzamelt die opgelopen worden tijdens de constructiefase. Ten derde het operationele risico, alle risico's opgelopen tijdens de operationele fase van een offshore windpark. Ten vierde, het structurele risico. Dit is waarschijnlijk het meest besproken risico daar dit handelt over de complexe structuur van contracten eigen aan PF en de gevolgen hiervan. Interface risico, dat aanleiding geeft tot aansprakelijkheidsproblemen, is eigenlijk een onderdeel van constructie en operationeel risico. Maar aangezien dit risico sterk doorweegt in de analyse wordt dit apart besproken. En tenslotte politiek risico, aangezien de overheid rechtstreeks en onrechtstreeks een zeer belangrijke rol speelt in het financiële succes van een offshore windpark. (Sedalkeck, 2012; Derudder, 2012; Fijnaut, 2012; Zuiderwijk, 2012)

### 5.1. TECHNOLOGISCH RISICO

Technologisch risico komt voort uit de technologische toepassingen die gebruikt worden in het project. Zal de toepassing het doel vervullen waarvoor het gemaakt is op een zo efficiënt mogelijke manier? Dit risico is van toepassing op de gangbare onderdelen van een offshore windpark; turbine, fundering, bekabeling. Er moeten belangrijke aanpassingen gedaan worden om deze toepassingen geschikt te maken voor offshore gebruikt en hierin

schuilt op het ogenblik voornamelijk het technologisch risico. Een foute technologische aanpassing betekent dat deze fout bijvoorbeeld in alle funderingen zit, er is dan sprake van seriedefecten. Alle aangekochte toepassingen van de technologie moeten dan vervangen worden met hoge kosten tot gevolg (Zuiderwijk, 2012). Een ander aspect van technologisch risico is de 'non-proven technologies'. Dit zijn innovaties in de technologie die nog niet of beperkt in gebruik zijn genomen. Hierdoor is er geen trackrecord van hun prestaties en is er dus grote onzekerheid over de effectiviteit en de efficiëntie van de toepassingen. Financiering zal enkel mogelijk zijn voor proven technologies of varianten ervan. (Pickle & Wiser, 1997; BWEA, 2004) Technologisch risico beïnvloedt dus voornamelijk de O&M kosten en de beschikbaarheid, daaruitvolgend de energieproductie. Al deze onzekerheid brengt hogere financiële kosten met zich mee (meer onderzoek en hogere marges op de lening). (U.S. Department of Energy, 2008)

Een voorbeeld van technologisch risico betreft de turbines. Een technologisch risico bij turbines kan verregaande effecten hebben. Het risico vertaalt zich naar de vraag of de turbine de voorspelde energieproductie kan halen onder de zware omstandigheden op zee gedurende de voorspelde levensduur. Aangezien turbines met tientallen tegelijk aangekocht worden, zijn seriedefecten zeer kostelijk. Een turbine met een coating die niet aangepast is aan de zilte omstandigheden op zee zal onherroepelijk problemen opleveren. Hier heeft het project dan de keuze om ze allemaal te vervangen of een aangepaste coating te voorzien. Beide oplossingen vragen om een serieuze investering. (Standard&Poor's rating services, 2012; Fijnaut, 2012; Donaldson, 2009)

Dit risico speelt in de offshore windindustrie een speciale rol in de financiering omwille van de maturiteit van de industrie. Technologisch risico is sterk verbonden met het niveau van technologische ontwikkeling binnen de sector. Technologisch gezien is er de trend 'scaling up', windparken die verder van de kust liggen, in diepere wateren en met krachtiger turbines. Hoofdstuk 7 gaat dieper in op deze trend maar wat hier van belang is, is dat deze trend grote technologische innovaties met zich mee zal brengen en dus ook een hoger risico. Hier vertaalt het technologische risico zich in een efficiency risk. Omwille van de snelheid van de technologische innovaties zullen huidige toepassingen voorbijgestreefd worden en al snel niet meer de meest efficiënte oplossing bieden. Langs de andere zijde zal dit ook het probleem van de 'non-proven technologies' vergroten. Er is nog geen trackrecord langer dan een paar jaar van de zwaardere turbines (5 MW) en dus baseren technisch adviseurs zich enkel op laboratoriumtesten en modellen. (Beaumont, 2012; Standard&Poor's rating services, 2012; European Wind Energy Association, 2009a) Sa-

menvattend zal de korte termijn een stijging van het industrierisico en dus ook het technologisch risico met zich meebrengen, dat zal afvlakken naarmate de industrie de maturiteit bereikt in de middenlange tot lange termijn (10 - 15 jaar).

## 5.2. CONSTRUCTIERISICO

Constructierisico is van groot belang in de risicoanalyse van de financiers. Dit risico loopt het project op tijdens de constructiefase en uit zich in twee vormen: timingproblemen en budgetproblemen. Dit risico verhoogt sterk de financieringskosten door de extra buffers en garanties. Daarnaast is constructierisico sterk hoger bij offshore wind dan bij onshore wind vanwege de grotere investeringskosten en de nood aan sterk gespecialiseerde schepen, kranen en personeel. Toch zijn er in de afgelopen jaren projecten geweest waar de bank in beperkte mate het constructierisico op zich heeft genomen (o.a. Q7 en C-power). (Hervé-Mignucci et al., 2011; Standard&Poor's rating services, 2012; Guillet, 2009a)

Vertragingen in de constructie heeft verregaande gevolgen en zal uiteindelijk leiden tot verlate opbrengsten door een latere ingebruikname van het windpark. Wat een probleem vormt voor de tijdige terugbetaling van de lening. Vertragingen hebben verschillende oorzaken en het project is hiervoor sterk afhankelijk van zijn verschillende partners. Problemen die zich kunnen voordoen hebben te maken met foute planning, foute levering van onderdelen, ongelukken en de weersomstandigheden. (Donaldson, 2009; Beaumont, 2012) Kostenoverschrijdingen komen vaak voor omwille van vertragingen door het niet-beschikbaar zijn van schepen, problemen met de bekabeling en andere materiële problemen. Het buiten budget treden heeft grote gevolgen voor de financiële situatie van het project. Aangezien de financiering in de range van € 300 à 500 miljoen zit, lopen de kostenoverschrijdingen ook snel op tot miljoenen. (Standard&Poor's rating services, 2012)

Tijdens de constructiefase hangt veel af van de logistieke planning. De gebruikte schepen in offshore windconstructie zijn schaars en de planning laat geen plaats voor wijziging. Het weer laat niet altijd toe dat er op iets later moment gewerkt wordt. Een kleine vertraging in een eerdere fase kan dus het gehele project maanden vertragen omdat er geen schip en personeel beschikbaar is binnen een 'goed weer' tijdslot. De gebruikte schepen zijn vaak dezelfde als deze in de gas- en oliesector en er is dan ook sterke concurrentie voor het gebruik ervan. Vooral bij de kabelleggers is er een groot tekort. Uit een onderzoek van KPMG, 2010, blijkt dat bottlenecks in transport het tweede belangrijkste obstakel is van de implementatie van een offshore windpark, na het vinden van schuldfinanciering.

(European Wind Energy Association, 2009a; Guillet, 2009a; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Zuiderwijk, 2012)

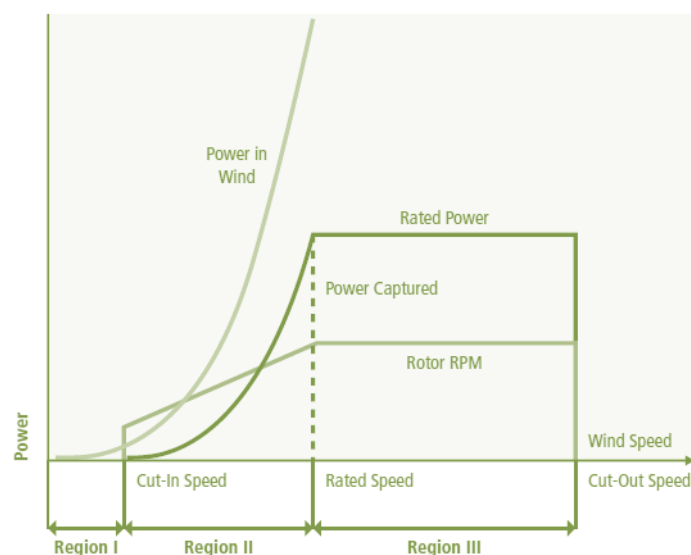
De weersomstandigheden zijn van cruciaal belang tijdens de constructiefase daar de meeste installatieschepen niet kunnen werken bij golven hoger dan één meter. De constructieplannen zijn dan ook aangepast aan historische gegevens in verband met het aantal 'goede' dagen op zee. Dit weerrisico is een risico dat niet vermeden kan worden, de enige oplossing is het meten en inplannen ervan. Zeker met de evolutie van 'scaling up' zal dit risico nog beter in de gaten moeten gehouden worden, daar er verder op zee meer onvoorspelbare weersomstandigheden zijn. (BWEA, 2004; Dunlop, 2009; Sedalkeck, 2012)

### 5.3. OPERATIONEEL RISICO

Operationeel risico is de kans dat het project niet kan produceren zoals voorzien. Dit hangt af van twee aspecten: de grondstof en het proces zelf. De grondstof bij een offshore windpark is de wind zelf. Dit is een onafhankelijk, niet manipuleerbaar gegeven dus men kan enkel zo correct mogelijk ramen. Daarnaast moet het mogelijk zijn om uit wind energie te onttrekken. Dit is het onderhoudsrisico, wat sterk gelinkt is aan het technologisch risico. (Fabozzi & Nevitt, 1995)

**Bruto wind x beschikbaarheid turbines = netto wind**

**Figuur 8: Power curve wind turbine**

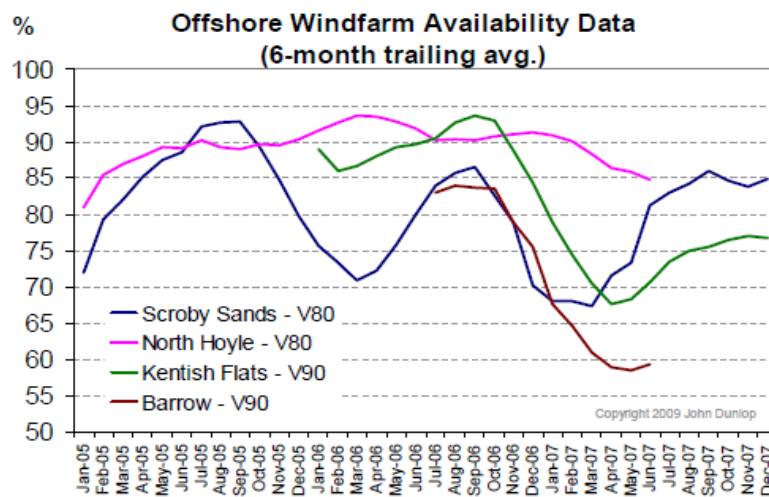


Bron: U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy (2008)

Windturbines hebben minimum windsnelheid nodig van 3 - 4 m/s om de energieproductie te starten en stoppen met produceren rond 20 - 25 m/s om schade aan de rotor en turbine

te voorkomen. Vanaf ongeveer 11 m/s bereikt het zijn maximale energieproductie. Figuur 8 geeft de power curve weer van een windturbine. Het is duidelijk dat een turbine niet in staat is om alle energie uit de wind te halen. Dit is deels door technologische beperkingen en deels om onderhoudsredenen, namelijk de beschikbaarheid van de turbine. De technologische beperking bepaalt de bruto windenergieopbrengst. De beschikbaarheid van de turbine, eigen energiegebruik en energieverliezen verlagen de bruto waarde verder tot de netto windenergieopbrengst. Figuur 9 geeft een beeld van de variabiliteit van de beschikbaarheidscijfers van een offshore windpark. (Hand, et al., 2011; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; U.S. Department of Energy, 2008)

**Figuur 9: Beschikbaarheidscijfers offshore windparken Verenigd Koninkrijk**



Bron: Dunlop, J. (2009)

Naast de gegenereerde energie, is de prijs aan welke deze verkocht wordt ook een bepalende factor in het operationeel risico. Soms is er sprake van een vrije marktprijs maar in de meeste omstandigheden stuurt de overheid de prijs. De paragraaf die politiek risico bespreekt, zal dit prijsrisico dan ook behandelen. Deze drie aspecten; wind, beschikbaarheid en elektriciteitsprijs zullen samen de financiële opbrengst bepalen van het windpark. Dit cijfer is van cruciaal belang voor de financier aangezien hieruit de betalingskracht van het project zal blijken. (Guillet, 2009a)

### 5.3.1. WINDREGIME

Het windregime op de locatie van het windpark is een belangrijke maar onafhankelijk bepaalde factor die mee de maximale productie bepaalt. Het project is wel beperkt in keuzevrijheid van locatie tot de zones bestemd voor windparken (zie paragraaf 5.5.1, p. 43).



Het grondstofrisico schuilt voornamelijk in de variabiliteit van het windregime. Dit regime is cruciaal voor de energie-extractie daar de energie-inhoud van wind varieert met de windsnelheid tot de derde macht. Men gaat hier niet over regionale variabiliteit, bv. over Europa, maar over afwijkingen van de gemiddelde windsnelheid eigen aan de locatie. Appendix B geeft meer informatie over de gemiddelde windsnelheden in Europa. Deze snelheden zijn afhankelijk van de seizoenen, en gedurende de wintermaanden gemiddeld hoger dan in de zomermaanden. De variabiliteit over verschillende jaren is relatief beperkt namelijk een standaarddeviatie van 10% rond het gemiddelde. (Hand, et al., 2011; BWEA, 2004; European Wind Energy Association, 2009c)

Een mogelijk probleem in de toekomst is het effect van het klimaat op het windregime. Er is reeds veel onderzoek gedaan over het effect van de klimaatsverandering op het windregime, maar volledig gestaafde conclusies zijn er nog niet. De literatuur stelt dat voor Europa de gemiddelde snelheid niet meer dan 25% zou veranderen binnen deze eeuw. Daarentegen is er wel sprake van een stijging in de variabiliteit van wind, met andere woorden meer extreme winden en meer kans op vorst. Meer onderzoek is nodig om duidelijk te maken wat de exacte gevolgen zijn en hoe de offshore windsector zich erop kan voorbereiden. (Hand, et al., 2011) Een ander opkomend probleem is het zogeheten zogeheten effect. Door de toename van grotere windparken zal de windstroom meer vervormd worden als hij door een windpark stroomt. Het zogeheten effect moet dus in rekening genomen worden bij het bepalen van de zones en de lay-out van windparken. (Standard&Poor's rating services, 2012)

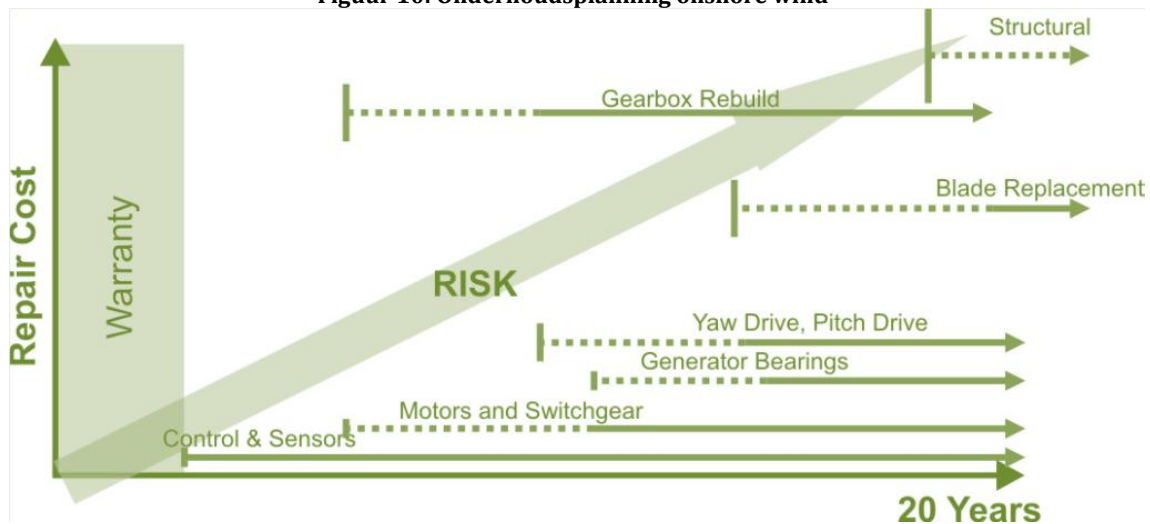
Voor een financier is het cruciaal te weten wat de cashflow zal zijn die het project genereert. Het windregime bepaalt deze cashflow deels en het windrisico is dus van groot belang voor de berekening. Het windregime is evenwel een paradoxaal gegeven. Dit risico is niet manipuleerbaar en kan dus enkel gemeten worden door middel van windstudie. Bij het beheren van de risico's is het windregime dan triviaal aangezien hier niks te beheren valt. Daarentegen is de belangrijkste reden om de kredietwaardigheid van een offshore project te verlagen wel de lager dan verwachte windopbrengst. (Beaumont, 2012)

### 5.3.2. ONDERHOUDSRISICO

Het onderhoudsrisico heeft een direct effect op de beschikbaarheidscijfers en dus op de lange termijn windenergieopbrengst van het windpark. Dit risico manifesteert zich in het offline zijn van de windmolen voor onderhoud. Dit is verbonden met technologisch risico en aan de onderhoudsstrategie. Naast verminderde beschikbaarheid zal onderhoud de O&M kosten opdrijven, voornamelijk voor personeel en reserveonderdelen. Tot 30% van

de totale investeringskosten van een offshore windpark kan gaan naar O&M kosten. Ook hier spelen de weersomstandigheden en de locatie: het windpark is niet altijd toegankelijk en de transportkosten kunnen hoog oplopen. Hier ligt het grote verschil met onshore wind. Onderhoud moet sterk overwogen worden omwille van de grote sunk kosten aan transport die er mee gepaard gaat. Net als constructierisico uit operationeel risico zich in timing- en budgetproblemen. (Blanco M. I., 2009; Donaldson, 2009)

**Figuur 10: Onderhoudsplanung onshore wind**



Bron: U.S. Department of Energy (2008)

In tegenstelling tot de constructiefase, is de operationele fase minder planbaar. De huidige gebruikte technologie is nog jong en kent nog geen einde levensduur. Er is m.a.w. geen 'proven trackrecord' dat aantoont wanneer onderhoud nodig is. Ook zijn de O&M processen nog niet geoptimaliseerd voor offshore wind en is er gebrek aan standaardisatie in de sector. Desalniettemin is een onderhoudstrategie van cruciaal belang. De planning moet niet alleen rekening houden met de weersomstandigheden, maar ook met de beschikbaarheid van geschikte schepen, personeel en de reserveonderdelen. Een oplossing voor offshore wind is kijken naar het trackrecord van onshore wind. Figuur 10 geeft duidelijk aan dat het onderhoud zal stijgen met de leeftijd van de onderdelen. Gebruik makend van dergelijke analyses kan men dan de onderhoudstrategie opstellen. Men kan drie types van onderhoudstrategie onderscheiden. Ten eerste reactief onderhoud, waarbij men bij een plots defect onderhoud zal (moeten) uitvoeren. Ten tweede preventief onderhoud, waarbij er tekenen zijn dat er een probleem aan het vormen is en men preventief het probleem oplost. En ten derde een algemeen onderhoud, ingepland volgens testen van technologische toepassing, schattingen en gegevens van onshore wind. Omwille van de moeilijke planning is het belangrijk zoveel mogelijk problemen op te vangen met algemeen onder-

houd daar preventief en reactief onderhoud onverwachte kosten met zich mee brengen en het niet altijd mogelijk zal zijn om het onderhoud meteen uit te voeren. Indien er toch reactief moet gereageerd worden, kan dit best gecombineerd met zoveel mogelijk preventief onderhoud. (Standard&Poor's rating services, 2012; Blanco M. I., 2009; European Wind Energy Association, 2009a; Zuiderwijk, 2012; BWEA, 2004; Guillet, 2009a)

**Figuur 11: Evolutie staalprijs april 2008- maart 2013**



Bron: London Metal Exchange (2013)

Tijdens de constructiefase maakt een project zijn keuze voor een bepaalde technologische toepassing op basis van de huidige prijs. Zo zien we bijvoorbeeld dat het C-power project overschakelde van Gravity-Based Foundations (GBF) naar de stalen Jacket foundations omwille van een gunstige staalprijs. (C-Power, 2010a) Maar het onderhoud van deze onderdelen zal nog doorgaan gedurende de hele levensduur van het windpark. Zonder contractuele afspraken kunnen deze prijzen sterk fluctueren. Figuur 11 geeft de evolutie van de staalprijs weer van 2008 - 2013. De overstap van C-power naar stalen funderingen kwam na de daling eind 2008 van een recordhoogte van ongeveer 1200 \$/ton tot 300 \$/ton. Staal is een belangrijke kostenfactor van de turbine aangezien het 89% van het ruwe materiaal uitmaakt. Naast het prijsrisico in de grondstoffen is er ook een groot prijsrisico verbonden aan de onderdelen. Gedurende de periode 2008 - 2010 zagen we ondanks dalende prijzen van de grondstoffen een sterke stijging in de turbinekosten door de combinatie van een grote vraag en beperkt aanbod. Dit in combinatie met stijgende loonkosten deed de prijs ongekend stijgen. De conclusie is dat prijswijzigingen in de grondstoffen een beperkter effect hebben dan veranderingen in vraag en aanbod in de sector. Hoofdstuk 7

weidt hier verder over uit. (Hand et al., 2011; Fritz-Morgenthal et al., 2009; Ernst & Young, 2009; U.S. Department of Energy, 2008)

Bij de trend van 'scaling up' zullen de kosten van O&M enkel stijgen vanwege de stijgende transportkosten. Om het onderhoud tot een minimum te kunnen beperken moet de focus liggen op innovatie. Door kleine aanpassingen kan het onderhoud op afstand gebeuren. Groter onderhoud waar menselijke aanwezigheid echt nodig is, kan geoptimaliseerd worden door meer modulariteit in te bouwen in de windmolens en de toegankelijkheid te vergemakkelijken door platforms aan te brengen. Aangezien kraanwerken de grootste kosten meebrengen bij O&M, kan een eigen liftstelsel aangepast aan de lay-out van het park een oplossing bieden. En tenslotte zal een optimalere aanpassing van de windmolen aan de omstandigheden op zee het onderhoud beperken. Aangezien O&M substantiële kosten zijn, moet de focus liggen op het verhogen van de beschikbaarheid i.p.v. het verhogen van de bruto windopbrengst. Langs de andere kant zal een zwaardere turbine ook schaalvoordelen met zich meebrengen daar er minder turbines nodig zijn voor eenzelfde energieproductie. (Blanco M. I., 2009; European Wind Energy Association, 2009a; BWEA, 2004; U.S. Department of Energy, 2008)

Voor een financier is het belangrijk te schatten wat het onderhoud gedurende de volgende 25 jaar zal kosten. Deze kost zal namelijk gedragen worden door het project tegelijk met de schuldaflossing. Aangezien het onderhoudsrisico ook mee de windenergieopbrengst bepaalt, zijn de beschikbaarheidcijfers van groot belang in de risicoanalyse.

## 5.4. STRUCTUREEL RISICO

Het structureel risico verwijst in dit werkstuk naar het risico dat een project loopt door het complexe netwerk aan partners. Het project loopt dit risico vanaf het netwerk ontstaat, zijnde vanaf de ontwikkelingsfase (zie figuur 7 p. 30). Vanaf dit punt maken de ontwikkelaars partnerships met verschillende constructie- en O&M partners. Na de financial close zullen hier de financiële partners bijkomen. Wat telt voor de financier is het structureel risico tijdens de constructiefase en de operationele fase, de fases waar hij fondsen voor voorziet.

Uit hoofdstuk 6 zal blijken dat veel risico wordt weggewerkt door het weg te contracteren bij de juiste partners. Drie aspecten vormen het structureel risico. Ten eerste het contractrisico. Dit risico is gelinkt aan de identiteit van de verschillende partners. Naar deze partner zal verwezen worden als de contractor. Ten tweede het legaal risico. Hoe sterk

hangt het netwerk aan elkaar? En tenslotte speelt ook het interface risico. Wie draagt welke verantwoordelijkheid en hoe hangt het netwerk aan elkaar? Dit laatste risico zal extra aandacht krijgen omdat het van cruciaal belang is in de risicoanalyse.

#### 5.4.1. CONTRACTOR RISICO

Dat de identiteit van de structurele partners van een offshore project belangrijk is blijkt al uit het feit dat zij vernoemd worden in alle documenten gebruikt om financiering aan te trekken. Het contractorisrisico is verbonden aan hun identiteit, voornamelijk hun kredietwaardigheid en engagement. Zijn zij in staat om het risico te dragen? (Derudder, 2012; Fijnaut, 2012; Dunlop, 2009; Fabozzi & Nevitt, 1995)

Stel dat turbineleverancier zelf financieel onvoldoende sterk is en er blijkt een seriedefect aanwezig te zijn in de turbines. Omwille van de innovatieve aard van de turbines werd een sterk O&M contract afgesloten met de leverancier. Contractueel moet deze leverancier zo snel mogelijk een oplossing vinden maar omwille van zijn financiële situatie gaat hij failliet. Het project zit op dat moment met een defecte technologische toepassing en kan nergens anders naartoe. De enige keuze is dan om alle turbines te vervangen, wat op een kost zou neerkomen van een € 85 miljoen (gebaseerd op een totale investering van € 300 miljoen, zie figuur 5, p. 17). Om dit soort problemen te vermijden verkiezen banken samen te werken met turbineleveranciers met ervaring en een stevige financiële achtergrond zoals Vestas en Siemens. (Zuiderwijk, 2012; KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

#### 5.4.2. LEGAAL RISICO

Legaal risico is verbonden aan de afdwingbaarheid van de contracten gesloten tussen de verschillende contractors. Aangezien PF gebaseerd is op een complexe contractuele structuur is het belangrijk dat de contracten doen waar ze voor dienen: disciplinerend optreden. Dit kan enkel als de contracten correct opgesteld zijn en zoveel mogelijk problemen voorzien en behandelen. (Dinica, 2006)

Deze afdwingbaarheid heeft ten eerste te maken met het legaal kader. Aangezien het aantal spelers in deze sector beperkt is, zijn de contractors internationaal en moet men dus duidelijk nakijken of het contract in het legaal kader van beide thuislanden past. (Fabozzi & Nevitt, 1995) Ten tweede moet men ook naar de integriteit van de contractor kijken. Ook de inhoud van het contract moet nagekeken worden op volledigheid. Bevatten de contracten voldoende vaste prijzen, garanties, etc.. (Dinica, 2006)

### 5.4.3. INTERFACE RISICO

De interface is de plaats waar de verantwoordelijkheden van twee contractors elkaar raken en de plaats waar aansprakelijkheidsproblemen kunnen ontstaan. Bij constructieprojectfinanciering maakt het project meestal gebruik van een EPCI contract. Onder een EPCI of Engineering, Procurement, Construction and Install contract staat één turnkey counterparty onder contract bij het project en zal hij zelf alle constructietaken uitvoeren of ze op eigen risico uitbesteden. Hier is geen sprake van interface risico doordat er maar één enkele interface meer is. Het volledige constructie- en operationele risico is hierdoor geplaatst bij de turnkey counterparty. Gedurende 2000 - 2004 werden deze contracten ook gebruikt in de offshore industrie. Maar al snel bleek de industrie hier niet klaar voor te zijn, met vele tweede graad contractors die failliet gingen. Dit doordat de verschillende partijen geen ervaring hadden met samenwerking en niet voldoende kennis hadden van elkaars business. Geen enkele van de leveranciers was bereid het volledige constructie- of operationeel risico op zich te nemen tenzij tegen extreem hoge prijzen en indien hun balans voldoende groot was. De manier waarop er nu met constructie- en operationele contracten omgegaan wordt binnen een offshore project heet multicontracting. Gemiddeld drie tot vier leveranciers zijn verbonden aan het project met tientallen contracten. Hieruit volgt een interfacerisico wat dan ook correct gemanaged moet worden. Naar de toekomst toe zit het er naar uit dat het aantal contracten wel zal verminderen maar een terugkeer naar EPCI zit er nog niet aan te komen. (Guillet, 2009a; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Standard&Poor's rating services, 2012; Derudder, 2012; European Wind Energy Association, 2011)

Er kunnen op de interface misverstanden ontstaan over wiens verantwoordelijkheid waar eindigt. Interface risico neemt toe met het aantal betrokken contractors en is dus van substantiële grootte bij offshore wind PF. Interface risico zal leiden tot vertragingen en kostenoverschrijdingen in zowel de constructie- als operationele fase. Als in de constructiefase één partij te laat is met zijn handeling schuift de gehele planning op en moeten de andere partijen zich dus aanpassen. Het moet duidelijk zijn wie deze kosten veroorzaakt en in hoeverre de straf hiervoor bij hem gelegd wordt. (Guillet, 2009a; Zuiderwijk, 2012; Beaumont, 2012; Dunlop, 2006)

## 5.5. POLITIEK RISICO

Regulatory risk of politiek risico beïnvloedt alle fases en aspecten van een project. Het omvat de invloed die het regelgevend kader en de verschillende regelgevende instanties

hebben op het project. Regulatory risk en politiek risico zijn twee verschillende risico's verbonden aan de overheid maar met een grote overlappende toepasbaarheid. Deze paragraaf verwijst dan ook naar politiek risico als een combinatie van de beide. Het ergste wat kan gebeuren i.v.m. politiek risico is onteigening, waarbij de overheid bezit neemt van het project. In West- en Noord-Europa uit politiek risico zich niet in deze extreme vorm maar in het huidige crisisklimaat heeft het aan belang toegenomen. De overheid kan projecten afkeuren omdat ze niet geschikt zijn, regulering kan wijzigen omwille van een nieuwe politieke macht enzovoort. (Fabozzi & Nevitt, 1995; Standard&Poor's rating services, 2012; Pickle & Wiser, 1997; Dinica, 2006)

**Tabel 13: Steunmechanismes in Europa**

Land	2020 target	Huidige steun (ct/kWh)	Termijn	Subsidies	Netconnetie	Belastingsvoor- delen
<b>België</b>	2.1 GW	10.7 ct/kWh tot 216 MW per park 9 ct/kWh per extra MW in zelfde park 4 ct/kWh marktprijs =13-14.7 ct/kWh	20 jaar	JA	PD/TSO	NEE
<b>Denemarken</b>	4.6 GW	6.94 ct/kWh 8.43 ct/kWh Tender proces	50.000 full load uren	NEE	TSO	NEE
<b>Duitsland</b>	10 GW	3.5 ct/kWh basis 13 ct/kWh begintarief 2ct/kWh start-up bonus	12 jaar (+eventuele verlenging)	NEE	TSO	NEE
<b>Frankrijk</b>	6 GW	13 ct/kWh voor 10 jaar 3-13 ct/kWh voor volgende 10 jaar Tender aan 10 ct/kWh	20 jaar	NEE	PD	JA
<b>V.K.</b>	25 GW	12,22 ct/kWh certificaatprijs voor 2 ROC 5,79 ct/kWh marktprijs =18,01 ct/kWh	20 jaar	JA	PD	JA
<b>Ierland</b>	/	14 ct/kWh (referentieprij) = PPA + basistarief	15 jaar	JA	PD	NEE
<b>Nederland</b>	6 GW	FIT – marktprijs Tender proces	15 jaar	JA	PD/TSO	JA
<b>Zweden</b>	4 GW	4,36 ct/kWh marktprijs 2,4 ct/kWh certificaat = 6,76 ct/kWh	15 jaar	JA	PD	JA

PD: project developer of projectontwikkelaar, TSO: transmission system operator of transmissienet beheerder, bedragen in €.

Bron: KPMG Energy & Natural Resources (2010)

Regelgevende instanties zijn betrokken bij offshore wind om marktimperfecties aan te pakken. Het niet correct waarderen van hernieuwbare energie en de positieve sociale im-

pact op de maatschappij hiervan is er één van. Overheidssteun in alle vormen probeert de innovatieve evolutie te versnellen door windenergie artificieel competitief te maken met andere energievormen. Groenestroomcertificaten bijvoorbeeld moedigen nutsbedrijven aan om duurdere offshore wind energie aan te kopen. Tabel 13 geeft een overzicht van steunmechanismes in Europa. (Adodoyin, et al., 2011; Hand, et al., 2011)

Offshore wind krijgt te maken met regelgevende entiteiten van verschillende niveaus. Gaande van de Europese Unie tot nationale en regionale instellingen, allen hebben ergens in het proces hun invloed. De hogere niveaus, zoals het Kyoto-protocol en het EU-beleid, hebben een invloed tot op de laagste niveaus. Als we figuur 7 op p. 30 bekijken is de eerste inmengingen van een regelgevende instantie reeds bij het begin van het proces bij het uitdelen van de concessies en vergunningen. Vervolgens bepaalt de overheid ook het systeem waarin de elektriciteitsprijs bepaald wordt. Daarnaast heeft de overheid ook verantwoordelijkheden in het verbinden van de verschillende offshore windparken met het elektrisch net op het land. En tenslotte heeft het algemeen regulier kader en de stabiliteit ervan een grote invloed op de investeringswil van de kapitaalmarkten. De betrokkenheid van de overheid als directe of indirecte financier werd reeds behandeld in hoofdstuk 4. (KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

#### 5.5.1. VERGUNNINGEN EN CONCESSIONS

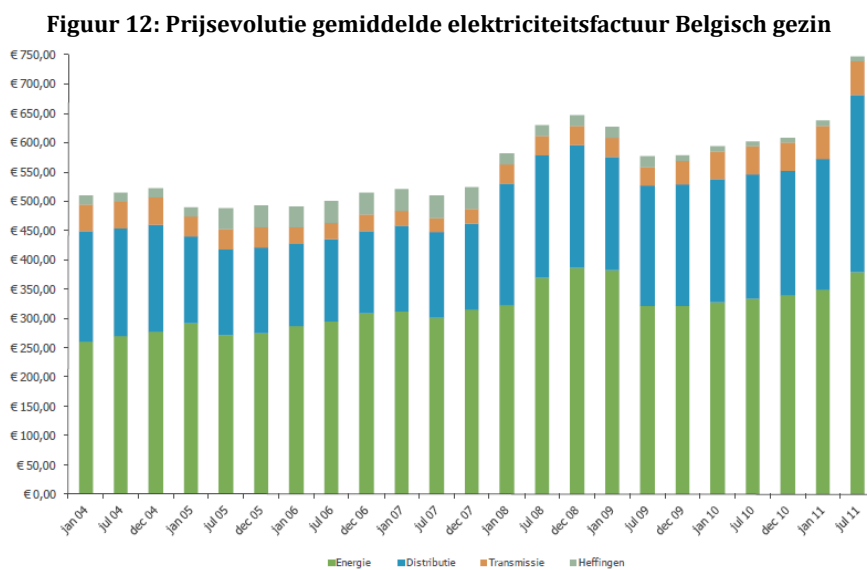
De nationale regelgevende instantie bepaalt de grootte van het gebied dat gebruikt kan worden voor offshore windenergie. Het gebied dat ze mag aanwijzen voor concessies strekt zich uit tot aan de economische exclusieve zone, 200 zeemijl uit de kust. Het gebied verkleint door scheepvaartroutes, militaire zones, natuurgebieden, baggerzones, pijpleidingen en onderzeese stortplaatsen voor militair en gevaarlijk materiaal. Dit beperkte gebied bestaat vervolgens uit verschillende zones die de overheid toewijst aan geschikte projecten. De criteria die een project geschikt maakt, zijn onderhevig aan het regulier kader en hier bestaat dus het risico dat een project niet geschikt wordt bevonden. (BWEA, 2004; Kopits & Westwood, 2012) Een financier zal nooit in een project stappen dat niet al zijn concessies en vergunningen op zak heeft (Guillet, 2009a).

#### 5.5.2. ELEKTRICITEITSPRIJZEN

Het prijsrisico van elektriciteit is in essentie een marktrisico. Producenten verkopen elektriciteit aan de leveranciers die het vervolgens tot bij de particulier of industrie brengen en dit in een vrije marktomgeving. Ondanks dat in België over het algemeen er geen scheiding is tussen de producent en de leverancier is dit in grote mate wel zo voor de offshore



windparken. Electrabel, de grootste leverancier en producent van het land, is enkel betrokken in THV Mermaid. Deze scheiding maakt dat het moeilijker is voor de windenergieproducenten om het investeringsrisico door te schuiven via de prijs naar de eindgebruiker. De producent draagt al het marktrisico dus zelf en is onderhevig aan fluctuaties op de markt. Figuur 12 geeft de evolutie weer van de energiefactuur van een Belgisch gezin, het groene gedeelte is de fluctuerende elektriciteitsprijs die de producent ontvangt. (Kann, 2009)



Bron: VREG (2012)

Maar in de huidige economie stuurt de overheid de elektriciteitsprijs sterk bij. Er zijn verschillende prijschema's in omloop in Europa. De meest gebruikte zijn feed-in-tariffs (FIT), feed-in-premiums (FIP) en tradable green certificates (TGC) of groenestroomcertificaten. Een feed-in-tariff is een vaste prijs die de energieproducent zal krijgen gedurende een beperkte termijn. Een feed-in-premium is een vaste premie bovenop de marktprijs die de producent krijgt wederom gedurende een beperkte termijn. Groenestroomcertificaten zijn een meer indirecte manier om de prijs voorspelbaar te maken. Elk certificaat stelt 1 MWh hernieuwbare energie voor en wordt verkocht door de producent van de groene stroom aan leveranciers. Deze zijn verplicht een bepaald aantal van deze certificaten te hebben. Op deze manier wordt een deel van inkomsten van een offshore windpark verzekerd. Verschillende Europese landen passen dit systeem reeds toe, o.a. België, Nederland, het Verenigd Koninkrijk, Italië en Zweden. Er is evenwel controversie rond de prijszetting van TGC. De literatuur argumenteert dat een Europese markt voor deze certificaten de prijszetting kan verbeteren. Wat belangrijk is bij al deze schema's is in hoeverre ze het marktrisico wegwerken. Uit onderzoek blijkt immers dat bij een overstap van een verzekerde vaste

prijs naar marktprijs de financiële kosten met 4 tot 11% toeneemt omdat banken kleinere leningen uitschrijven aan hogere rentes ingeval van verhoogd prijsrisico. (Hervé-Mignucci et al., 2011; Agnolucci, 2007; Systeem groenestroomcertificaten, 2012)

De inmenging van de overheid in de prijszetting op de elektriciteitsmarkt maakt dat het prijsrisico opgebouwd is uit marktrisico en politiek risico. Naarmate het prijsschema een minder fluctueert, vervangt politiek risico meer het marktrisico. O.a. in België wordt de prijs gestuurd door middel van groenestroomcertificaten. Bovenop de marktprijs krijgt het windpark dus ook de prijs van het groenestroomcertificaat. Daarnaast wordt de prijs ook bepaald door de netkosten die de hoogspanningsnetbeheerder, Elia in België, aanrekent. Meer over de netaansluiting volgt in volgende paragraaf. De prijszetting gebeurt in België slechts in 10 à 20 % van de gevallen via elektriciteitsbeurzen, waarop een producent zijn energie aanbiedt aan marginale kost. Bij offshore wind zou dit dus praktisch nul zijn. De groenestroomcertificaten verlagen de prijs verder onder nul. België heeft reeds negatieve elektriciteitsprijzen op de beurzen gekend, omwille van een grote toevoer van Duitse gesubsidieerde groene energie. Hier zien we duidelijk dat het regulierisico van groot belang is. Via zowel de groenestroomcertificaten als de netkosten kan de overheid dus de prijszetting beïnvloeden. De overige prijzen worden bepaald aan de hand van bilaterale contracten aan ongereguleerde prijzen. Maar ook hier worden de subsidies mee in rekening genomen. (Bossuyt, 2013)

Het prijsrisico is voor financiers belangrijker dan het grondstofrisico in een offshore project. Hun preferentie gaat dan ook uit naar vaststaande prijzen gedurende de hele looptijd van hun blootstelling aan risico. Groenestroomcertificaten leveren de overheidsonafhankelijke steun met een voorspelbare prijs. Een volledig vaste prijs hoeft niet, een boven- en onderbegrenzing is voldoende. Daarnaast moet de hoogte van prijssteun aangepast zijn aan de specifieke eigenschappen van het windpark. Een project dat niet kan profiteren van een geschikt prijsschema zal nooit financiers aantrekken. In België wordt politiek risico hierdoor substantieel daar ongeveer 2/3 van de inkomsten van een offshore windpark bestaat uit de groenestroomcertificaten en andere subsidies. (Hervé-Mignucci et al., 2011; Agnolucci, 2007; Dinica, 2006; Guillet, 2009a)

### 5.5.3. CONNECTIE MET ELEKTRICITEITSNET

Locaties met hoge windsnelheden bevinden zich verder in zee. Als men meer offshore wind in de energiemix wil brengen moet het transmissienetwerk sterk uitgebreid worden om deze afgelegen energiebronnen aan te kunnen boren. Niet enkel om simpelweg tot bij

het offshore windpark te geraken maar ook om deze intermitterende energiebron op een correcte manier in het net te brengen zonder de balans in het net te verstoren. (European Wind Energy Association, 2009c)

Ten eerste beslist de overheid wie de verbinding met het onshore elektriciteitsnet zal bekostigen. In België moet het offshore park zelf een connectie aanleggen met onderstations op het land, waar Elia tot € 25 miljoen in tussen komt. Sinds kort is Elia evenwel gemachtigd als netwerkbeheerder op de Noordzee en worden er twee onderstations op zee gepland. De wetgeving hieromtrent rond is zeer verschillende in de verschillende Europese landen (zie tabel 13, p. 42). Ten tweede heeft de overheid ook de bevoegdheden in de strategie van transmissie. Bij een eenmaking van de wetgeving voorafgaand aan het opzetten van een Noordzee of Europees supergrid moet er goed onderzocht worden wat de effecten zullen zijn op de investeringskosten van de windparken. Om een voorbeeld te geven: om alle windparken van de derde concessieronde in het Verenigd Koninkrijk op het net aan te sluiten is een investering van £ 10 miljard of € 11.52 miljard<sup>3</sup> nodig, een investering die de overheid niet alleen wil dragen. (Meyer, 2007; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Zuiderwijk, 2012) Voor het correct balanceren van het netwerk zal de overheid in de toekomst ook een beleid uitschrijven. De hoeveelheid windenergie in het net is op het ogenblik nog niet substantieel genoeg om een wezenlijk effect te kunnen hebben op de energiebalans maar met de huidige doelstellingen zal dit wel zo zijn in de toekomst. Enkel in Denemarken, waar wind 20% van de energievoorziening is, is dit probleem reeds realiteit. De oplossingen die voorgesteld worden zijn het balanceren van windenergie ten opzichte van warmtegeneratie uit de CHP-plants of het exporteren van het surplus naar Duitsland. Om het balansprobleem op te lossen in het Noordzee gebied, gaan er stemmen op voor een Noordzee supergrid. Elia voorziet ook in haar net op zee de mogelijkheid tot integratie. Het huidige liberaliseringspakket bevat al acties in die richting. Door o.a. een entiteit voor samenwerking tussen de verschillende nationale regulators en een entiteit voor samenwerking tussen verschillende transmissie-net beheerders. (Meyer, 2007; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b; European Commission, 2011b; De Sutter, 2013)

#### 5.5.4. REGULIER KADER

De stabiliteit van het regulier kader geeft het politiek risico weer in zijn essentie. Wat als de overheid plots van koers verandert en zijn steun intrekt? Algemeen geldt dat kapitaal

---

<sup>3</sup> Gebaseerd op de jaarlijkse gemiddelde koers uit 2011: 0.86798 GBP/EUR

zal stromen naar landen met een transparant, consistent en wel overwogen regulier kader. Het regulier kader moet m.a.w. vertrouwen geven aan investeerders. Het grootste effect dat het beleid kan hebben op de financiële kosten van een hernieuwbaar project is het verkorten van de duur van de steun. Als het steunschema korter is dan initieel beloofd, kan dit de financiële kosten 11 tot 15% omhoog duwen. Deutsche Bank Climate Change Advisors omschrijft het optimale hernieuwbare energiebeleid als Transparant, Langdurig en Consistent en zeker (TLC). (Adodoyin, et al., 2011; Hervé-Mignucci et al., 2011; Standard&Poor's rating services, 2012; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011a)

Een groot probleem is de huidige schuldencrisis binnen de Europese Unie. Deze dwingt landen om strenge besparingsmaatregelen te treffen. Dit heeft al geleid tot verminderde steun aan hernieuwbare energie in verschillende landen. Maar wat problematischer is, is dat in Spanje en Tsjechië deze maatregelen met terugwerkende kracht werken. Deze beslissing heeft politiek risico bovenaan de checklist van de kredietcommissies gezet. De lange termijn effecten van de Europese schuldencrisis zijn nog onzeker maar de steunmaatregelen aan hernieuwbare energie zullen grondig hertekend worden. Het gebruik van groenestroomcertificaten heeft hier evenwel geen last van, daar de kost gedragen wordt door de afnemers. Daarnaast heeft de financiële crisis ook sterke gevolgen op de regelgeving voor financiële instellingen. Hierover meer in hoofdstuk 7. Uit verschillende polls blijkt dat het publiek er van uit gaat dat de focus van de overheid is verlegd naar het oplossen van de economische crisis i.p.v. klimaatcrisis. Daarentegen is er nog geen verandering in beleid waargenomen bij de regelgevende instanties. (Standard&Poor's rating services, 2012; Fritz-Morgenthal et al., 2009; Beaumont, 2012)

## 6. DE FINANCIERING MOGELIJK MAKEN: RISICOBEBEER

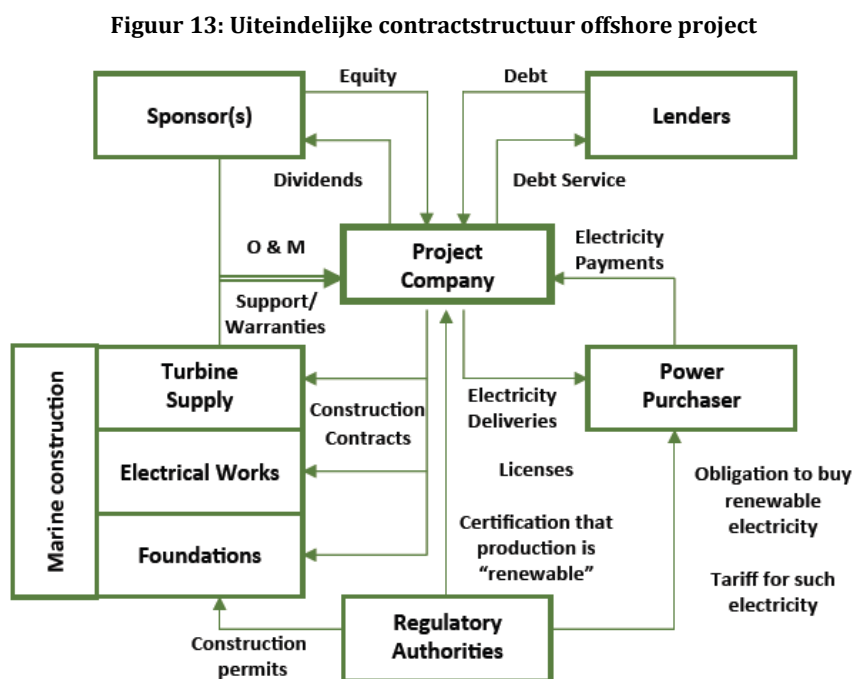
Een financier wil een voorspelbare cashflow alvorens hij de lening zal goedkeuren. Alle risico's met een significant effect op de cashflow worden buiten de SPV geplaatst. Wat hij uiteindelijk niet aan risico kan wegwerken zal doorgerekend worden in de voorwaarden van de lening (o.a. termijn en rentevoet). Deze verplaatsing van risico is nodig daar het project het volledige kredietrisico draagt aangezien zij als enige geraakt worden door de voorwaarden van de lening. Alle andere partijen betrokken in het project, zullen gedisciplineerd worden door andere contracten. De risicomitigatietechnieken vermeld in dit hoofdstuk kunnen ook toegepast worden in balansfinanciering maar daar is ze minder cruciaal.

Het risicobehaar is de verantwoordelijkheid van zowel de financier als de ontwikkelaars. In het Project Info Memorandum zit reeds uitleg verwerkt over alle contracten die afgesloten zijn, hoe het interfacemanagement zal verlopen, de verschillende vormen van due diligence, het financieel model met alle voorspelde inkomsten en kosten en zelfs een basis term sheet met verschillende financiële beheersmiddelen. (Zuiderwijk, 2012)

Het stappenplan voor het risicobehaar voorgesteld in dit werkstuk, is gebaseerd op een interview met Thomas Beaumont, Project Finance BNP Paribas Fortis en aangevuld met inzichten uit de andere interviews. In een eerste stap zullen verschillende contracten het meeste risico transfereren naar partijen die beter met dit type risico om kunnen gaan. In een volgende stap zal men de risico's in de diepte onderzoeken via due diligence. Deze eerste twee stappen worden geïtereerd totdat voldoende risico's buiten de SPV zijn gebracht. Daarna zullen de waarschijnlijke risico's gekwantificeerd worden en door middel van financiële instrumenten toegevoegd aan de base case. Tenslotte bekijkt een sensitiviteitsanalyse de impact van minder waarschijnlijke risico's. Elk type risico doorloopt het stappenplan en zal gedurende elke fase meer beheersbaar gemaakt worden. (Beaumont, 2012) Als voorbeeld zal bij elke stap het operationele risico van de turbines worden besproken. De turbine is de zwaarste kost die het project oploopt (zie figuur 5, p.17).

## 6.1. STAP I: RISICO CONTRACTEREN BIJ MEEST GESCHIKTE PARTIJ

Een eerste stap is het risico contracteren bij de partij die er het best mee kan omgaan. Operationeel en constructierisico kunnen via contracten uitbesteed worden aan de geschikte leveranciers, technologisch risico kan gedekt worden door de harde garanties te eisen van de leverancier en het prijsrisico kan weggewerkt worden met een afnamecontract. Het kredietrisico dat gepaard gaat met dergelijke grote leningen kan dan weer bij een kredietverzekeraar geplaatst worden. Al deze risico's transformeren in structurele risico's met name contractorisrisico, legaal risico en interface risico. Via het correct opstellen van contracten, een adequaat interface management en het gebruiken van kredietverzekeraars kan een groot deel van het risico dus weg van de ontwikkelaar geplaatst worden. Figuur 13 geeft de uiteindelijke contractstructuur weer van een offshore project.



Bron: Green Giraffe Energy Bankers (2012b)

### 6.1.1. CONTRACTEN

Met de overstap van EPCI-contracten naar multicontracting is het belang van correct opgestelde, allesomvattende contracten alleen maar gestegen. Om een project in goede banen te leiden is een verscheidenheid aan contracten nodig. Deze contracten verminderen het operationeel en constructierisico daar ze boetes opleggen aan de leveranciers indien ze vertragingen oplopen. Ook vermindert het technologisch risico door een bepaalde leverancier volledig verantwoordelijk te stellen als er iets mocht mislopen bij een variant van

een 'proven technology'. Bij het project C-power staat REpower, de turbineleverancier, garant voor het onderhoud de komende 20 jaar onder een strikt contract. Dit om het risico van de 6MW turbines die hun eerste toepassing in dit project kenden, te dekken. (European Wind Energy Association, 2011; C-Power, 2010a; Guillet, 2009a; Bergvelt & Zuiderwijk, 2013)

Tijdens de constructiefase bestaan er afneem- en installatiecontracten met de verschillende leveranciers en logistieke partners. Voor de installatie kunnen er eventueel joint ventures bestaan tussen verschillende contractors. In het C-power project was er bijvoorbeeld een joint venture tussen Fabricom (leverancier fundering) en DEME (maritieme logistiek). Financiers moedigen deze joint ventures sterk aan aangezien dit de hoeveelheid interfaces sterk vermindert. Aan de andere kant moet er wel duidelijk gemaakt worden wie welke verantwoordelijkheid draagt binnen de joint venture. Tijdens de due diligence zal de financier dit verder nakijken. In de operationele fase staan de constructiecontractors in voor het onderhoud via een ander contract. Hiervoor staat de prijs meestal vast gedurende meestal 15 jaar, even lang als de lening, en bevatten de contracten bepaalde prestatiegaranties. Om nog meer geloofwaardigheid aan deze contracten te geven, kan een leverancier ook aandeelhouder worden in het project. Door zichzelf 'at risk' te stellen verlaagt hij het constructie- en operationeel risico substantieel. Daarnaast bevat de PPA, de Power Purchase Agreement de termijn van het contract, de prijs waartegen de elektriciteit afgenomen wordt en de hoeveelheid. Zonder dit contract zal de financier meestal niet willen participeren omwille van het te hoge marktrisico in de elektriciteitsprijs. In België en andere landen met een TGC-systeem of een FIP-systeem blijft er namelijk altijd een gedeelte van de prijs onderhevig aan marktrisico. (C-Power, 2010a; Greenpeace, 2010; Zuiderwijk, 2012; Bergvelt & Zuiderwijk, 2013)

De termijn van het contract is van substantieel belang voor de financier. Maar wat als de leverancier weigert een contract te ondertekenen van dezelfde looptijd als de lening. Om dit soort problemen te vermijden kan een contract specifieke clausules voorzien. Via een clausule wordt de leverancier verplicht om ook na het verlopen van het contract de onderdelen te blijven produceren en te verkopen aan het project, maar deze keer aan een niet vooraf afgesproken prijs. Vaak wordt wel een maximumprijs afgesproken om kostenzekerheid te voorzien. Vaak zal de financier het project ook verplichten enkele jaren alvorens het huidige contract afloopt, reeds een nieuw te ondertekenen. Bij faillissement van een leverancier kan ook via een clausule voorzien zijn dat het project kopies van de ontwerptekeningen bijhoudt. (Zuiderwijk, 2012; Beaumont, 2012)

### 6.1.2. INTERFACE MANAGEMENT

Multicontracting brengt een resem aan interfaces voort. De hoeveelheid contracten is wel aan het minderen omwille van de verschillende joint ventures die gevormd worden, maar er blijft een substantieel risico te managen.

Ten eerste kan door middel van een interface matrix het risico geanalyseerd worden. Deze tool duidt aan waar verantwoordelijkheden van verschillende partijen overlappen. Deze matrix wordt opgevuld door grondige analyse van de contracten en door meetings met de verschillende contractors. Door deze matrix aan te vullen wordt duidelijk waar de gaten zitten in de structuur. Aanpassingen van de contracten kunnen deze gaten vervolgens opvullen. (Zuiderwijk, 2012; Fijnaut, 2012)

Ten tweede zorgt een aantal specifieke clauses in de contracten dat er oplossingen voor handen zijn indien er zich een aansprakelijkheidsprobleem voordoet. De 'direct agreement' is een clause die stelt dat bij bepaalde aansprakelijkheidsproblemen een derde partij, hier de financier, direct met de leverancier mag onderhandelen en de ontwikkelaar dus opzij wordt geschoven. Bij faillissement moet deze maatregel de bank in staat stellen het project opnieuw op te starten met nieuwe aandeelhouders met bestaande contracten en voorwaarden. Daarnaast volgen deze contracten meestal de FIDIC-standaarden, meer bepaald FIDIC Yellow. Hierbij geeft een onafhankelijke ingenieur aanwijzingen aan de uitvoerder en de opdrachtgever wat wie moet betalen. De beide partijen kunnen in beroep gaan tegen de ingenieur zijn beslissing maar dit gebeurt onafhankelijk van het normale proces. Dus dit betekent dat zelfs in het geval van betalingsdisputen, de constructie gewoon kan verder gaan. Door bankgaranties en schadebepalingen toe te voegen voorziet het contract ook in voldoende opvangnetten indien de leverancier verzaakt aan zijn plichten. (Zuiderwijk, 2012; Derudder, 2012)

### 6.1.3. VERZEKERINGEN

Naast de verzekeringen die elk bedrijf nodig heeft, zijn er een aantal specifieke verzekeringen die van belang zijn bij offshore windenergie. Ten eerste spelen exportkredietverzekeraars een belangrijke rol omwille van het internationale karakter van de sector. Normaal gezien zijn deze verzekeraars vooral betrokken bij contracten met ontwikkelingslanden maar ze werken ook risicoverlagend bij innovatieve projecten. In offshore windprojecten zijn zij vaak betrokken om bedrijven uit het eigen land te ondersteunen. Naar aanleiding van de kredietcrisis hebben zij de rol van de klassieke herverzekeraars overgenomen. Ten tweede kan men zich verzekeren tegen verliezen bij het stilleggen van het wind-



park, hiermee het operationeel risico beheersen. Dit kan door middel van een Business Interruption verzekering en een Machine Breakdown verzekering. Deze verzekeringen betalen uit bij respectievelijk een productieonderbreking en bij materiële schade aan middelen cruciaal voor de exploitatie van het windpark. Dit verzekert ook het interface risico. Tenslotte kunnen er speciale verzekeringen afgesloten worden tegen het grondstofrisico, een weersverzekering. Dit instrument transfereert het risico van de ontwikkelaar naar de financiële markt. Met het verder ontwikkelen van de offshore markt en het herstel in de financiële markt is er ruimte voor de ontwikkeling van gespecialiseerde financiële instrumenten die de risico's beter kunnen transfereren naar de financiële markten. (Sonntag-O'Brien & Usher, 2004; Derudder, 2012; Sedalkeck, 2012; Bergvelt & Zuiderwijk, 2013)

#### 6.1.4. VOORBEELD: TURBINE

Het constructierisico wordt gemanaged door het afsluiten van een afname- en installatiecontract met de leverancier. Om het operationele risico verbonden aan de turbines te beheersen wordt een lange termijn onderhoudscontract afgesloten met de leverancier. In dit contract staat gespecificeerd dat hij reserveonderdelen en personeel binnen een bepaald termijn moet kunnen leveren en welke boetes er tegenover staan mocht hij hier niet in slagen, volgens een bepaalde garantiestructuur. De turbineleveranciers moeten m.a.w. de beschikbaarheid garanderen van de turbines. Bij een variant van een 'proven technologie' kan er zelfs recourse gevraagd worden op de activa van de leverancier, zoals REpower in C-power. Dit verplaatst het onderhoudsrisico volledig naar de turbineleverancier.

## 6.2. STAP II: DUE DILIGENCE

Bij een due diligence-onderzoek controleert de 'koper', in dit geval de bank, de juistheid van de aan hem gepresenteerde informatie en brengt hij de verschillende risico's in het project naar voren. Dit onderzoek kan helpen meer duidelijkheid te scheppen over de risico's. Een risico dat initieel als zeer groot wordt bestempeld, kan na onderzoek verwaarloosbaar klein blijken te zijn. De focus van een bank ligt voornamelijk op stabiliteit en groei van toekomstige opbrengsten en de stabiliteit van toekomstige kosten. Ook de assumpties die genomen zijn om deze ramingen te maken moeten grondig onderzocht worden. Daarnaast zal de bank ook de industrie en al zijn trends van nabij bekijken. Vervolgens kijkt de bank ook alle leveranciers en afnemers en hoe deze contracten in elkaar zitten. Tenslotte is het ook cruciaal dat het project geleid wordt door een capabel managementteam. (Fabozzi & Nevitt, 1995; Feld et al., 2009)

Het project zelf zal het meeste van deze due diligence-onderzoeken uitvoeren en nadien controleren de adviseurs van de bank de gegeven informatie. Belangrijk om weten is dat alle kosten gepaard met deze onderzoeken gedragen worden door het project en niet door de bank. Deze kosten kunnen enorm hoog oplopen en bij te kleine projecten worden deze dan ook beperkter uitgevoerd. Banken zullen naast deze adviseurs ook hun eigen interne diensten gebruiken om deze onderzoeken na te kijken. De bank heeft zelf adviseurs in de verschillende gebieden; namelijk technisch, energetisch, legaal, juridisch, economisch en financieel. Bij grote projecten hebben zowel de ontwikkelaars als de bank daarnaast nog externe adviseurs, betaald door het project. (Derudder, 2012; Loeckx & Valcke, 2012)

Vanaf de bank launch zullen de verschillende banken reeds beginnen met een oppervlakkige analyse. De informatie die ze nu hebben zijn de betrokken partijen en de algemene technische onderbouw. De focus ligt in dit eerst onderzoek dan ook op het contractorisico. Interne adviseurs zullen de financiële kracht en reputatie van deze bedrijven grondig onderzoeken om te bepalen of deze bedrijven het risico dat naar hun is getransfereerd correct kunnen beheren. Eerst en vooral bekijken ze de identiteit van de ontwikkelaar, hij is namelijk diegene bij wie al het kredietrisico zal liggen. Welke ervaring heeft hij in de offshore industrie of aanverwante sectoren? Welke technische kennis heeft hij intern? Hoe zal zijn kapitaalstructuur in elkaar zitten en wie verschaft deze middelen? Is zijn personeel capabel? Hebben we al eerder samengewerkt met de ontwikkelaar of een van zijn aandeelhouders? Hoe is zijn reputatie op vlak van timing, budget en kwaliteit? Vervolgens bekijkt de bank de identiteit van de gecontracteerde partijen. Volgens een zelfde set van vragen analyseert de bank de draagkracht van deze bedrijven voor risico. Ten slotte kan er nu reeds een beperkte vorm van technische due diligence uitgevoerd worden. Hier bekijken de interne technische adviseurs van de bank of ze bekend zijn met de gebruikte technologie. (Fijnaut, 2012; Bergvelt & Zuiderwijk, 2013)

Het PIM bevat de verschillende due diligence-onderzoeken uitgevoerd door de projectontwikkelaar. De belangrijkste onderzoeken zijn technisch, legaal en i.v.m. de verzekeringen. Deze worden weliswaar verkort weergegeven in het PIM. De technische due diligence is gelinkt aan de beschikbaarheidcijfers. Het onderzoek analyseert de gebruikte technologie en het project design. De externe en interne technische adviseurs controleren nu in de diepte het technologisch, constructie- en operationeel risico. Deze analyse zal vaak gebaseerd zijn op de prestatie van de technologie in onshore toepassingen. Uitgebreide testen door onafhankelijke adviseurs tonen daarnaast aan wat de mogelijkheden zijn van de technologie in offshore toepassing. De IEC-standaarden toegepast op de windturbine en op

het gehele project vergemakkelijken de evaluatie van de technische kwaliteit. Appendix D geeft de IEC certificatieprocedures weer. De legale due diligence geeft een overzicht van de afgesloten contracten en de verkregen vergunningen en analyseert hun inhoud. Sinds de schulden crisis is hier ook een analyse van de stabiliteit van de steunmechanismes bijgekomen. Veel projecten voorzien nu ook back-up plannen voor het wegvallen van de overheidssteun. De due diligence i.v.m. de verzekeringen kijkt na welke dekking de verschillende verzekeringen bieden. Daarnaast bevat het PIM ook constructieplannen en onderhoudsplannen die de adviseurs van de bank ook nakijken op haalbaarheid en of de kosten correct in geschat zijn. (Derudder, 2012; Fijnaut, 2012; Sedalkeck, 2012; Zuiderwijk, 2012; Beaumont, 2012; U.S. Department of Energy, 2008; Dunlop, 2009)

Al deze onderzoeken komen samen in het financieel model, dat weergeeft wanneer welke kosten en opbrengsten zullen gemaakt worden. Dit financieel model is de basis voor de bank voor het al dan niet goedkeuren van de lening. Uit dit beperkte model blijkt namelijk of de kasstroom gegenereerd door het windpark voldoende is om de lening terug te betalen. Hierop voeren zowel de externe, interne als een onafhankelijke financieel adviseur nogmaals due diligence uit. Uit dit financieel model heeft de ontwikkelaar ook reeds een concept termsheet opgesteld voor de bank. De bank zal ook dit termsheet volledig analyseren en meenemen naar de volgende stap. Daar past de bank de financiële beheersmiddelen aan aan het risiconiveau dat zij zelf vaststellen. Belangrijk is dat het project alle onderzoeken levert maar dat uiteindelijk de bank zelf deze zal aanpassen aan zijn kijk op het risico. (Derudder, 2012; Fijnaut, 2012; Sedalkeck, 2012; Zuiderwijk, 2012; Pickle & Wiser, 1997)

### 6.2.1. WINDSTUDIE

Windrisico kan niet weggecontracteerd worden en blijft dus bij het project. De windstudie is het enige tool om dit risico toch te mitigeren. Deze studie geeft een beeld van het windregime op de locatie van het park. De windstudie voorgesteld in het PIM is meestal een P90 studie, het windregime met een 90% betrouwbaarheidsinterval. De studie houdt ook rekening met het zogehet effect veroorzaakt door de grootte en dichtheid van het park zelf en mogelijke toekomstige parken in de buurt. Deze P90 studie wordt gebruikt om de schuldhoeveelheid te bepalen. Daarentegen wordt een P50 studie gebruikt bij het schatten van het rendement. Dit is nodig omdat het risico uitgaande van de weersomstandigheden verregaande gevolgen heeft voor zowel de kosten als de opbrengsten van een windpark. (Fijnaut, 2012; Bergvelt & Zuiderwijk, 2013; KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

Er zijn een aantal grote tekortkomingen aan de huidige windstudies die de kwaliteit negatief beïnvloeden. Dit heeft tot gevolg gehad dat veel van de windparken begin 2000 gebouwd, niet konden voldoen aan hun eigen voorspellingen. Ten eerste is er nog te weinig lange termijn data beschikbaar over windregimes. Ten tweede extrapoleren veel windstudies locatiespecifieke data uit regionale data, waardoor er geen rekening gehouden wordt met de kenmerken van die bepaalde locatie. Ten derde wordt er ten onrechte gedacht dat het windregime op zee gemakkelijker te duiden is omwille van het gebrek aan obstakels. Het effect van deze obstakels gaat tot 50 km op zee verder. Een positieve noot is dat de technologie niet stil staat en de kwaliteit van windstudies ook op beleidsniveau wordt besproken. Zo zette de VN het United Nations Environment Program's Solar and Wind Energy Resource Assessment op en ontwikkelde de European Bank for Reconstruction and Development uitgebreide windanalyses over landen waarin zij actief is. (Hand, et al., 2011; Standard&Poor's rating services, 2012)

#### 6.2.2. VOORBEELD: TURBINE

Aangezien het constructie- en onderhoudsrisico is getransfereerd naar de turbineleverancier zal de bank nakijken of deze leverancier in staat is het risico te dragen. Eerst analyseren ze de grootte van het technologisch risico door de technische due diligence grondig na te kijken. Hoe groot is het risico in deze technologie? Hierna komen de constructie- en onderhoudsplannen aan de beurt. Is het onderhoud van de turbine voldoende gepland? Op basis van welke veronderstellingen werden deze plannen opgesteld? Wat zal het kosten? Vervolgens zal de bank de kredietwaardigheid van de leverancier nagaan. Ook al draagt hij geen kredietrisico, het is van belang voor de bank dat de leverancier zijn verplichtingen t.o.v. de ontwikkelaar kan nakomen. Tenslotte zal de interne legaal adviseur de contracten nakijken tussen de ontwikkelaar en de leverancier. Zitten de juiste clausules erin? Is het interface risico voldoende gedekt? Zijn de contracten van toepassing in beide thuislanden? Als alle informatie is nagekeken en het risico volledig geanalyseerd is, zullen de kasstromen gelinkt aan de turbine toegevoegd worden aan het financieel model.

### 6.3. STAP III: RISICO KWANTIFICEREN EN TOEVOEGEN

#### AAN BASE CASE

Het risico dat niet kan getransfereerd worden naar een contractor en na due diligence een significante invloed blijkt te hebben, kan door middel van financiële beheersmiddelen toegevoegd worden aan de base case, het basis financieel model. Eerst zal de bank het risico

kwantificeren. Dit betekent dat het bij een bepaald betrouwbaarheidsinterval, meestal ook P90, zal bepalen wat de maximale kost zal zijn indien er problemen zijn. Daarna zal de bank door middel van financiële beheersmiddelen ervoor zorgen dat er altijd een manier is om dat bedrag te recupereren of de lening versneld te laten afbetalen. Deze beheersmiddelen zullen signaleren wanneer er iets mis is en daarna zullen er structuren in werking treden die het risico indekken. De bank gebruikt deze signalen ook bij het bepalen van de hoeveelheid schuld. Ook voorziet de lening in bepaalde tijd- en budgetbuffers. (Beaumont, 2012)

**Tabel 14: Signaalratio's**

Ratio	Definitie
<b>DSCR</b>	$\frac{\text{Cashflow available for debt service (CAFDS)}}{\text{Total debt}} = \frac{\text{Operationele kasstroom}}{\text{Totale schuld (kapitaal + interest)}}$
<b>DE</b>	$\frac{\text{Debt}}{\text{Equity}} = \frac{\text{Schuld}}{\text{Eigen vermogen}}$
<b>LLCR</b>	$\frac{\text{NPV of cashflow available for debt service (CAFDS)}}{\text{Outstanding debt in that period}} = \frac{\text{NPV operationele kasstroom}}{\text{Uitstaande schuld in die periode}}$

Bron: Fabozzi, F., & Nevitt, P. K. (1995).

De belangrijkste financiële ratio voor de bank is de DSCR of Debt Service Coverage Ratio. Deze ratio geeft aan of het project voldoende cashflow kan genereren om haar schulden af te betalen. De minimum DSCR die een project moet halen is nu 1.2-1.4 bij P90, wat betekent dat het project 1.2 keer haar schuld in vrije kasstroom moet voortbrengen. Deze DSCR is afhankelijk van de genomen assumpties bij het opstellen van het financieel model, voornamelijk de betrouwbaarheid van dit model. Assumpties bij P90 houden rekening met minimumenergieprijzen, gegarandeerde certificaatprijzen en gegarandeerde beschikbaarheidscijfers. Zo is de DSCR meestal 1.5 bij een P50 model, aangezien hier minder strikte assumpties worden genomen. Als blijkt dat de incorporatie van een bepaald risico de DSCR onder deze ondergrens brengt, zal de hoeveelheid schuld verminderd worden. Vervolgens de D/E ratio of Debt-equityratio, ook wel gekend als de hefboomwerking. Hiervoor is de bovengrens 60-70% aan schuld. Dit betekent dus dat de aandeelhouders zich niet mogen uitkopen zolang de lening loopt. Op deze manier verzekert de bank zich ervan dat het risico gedeeld wordt met de aandeelhouders. Deze ratio heeft een directe link met het schuldniveau dat de bank dan weer heeft bepaald op basis van de vrij kasstromen. Tenslotte is er ook nog de LLCR of de Loan Life Coverage Ratio. Deze volgt tijdens het verloop van de lening de verhouding tussen de vrije kasstroom en de uitstaande schuld. Ook deze

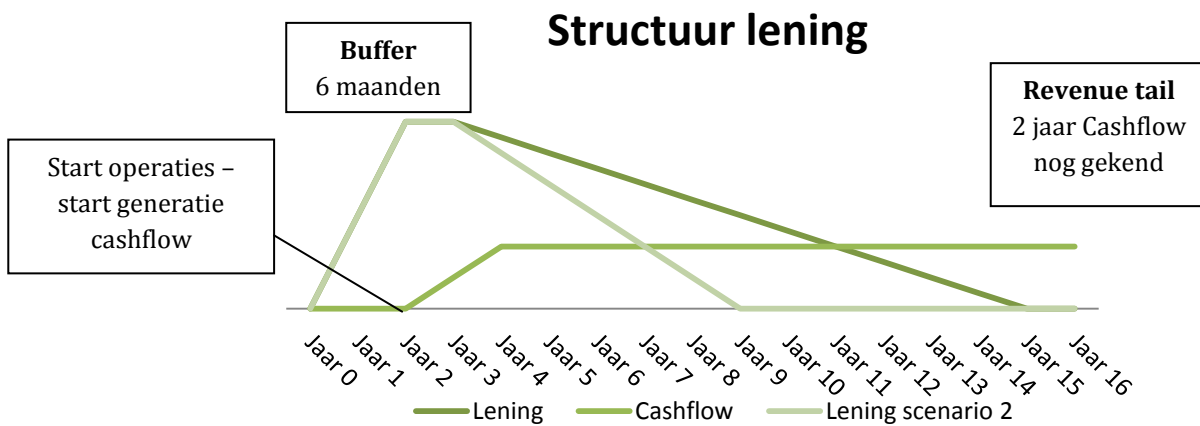
is ongeveer 1.2-1.5 bij P90. De LLCR en de DSCR zijn sterk gelinkt aan elkaar. De LLCR meet de terugbetalingcapaciteit van het project gedurende de looptijd, terwijl de DSCR vooral van toepassing is alvorens de lening ingaat. De LLCR zal zijn invloed hebben op de grootte van de kapitaalaflossing. Als de LLCR zakt onder zijn ondergrens zullen de kapitaalaflossingen stijgen, om zo het verhoogde kredietrisico op te vangen. Tabel 14 geeft een overzicht van deze drie signaalratio's. (Derudder, 2012; Beaumont, 2012; Fijnaut, 2012; Green Giraffe Energy Bankers, 2012b)

Een cash sweep is een financieel beheersmiddel dat bij een bepaalde trigger de bestemming van de vrije kasstroom zal bepalen. Een deel hiervan zal bestemd worden als schuldterugbetaling waardoor de schuld sneller wordt terugbetaald. Vooral de DSCR heeft een belangrijke triggerfunctie, met name in de downside cash sweep. Bij een daling van de DSCR onder 1.25 kan het project verboden worden om nog dividenden uit te keren en zal de vrije kasstroom gereserveerd worden; de kasstroom is in lock-up. Bij een verder daling van de DSCR zal deze kasstroom uitgekeerd worden, de cash sweep treedt in werking. De uitkering van deze gereserveerde kasstroom gebeurt meestal in een zelfde verhouding als de D/E-ratio (bijvoorbeeld 70% van de kasstroom gaat naar de schuldeisers en 30% naar de aandeelhouders bij een D/E-ratio van 70/30). Bij een daling beneden 1.05 verklaart de bank het project in falings en neemt zij de controle over. Het tegengestelde kan ook plaatsvinden als het project meer kasstromen voortbrengt dan verwacht, in een upside cash sweep. Hier is er sprake van cash sharing, de extra kasstroom wordt verdeeld onder de schuldeisers en de aandeelhouders volgens dezelfde D/E-ratio. Zonder de downside en upside cash sweep zou de bank benadeeld zijn in beide scenario's, het project zal de kasstroom dan volledig besteden aan dividenden. Een ander vorm is de technical cash sweep. Deze mitigeert het operationeel risico bij een te kort onderhoudscontract. Indien het project geen nieuw contract tekent binnen een bepaald periode voor het verlopen van het vorige, schiet de cash sweep in actie. (Derudder, 2012; Fijnaut, 2012; Zuiderwijk, 2012; C-power, 2010c; Hervé-Mignucci et al., 2011; KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

Naast deze cash sweep zijn er ook nog andere gebruikte beheersmiddelen. Ten eerste de Debt Service Reserve Account, een verzamelnaam voor verschillende vormen van geblokkeerde bankrekeningen waar het project een buffer heeft staan voor het geval dat de kasstromen niet aan de verwachtingen voldoen. Deze buffers worden ook deels geleend bij diezelfde bankengroep, maar de terugbetaling hiervan is ondergeschikt aan de projectlening. Dit gebeurt door middel van een cash sweep. Ook is de structuur van deze buffers volgens dezelfde D/E-ratio als de projectlening. Bij offshore projecten vertaalt zich dit in

twee types; de contingent facility en de reserve maintenance account. De contingent facility is een buffer in de constructiefase. Dit budget moet voldoende zijn om gedurende één jaar vertraging aan de schuldverplichtingen te kunnen voldoen. Deze reserve is van cruciaal belang voor het project en loopt soms op tot 15% van het constructiebudget (zie figuur 5, p. 17). De reserve maintenance account is een gelijkaardige buffer tijdens de operationele fase. In de meeste gevallen wordt deze evenwel niet gebruikt aangezien het onderhoudscontract en de garanties voldoende risico wegwerken. De technisch adviseur bepaalt de grootte van deze twee buffers. Daarnaast heeft de bank ook controle over de proceeds account van het project, de bankrekening waar alle projectinkomsten op komen. Dit maakt het gemakkelijk om de controle over te nemen bij falen. Ten tweede het gebruik van het 'cash flow waterfall'-contract. Dit contract tussen de bank en de ontwikkelaar specificeert de volgorde waarin de kasstromen van het project uitbetaald worden. Meestal komen de operationele uitgaven eerst, vervolgens de kapitaal- en interestaflossingen en daarna de dividenden. Tenslotte schrijft de bank ook wisselbrieven uit om extra dekking te voorzien voor de leveranciers aan het project. Dit dekt ook het risico voor de bank in, maar dit overtuigt de leveranciers vooral om de strikte garanties te aanvaarden. (C-power, 2010c; C-Power, 2010a; Fijnaut, 2012; Subramanian, Tung, & Wang, 2008; Guillet, 2009a)

Figuur 14: Structuur termijnlening



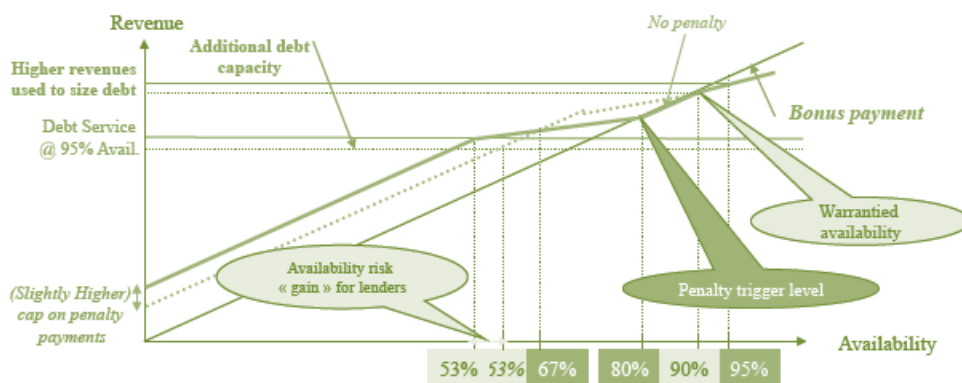
Bron: Beaumont, T. (2012, december 17)

Na deze fase zal de bank het term sheet samen stellen. De bank beslist nu over de termijn, de interest en de aflossingstabel van de lening. De termijn is korter dan het onderhoudscontract of de PPA met nog een bufferperiode op (12 - 15jaar). Figuur 14 geeft een overzicht van een termijnlening van 12 jaar volgens de tijdslijn van het project. Vanaf jaar 0 kent de bank de lening toe en begint het project fondsen te gebruiken voor de constructiefase. Na 1,5 jaar is deze afgerond. Om vertragingen in de constructiefase op te vangen,

voorziet de bank nog een extra bufferperiode alvorens het project de lening begint terug te betalen. Ook de revenue tail is duidelijk zichtbaar. Dit is een tweede bufferperiode na de afloop van de geplande termijn van de lening. Het project moet de bank nog 2 extra jaren aan financiële informatie geven. Scenario 2 geeft de situatie weer waar een cash sweep in werking treedt of waar de kapitaalaflossing aangepast wordt o.b.v. de LLCR. Het project betaalt in dit scenario de lening dus sneller terug. (Pickle & Wisser, 1997; Derudder, 2012)

### 6.3.1. VOORBEELD: TURBINE

**Figuur 15: Structuur garantie**



Stippenlijn: opbrengst met garantie en trigger level op 90%,  
 Volle lijn: opbrengst met garantie en bonus, 90% (bovenste) of zonder garantie (onderste), trigger level 80%.  
 Als toegeving aan de leverancier werden de financiële berekeningen uitgevoerd bij een beschikbaarheid van 95% (fijne stippenlijn).

Bron: Guillet, J. (2009a).

Een belangrijk onderdeel van het turbineonderhoudscontract is de garantie. Deze tool stelt de financier in staat om de leveranciers boetes op te leggen als de turbine niet de voorspelde beschikbaarheid haalt. Ook zijn er beloningen voorzien, als de beschikbaarheid sterk de voorspelde cijfers overtreft. Daarna wordt er een link gemaakt tussen de DSCR en de beschikbaarheidscijfers. Door de DSCR in de gaten te houden, zal de bank weten wanneer het triggerniveau bereikt is en de leverancier dus gewaarschuwd moet worden. Het systeem werkt als volgt; technische analisten bepalen een bepaald minimaal beschikbaarheidsniveau, variërend tussen 90 en 92%. Als de beschikbaarheid hieronder zakt, krijgt de leverancier een waarschuwing. Pas als de beschikbaarheid daalt onder 80% zal hij boetes moeten betalen. Dit geeft hem voldoende tijd om onderhoud en aanpassing uit te voeren. De grootte van de boete moet voldoende zijn om de cashflow van de ontwikkelaar aan te vullen tot het voorspelde niveau en dus de schuldaflossingen niet in gevaar brengen. Figuur 15 geeft de garantiestructuur, gebruikt door Dexia bij de financiering van Q7 en C-Power. (Guillet, 2009a; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Beaumont, 2012)



## 6.4. STAP IV: SENSITIVITEITSANALYSE

In de laatste stap analyseert de bank de impact van minder waarschijnlijke problemen op het financieel model. Door gebruik te maken van verschillende scenario's kan ze testen wat het effect is op de DSCR en de beschikbaarheidcijfers. Hier zal een minder conservatieve grens voor de DSCR gezet worden, 1.15 i.p.v. 1.25. Deze analyse kijkt enkel naar worst case scenario's en bekijkt of het windpark dit kan overleven. Om het effect eenduidig te bepalen, moeten de geteste risico's onafhankelijk zijn van elkaar. De risico's worden zowel apart als gecombineerd bekeken. (Derudder, 2012; Beaumont, 2012)

Tabel 15: Worstcase scenario's

Risico	Scenario
Technologisch risico	Seriedefect in cruciale onderdelen
Operationeel risico	Windstudie bij P95, P99
	Faling cruciale onderdelen windpark
	x% minder wind – wind valt volledig weg gedurende periodes
	Elektriciteitsprijs daalt sterk (marktrisico)
Constructierisico	1 jaar vertraging
	Stormachtig jaar – toegankelijkheid beperkt
Structureel risico	Faillissement belangrijke partner
	Contractbreuk
Politiek risico	Retroactief wegvallen overheidsinitiatieven

Bron: eigen samenstelling

Zowel tijdens de constructiefase en de operationele fase wordt het effect bekeken van lange vertragingen en hoge kostenoverschrijdingen. De bank zal ook het effect van verschillende productieverminderende scenario's tijdens de operationele fase bekijken. Daarnaast zal het politiek risico hier geanalyseerd worden. Het is belangrijk te weten wat het maximale negatieve effect kan zijn van wegvallende overheidssteun. De marktprijs voor elektriciteit zal hierbij terug sterk meespelen. Het effect van een sterke daling van deze prijs moet dus ook grondig geanalyseerd worden. Tabel 15 geeft een niet-uitputtende lijst van scenario's. (Fijnaut, 2012; Bergvelt & Zuiderwijk, 2013)

### 6.4.1. VOORBEELD: TURBINE

Onderhoudscontracten met strikte clausules en garanties werken de meest waarschijnlijke risico's weg. Maar er blijven nog altijd bepaalde worst case scenario's die werkelijkheid kunnen worden. Er kunnen seriedefecten gevonden worden in de turbines, zeker als er sprake is van een 'non-proven technology'. Ook al zijn hier clausules voorzien voor het opvangen van de kosten, dit zal een serieuze vertraging met zich meebrengen die zijn effect zal hebben op de kasstromen van het project. Daarnaast kan er ook contractbreuk

gepleegd worden door de turbineleverancier. Hij kan zich niet aan zijn beloftes houden om altijd reserveonderdelen beschikbaar te hebben of hij gaat in faillissement. Al deze scenario's zullen een substantieel effect hebben op de kasstroom en dus op de DSCR. Zolang deze effecten hem niet laten zakken tot aan het falingsniveau, is het risico aanvaardbaar.

## 6.5. FRAMEWORK

Onderstaand framework geeft een niet-uitputtende samenvatting van hoe de verschillende risico's opgesomd in hoofdstuk 5 kunnen beheerd worden.

**Tabel 16: Framework risicobeheer van een offshore windpark**

	I: Contracteren	II: Due diligence	III: Kwantificeren	IV: Sensitiviteitsanalyse
<b>Technologisch risico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garanties leveranciers</li> <li>• Recourse op activa leveranciers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technische due diligence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technical cash sweep</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seriedefect</li> </ul>
<b>Constructierisico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Afname- en constructiecontracten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Financiële due diligence</li> <li>• Legale due diligence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contingent facility</li> <li>• Tijdsbuffer voor afbetaling lening</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Effect lange vertragingen</li> <li>• Slechte weersomstandigheden</li> </ul>
<b>Operationeel risico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Onderhoudscontracten met zware boetes bij onbeschikbaar</li> <li>• Garanties</li> <li>• Clausules voor nieuw contract</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High-level analyse identiteit partners</li> <li>• Legale due diligence</li> <li>• Windstudie P90</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantie linken aan DSCR</li> <li>• Reserve maintenance account</li> <li>• Revenue tail</li> <li>• Cash sweep (upside/downside)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Windstudie P95, P99</li> <li>• Effect wegvallen cruciale onderdelen</li> </ul>
<b>Structureel risico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interface mgt.</li> <li>• 'Direct agreement'-clausule</li> <li>• FIDIC - contractstandaarden</li> <li>• Verzekeringen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planning nakijken (budget + timing)</li> <li>• Legale due diligence (contracten)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximum D/E-ratio</li> <li>• Cash sweep (beschermt SE tegen AH)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Faillissement partner</li> <li>• Contractbreuk</li> </ul>
<b>Politiek risico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PPA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legale due diligence (stabiliteit steun)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Termijn lening aangepast aan PPA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Effect wegvallen overheidsinitiatieven</li> </ul>

Bron: eigen samenstelling

## 7. TOEKOMSTPERSPECTIEF EN TRENDS

De offshore industrie staat nog in zijn kinderschoenen wat betekent dat nu de basis van deze industrie gevormd wordt. Offshore wind wordt nog als een niet mature sector gezien door de financiers. Technologisch en industrieel leren zal deze sector doen evolueren tot een 'proven technology' die aan de meest gunstige voorwaarden gefinancierd kan worden. Maar ondanks zijn jeugdigheid heeft deze sector al tumultueuze periodes doorgemaakt. (KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

De jaren 2000 hebben twee belangrijke periodes gekend die de groei en ontwikkeling van offshore wind sterk beïnvloed hebben. Gedurende 2004 - 2008 kende de offshore windindustrie sterke bottlenecks in de toeleveringsketen met enorme prijsstijgingen tot gevolg. Hierop volgde een tweede klap: de financiële crisis, die de schuldfinanciering sterk beperkte. Nadien verergerde de situatie door de overheidsschuldcrisis. Onderstaande paragrafen zullen verder uitbreiden over de huidige stand van zaken en de gevolgen voor offshore wind.

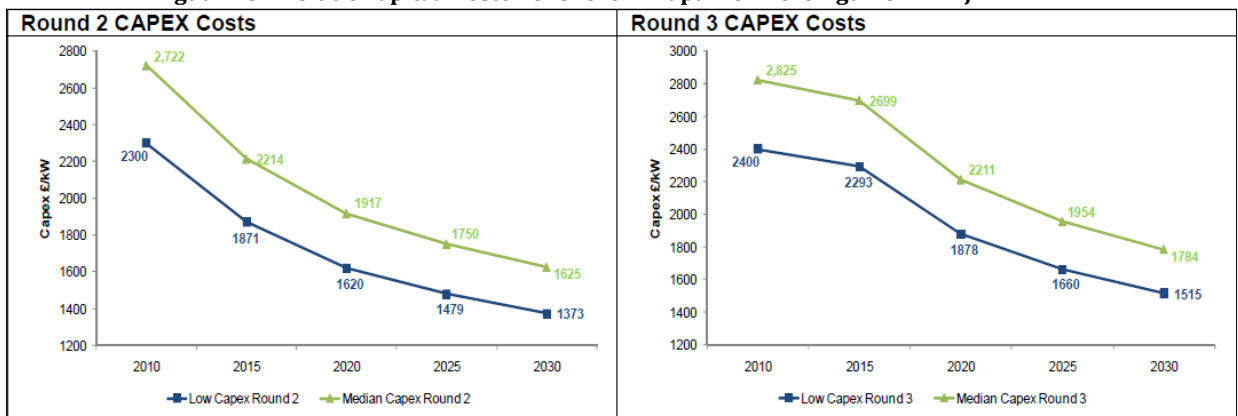
### 7.1. OFFSHORE WINDENERGIE BLIJFT TE DUUR

Offshore wind is en blijft niet competitief met conventionele energiebronnen en is voor zijn verdere groei dus sterk afhankelijk van overheidssteun. Maar waarom precies is deze sector zo duur? Ten eerste moet het onderscheid gesteld worden tussen de prijs en de kost van offshore wind. De prijs is de elektriciteitsprijs die de ontwikkelaar kan krijgen van het nutsbedrijf dat de energie afneemt. Deze wordt sterk beïnvloedt door de marktprijs en de verschillende steunmaatregelen van de overheid. De kost van offshore wind is de investeringskost die afhangt van de constructie- en operationele kosten. Dit getal wordt dan voornamelijk bepaald door industriefactoren. Het is deze tweede definitie van 'offshore wind is duur' die verder wordt uitgewerkt in deze paragraaf. (European Wind Energy Association, 2009c)

Aangezien offshore wind nog een dergelijk jonge sector is, werd en wordt hij geplaagd door een serie aan marktimperfecties die de kostprijs sterk opdrijft. Ten eerste is er sprake van een groot aantal bottlenecks in de onderontwikkelde toeleveringsketen. De meeste leveranciers leveren niet alleen aan offshore projecten maar ook aan onshore projecten. Onshore projecten krijgen meestal voorrang op offshore, omwille van het hogere risico in offshore. Deze bottlenecks bevinden zich ook bij het meeste cruciale onderdeel, de turbine. In 2004 - 2008 werd deze bottleneck overduidelijk door de sterk toegenomen vraag naar onshore windturbines, vooral in Noord-Amerika en Azië, en de toename in herstellingen in bestaande

parken. De prijs van een turbine steeg van 2005 - 2008 met 20%. Er was sprake van tekorten bij tweede en derde graad leveranciers, respectievelijk leveranciers van onderdelen (rotorbladen en versnellingsmechanisme) en van de grondstoffen voor deze onderdelen (staal en koolstofvezel). Daarnaast waren er ook grote tekorten in de logistiek. Voor de gespecialiseerde schepen en personeel is er namelijk sterke concurrentie met de olie- en gasector. Ten tweede is deze industrie nog heel sterk regionaal gesegmenteerd. De belangrijkste leveranciers voor de windenergie industrie komen slechts uit 6 landen: de V.S., Duitsland, Spanje, Denemarken, China en India. Ten derde zijn er te weinig spelers in de markt, waardoor de concurrentie de prijzen niet naar beneden kan duwen. Bij de turbineleveranciers hebben Vestas en Siemens jarenlang meer dan 80% van de markt in handen gehad. (BNEF & UNEP, 2012; Blanco M. I., 2009; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b; European Wind Energy Association, 2009a; European Wind Energy Association, 2011; Ernst & Young, 2009; Hand, et al., 2011; Weaver, 2012)

**Figuur 16: Evolutie kapitaalkosten offshore windparken Verenigd Koninkrijk**



Bron: Deutsche Bank Climate Change Advisors (2011b)

Normaal zorgen technologisch en industrieel leren voor sterke kostendalingen naarmate een industrie meer rijp wordt. Bij offshore wind gaat dit niet helemaal op omwille van de 'scaling-up'-trend, hierdoor stegen de prijzen van 2011 tot 2012 met nog eens 20%. De huidige offshore windparken bevinden zich allemaal in de 20x20-zone, op maximum 20 meter diepte en maximum 20 kilometer afstand van de kust. In de 60x60-zone zijn de afgelopen jaren ook heel wat parken bijgekomen en de geplande parken bevinden zich ook in >60x60-zone (verder dan 60 km van de kust). Deze trend om dieper en verder te gaan heeft ervoor gezorgd dat de investeringskost toeneemt omwille van de gestegen netconnectie kost en grotere vraag naar gespecialiseerde schepen. Diepere zones betekenen dat er ook meer moet geïnvesteerd worden in de funderingen, waar ook weer meer grondstoffen voor nodig zijn. Daarnaast worden de turbines alleen maar zwaarder en groter, tot ze hun optimum

hebben bereikt. Omwille van deze trend wordt verwacht dat het kostenverlagend vermogen van leren pas zal inwerken van 2015. Figuur 16 maakt dit duidelijk. De offshore windparken in het V.K. werden opgedeeld in verschillende rondes, waarbij ronde 1 en 2 binnen de 20\*20-zonde zitten en ronde 3 erbuiten. De grafiek maakt duidelijk wat het effect is van 'scaling-up' op de investeringskost van het park. (BNEF & UNEP, 2012; European Wind Energy Association, 2009a; European Wind Energy Association, 2011; Zuiderwijk, 2012)

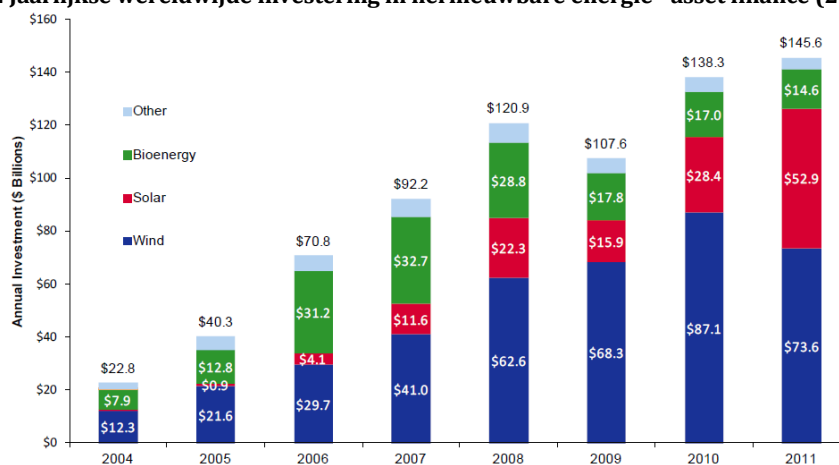
De laatste jaren zijn er evenwel positieve tekenen waargenomen binnen de offshore industrie. Ten eerste is er meer en meer concurrentie binnen de toeleveringsketen. Nieuwe spelers uit zowel Europa en Azië hebben zich stevig gesetteld in deze voorheen geconcentreerde markt. Op deze manier kan ook de productiecapaciteit uitbreiden. In Europa wordt geraamd dat de capaciteit nu voldoende is om aan de vraag te voldoen en zelfs ruimte te laten voor exportmogelijkheden. Ten tweede wordt offshore wind ook als meer matuur aanzien. Gevestigde nutsbedrijven en andere grote internationale industriëlen zijn betrokken bij de ontwikkeling van de nieuwste parken. Dit maakt grotere parken financierbaar. Ten derde zijn er meer en meer leveranciers die gespecialiseerde producten aanbieden voor de offshore sector. Hierdoor moet offshore wind niet meer concurreren met onshore wind voor productiecapaciteit. Een nadeel blijft dat de tweede en derde graad leveranciers nog steeds gemeenschappelijk blijven met onshore wind. Ten vierde is er meer verticale integratie in de sector. Turbine leveranciers integreren de productie van de rotorbladen en het versnellingsmechanisme. De verticale integratie van cruciale onderdelen kan de bottlenecks bij de tweede graad leveranciers sterk verminderen. Al deze evoluties maken dat de toeleveringsketen van offshore wind zich verder kan ontwikkelen en bottlenecks wegwerkt worden. (Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2011b; European Wind Energy Association, 2010; European Wind Energy Association, 2011; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Weaver, 2012; Hand, et al., 2011)

Er zijn natuurlijk nog een aantal werkpunten. Om optimaal te profiteren van de technologische leercurve zijn er voldoende investeringen in Onderzoek & Ontwikkeling nodig. Hier heeft de crisis een sterk negatief effect gehad met een daling van 23% in 2012 t.o.v. 2011. Daarnaast moet ook het toekomstig tekort aan gespecialiseerd personeel nu aangepakt worden. Gespecialiseerde opleidingen aan universiteiten, bijscholingsprogramma's en een algemene bewustmakingscampagne van de sector kan al veel mensen hier warm voor maken. Ook zal er opener moet omgegaan worden met informatie. Zonder een open informatie-uitwisseling kan er geen standaardisatie optreden. Uiteindelijk zal de toegenomen ervaring van de ontwikkelaars en leveranciers de constructie- en operationele kosten naar beneden

drijven, zal het beter begrip van de risico's de financiële kost naar beneden drijven en zal de toegenomen concurrentie en productiecapaciteit de aankoopkost van onderdelen naar beneden drijven. (Blanco M. I., 2009; Ernst & Young, 2009; KPMG Energy & Natural Resources, 2010; Weaver, 2012; BNEF & UNEP, 2012)

## 7.2. VAN EEN FINANCIËLE CRISIS NAAR EEN ENERGIECRISIS?

**Figuur 17: Jaarlijkse wereldwijde investering in hernieuwbare energie - asset finance (2004-2011)**



Bron: Deutsche Bank Climate Change Advisors (2012)

De omstandigheden op de financiële markten hebben een grote invloed op projecten die sterk afhankelijk zijn van schuldfinanciering, zoals offshore projecten. In 2007 jaagde het kapitaal letterlijk op windenergieprojecten, waar eind 2008 het kapitaal volledig opgedroogd was. Figuur 17 geeft duidelijk aan wat het effect was van de kredietcrisis eind 2008; de exponentiële groei van groene energie werd abrupt afgebroken. Maar voor windenergie vielen de gevolgen nog relatief mee. Omwille van de hoge olie- en gasprijzen en zijn redelijke maturiteit bleef windenergie steun krijgen van overheden en doorstond het de kredietcrisis nog relatief intact. Ook werden veel banken deels genationaliseerd waardoor de overheid rechtstreeks de financiering stuurde. In 2010 was amper nog iets te merken van de tegenslag in 2008 en groei herpakte zich tot de eurocrisis van 2011 insloeg. Deze schulden crisis bij de Europese overheden beïnvloedt de windsector hard omwille van zijn grote afhankelijkheid van de overheid. Ook worden nu pas de lange termijngevolgen van de opeenvolgende crisissen duidelijk. Zowel bij de financiële instellingen, het beleid en in de toeleveringsketen heeft de crisis slachtoffers gemaakt. (Bollinger, Harper, & Karcher, 2007; Deutsche Bank Climate Change Advisors, 2012; Fritz-Morgenthal et al., 2009; KPMG Energy & Natural Resources, 2010)

Tijdens de kredietcrisis sneuvelden veel banken die voorlopers waren in het financieren van offshore windparken, o.a. Dexia en Fortis. De effectiseringsmarkt viel volledig stil waardoor er moest overgegaan worden op duurdere en langzame club deals. Ook ondergingen vele andere banken verlaging van hun kredietwaardigheid. Al dit ging gepaard met een stijging van de kost waaraan zij zelf konden lenen en een inkrimping van de balansen. Dit alles zorgde ervoor dat in de nasleep van de kredietcrisis, het weinige kapitaal enkel beschikbaar was aan hoge marges en onder strenge voorwaarden. Banken wilden geen constructierisico of marktrisico op zich nemen en financierden de ontwikkelingsfase niet meer. Meer banken werden alleen arranger en droegen niet bij aan de lening zelf. De EIB heeft een belangrijke rol gespeeld in het mogelijk maken van financiering voor offshore projecten. Vaak nam zij 50% van de lening op zich inclusief de verzekering ervan. Haar aanwezigheid gaf vertrouwen aan de risicoaverse financiële sector. Momenteel is er wel financiering beschikbaar maar banken gaan voor de beste projecten en werken met zeer conservatieve ramingen. Hierdoor blijven heel veel projecten evenwel wachten op gunstigere omstandigheden. Nu nemen banken wel terug constructierisico op zich in combinatie met strikte garanties van de leveranciers. Een verborgen voordeel van de kredietcrisis is dat de gestegen marges opgevangen worden door een historische lage EURIBOR en LIBOR, waardoor de globale rente nog niet onmogelijk hoog is. (BNEF, SEFI & UNEP, 2010; Bouille & Krachenko, 2012; Fijnaut, 2012; Fritz-Morgenthal et al., 2009; Guillet, 2009b; Kann, 2009; Lopez, 2008; Standard&Poor's rating services, 2012)

In de nasleep van de kredietcrisis zijn er ook beleidsmatige beslissingen genomen die significante gevolgen zullen hebben voor de offshore sector. Basel III zal de kapitaal- en liquiditeitsvereisten voor financiële instellingen geleidelijk aan verhogen. Banken zullen meer kapitaal moeten aanhouden voor langlopende en/of risicovollere kredieten met een hogere kapitaalkost als gevolg. Daarom zullen banken minder grote leningen met een kortere looptijd uitschrijven. Meer banken zullen dus betrokken per deal, resulterend in langere onderhandelingen. Kortere looptijden brengen daarnaast een groot herfinancieringsrisico en dus ook hogere financiële kosten met zich mee. Er zijn verschillende scenario's mogelijk die omgaan met de kortere looptijden. Ten eerste kan er naast de korte lening van de bank ook gebruik gemaakt worden van andere bronnen. Mogelijkheden zijn institutionele investeerders, obligaties en coöperatieven. Coöperatieven zijn verenigen van lokale bewoners die mee investeren in het project. Ten tweede kan er ook overgegaan worden op two-stage funding. Hierbij financiert de bank met een korte termijnlending de constructiefase en verkrijgt het project voor de operationele fase financiering uit obligaties via institutionele investeer-

ders, het zogenaamde 'bridge to bond'-model. De verstrengde liquiditeitsvereisten van hun kant, eisen hun tol in het verminderd gebruik van wisselbrieven. Om dit toegenomen constructierisico te dekken, worden vaak hogere marges gevraagd. Solvency II zal ook kapitaalvereisten introduceren bij verzekeraars van zware risico's wat ook zijn effecten zal hebben op offshore wind. Tabel 17 geeft weer wat het effect was van de verschillende crisissen op de financieringsvoorwaarden. Hieruit blijkt dat financiering nog steeds mogelijk is. De risicoaversie van vlak na de kredietcrisis is weggeëbd maar de risico's worden nu ingeprijsd in de marges. (Fijnaut, 2012; Kann, 2009; Meyer, 2007; Standard&Poor's rating services, 2012; Hand, et al., 2011)

**Tabel 17: Effect crisis op financieringsvoorwaarden**

	Voor 2008	Na 2008	Nu	Basel III
<b>DSCR (bij P90)</b>	1.4	1.45	1.3	=
<b>Marge</b>	60 - 100bp.	200 - 300bp.	250 - 350bp.	+
<b>Looptijd</b>	15 - 20 jaar	10 - 15 jaar	13 - 15 jaar	7 jaar
<b>D/E</b>	Tot 90/10	70/30	70/30	-
<b>Fees</b>	0.8%	2.3%		

Bron basisgegevens: Bollinger, M., Harper, J. P., & Karcher, M. D. (2007); Guillet, J. (2009b); Lopez, D. G. (2008); Menzel, M. (2009).

De opeenvolging van crisissen heeft Europa in een volwaardige economische crisis gedompeld, wat zijn effecten heeft in alle lagen van de toeleveringsketen van offshore wind. De effecten bleven beperkt bij de leveranciers maar de gevestigde industriëlen en nutsbedrijven zijn nu minder happig op investeringen in non-core projecten. Bij de leveranciers zien we wel een sterke besparing in O&O. Bij de ontwikkelaars hebben velen hun balansen ingekrompen omwille van financieringsproblemen. Dit in combinatie met de stijgende omvang van projecten verhoogt de noodzaak van projectfinanciering. Daarnaast moet de ontwikkelaar ook in staat zijn de ontwikkelingskosten te dragen. Hierdoor worden nog meer projecten uitgesteld. De inkrimping van de economie heeft ook zijn effect op de elektriciteitsprijs. Minder vraag laat deze namelijk dalen. (Bouille & Krachenko, 2012; European Wind Energy Association, 2011; Zuiderwijk, 2012)

Het effect van de huidige overheidsschuldcrisis op de ontwikkeling van de offshore sector is nog onduidelijk. Uit verschillende enquêtes afgenomen bij bedrijven uit de sector blijkt dat men denkt dat de kredietcrisis de aandacht weg trekt van de klimaatcrisis. De investeringen in O&O zijn sterk gedaald en steunmechanismes worden herbekend op hun financiële draagbaarheid. Dit alles heeft ook zijn effect op de financieringskost aangezien de opbrengsten van een offshore project sterk afhangen van overheidssteun. (BNEF & UNEP, 2012)



## 8. CONCLUSIE

In het licht van de huidige economische omstandigheden en de komende regulatorische veranderingen, is het erg belangrijk om de diverse risico's van offshore wind investeringen grondig te beheren. Ondanks de slechtere economische omstandigheden, kunnen innovatieve projecten zoals offshore wind nog altijd financiering bekomen.

Offshore wind zal een belangrijke rol spelen in de energiemix van de toekomst van zowel Europa, Noord-Amerika als van Azië omwille van verschillende ecologische maar ook economische redenen. Een lage life cycle CO<sub>2</sub>-uitstoot draagt bij tot een vermindering van de uitstoot van broeikasgassen. Offshore wind is onuitputtelijk als energiebron. Het brengt geen geluidsoverlast voort en de visuele impact is beperkt, waardoor het de publieke opinie mee heeft. De constructie van windparken gebeurt snel en met geringe uitstoot van CO<sub>2</sub>. Ook creëert de windsector honderdduizenden nieuwe banen en stimuleert het hoogtechnologische ontwikkelingen. Daarnaast is offshore wind een inheemse energiebron van veel van de grootste energieverbruikers. Grote economieën hebben zich van nature aan kustlijnen ontwikkeld omwille van de bereikbaarheid. Hier is offshore wind ook vaak de grootste inheemse energiebron. Dit waarborgt de energiezekerheid, een onderwerp dat bij beleidsmakers hoog op de agenda staat. De sterke groei die beleidsmakers voorzien voor offshore wind wordt evenwel gehinderd door drie belangrijke aspecten. Ten eerste de financiering, ten tweede de prijs en ten derde de variabiliteit van de energiebron. Deze thesis richt zich vooral op het eerste aspect en geeft aanbevelingen voor het tweede aspect (terug te vinden in hoofdstuk 7). Het derde aspect valt buiten het bereik van dit werkstuk.

De grootte van de nodige investeringen in offshore wind maakt dat overheidssteun en balansfinanciering niet volstaan. Projectfinanciering (PF) zal een belangrijkere rol spelen. Om de financiering mogelijk te maken is evenwel een beter begrip en beheer van de risico's nodig. Voor veel van de risico's waar offshore wind mee te maken heeft bestaan nu nog geen benchmarks omwille van de nieuwigheid van de technologie. Dit werkstuk identificeerde volgende risico's als zijnde belangrijk: technologisch, constructie-, operationeel, structureel en politiek risico. Technologisch risico vanwege de jeugdigheid van de technologische toepassing. Constructie – en operationeel risico ook vanwege de jeugdigheid, gecombineerd met de moeilijker omstandigheden op zee voor o.a. transport. Structureel risico omdat er zeer veel risico schuilt in het samenwerken met veel verschillende partners op contractbasis. Deze vorm van verbintenis is niet zo sterk als wanneer er bijvoor-

beeld joint ventures zouden gevormd worden. En tenslotte politiek risico omdat vanwege de sterke afhankelijkheid van offshore wind aan steunmechanismes van overheidswege. Op basis van het framework, voorgesteld in dit werkstuk, kan een analyse gemaakt worden van deze risico's en kunnen deze vervolgens op de best mogelijk manier beheerd worden. Dit framework is zowel geschikt voor de financiële instelling om een deal te structureren als voor de ontwikkelaar om financiering te bemachtigen, zowel binnen projectfinanciering als binnen balansfinanciering. Stap I houdt het transfereren van het risico naar de meest geschikte partij in. Dit betekent weg van de ontwikkelaar, naar een leverancier, kredietverzekeraar, maritiem specialist enzovoort. Stap II houdt het grondig analyseren van alle informatie en gegevens die voorzien zijn. Deze due diligence-onderzoeken brengen meer duidelijkheid in de omvang van de risico's. Stap I en II worden geïtereerd tot alle grote risico's gemitigeerd zijn. Hoe beter voorbereid de ontwikkelaar is, hoe korter deze iteratiestappen zijn. Stap III kwantificeert de residuele risico's en voorziet in middelen om indien het risico zich manifesteert, het gat te kunnen dichten. Stap IV vervolgens test de robuustheid van de uiteindelijke financiering tegen worstcase scenario's door middel van een sensitiviteitsanalyse.

Het gebruik van een dergelijk framework zou voor meer begrip binnen en buiten de sector zorgen die de financiering sneller mogelijk kan maken. Met de maturiteit van de sector zal ook meer standaardisatie en transparantie in de sector komen waardoor technologisch en industrieel leren voor de nodige kostreducties kunnen zorgen. Verder onderzoek naar de kostendynamiek van offshore wind kan leren wat de nodige voorwaarden zijn om deze groei te ondersteunen. En onderzoek naar het effect van de variabiliteit van windenergie in het elektriciteitsnet kan een verder uitbreiding aanmoedigen. Naast deze drie beperkende factoren zijn ook nog andere factoren van belang waar onderzoek eerder beperkt is. Bijvoorbeeld het effect van Basel III en Solvency II op de PF-sector en wat dit betekent voor de groei van offshore wind. Voornamelijk omdat dit herfinancieringsrisico introduceert, een onderwerp waar dit werkstuk niet op in gaat. Ook is het van belang dat onderzoek het belang van O&O investeringen aanduidt om markten aan te moedigen deze investeringen terug op te nemen. Uit dit onderzoek kan ook bepaald worden hoe overheden hun steunbeleid het best kunnen organiseren aangezien politiek risico toch een grote invloed heeft op de financieringskosten. Daarnaast is het ook opportuun om het effect van huidige schulden crisis binnen de overheidsfinanciën op het steunbeleid te bepalen.

# GLOSSARIUM

Achtergestelde lening	Contractuele achterstelling van betaling in geval van een faillissement. Achtergesteld t.o.v. andere kredieten, aandelen staan nog achter hen.
Asset finance	Alle middelen geïnvesteerd in projecten voor productie via balansfinanciering, schuldfinanciering of aandelen kapitaal (in dit geval project voor energieproductie via hernieuwbare bronnen).
Bankability/ bankable	Da mate waarin een economisch project leningen kan krijgen van een bank.
Belpex	Of Belgian Power Exchange, is de Belgische elektriciteitsbeurs. Deze prijzen worden gevormd door vrij markt handelen tussen de CWE-landen. Deze prijzen worden ook gebruikt als referentieprijzen in het vaststellen van bilaterale contracten.
Beschikbaarheid	De beschikbaarheidfactor berekend men door het aantal werkzame uren te delen door de tijd die beschikbaar was. De beschikbaarheidfactor wordt ook wel de netto capaciteitsfactor genoemd, daar deze rekening houdt met technische beschikbaarheid, energieverliezen enzovoort. Bij wind- en zonne-energie wordt de technologie als niet beschikbaar bevonden als er geen zon of wind is hoewel ook vaak het omgekeerde geldt in definities. In dit werkstuk wordt de beschikbaarheid enkel bekeken over de 'goede wind'-uren.
Capaciteitsfactor	De capaciteitsfactor wordt gedefinieerd als de werkelijk geproduceerde energie in kWh gedeeld door het product van capaciteit van de turbines maal het aantal voorziene draaiuren. In geval van wind zijn deze sterk afhankelijk van de geografische omgeving, de beschikbaarheid en de power curve. (Weaver, 2012)
CHP-plant	Een CHP-plant of Combined Heat and Power plant is een energiecentrale waar zowel warmte als elektriciteit wordt gegenereerd. De meeste gekende vorm hiervan is een cogeneratieunit waarbij de warmte die vrij komt bij de productie van elektriciteit door middel van het verbranden van gasen, ook nuttig gebruikt als verwarming.
Contingent facility	De contingent facility is een hoeveelheid kapitaal dat op een geblokkeerde rekening wordt geplaatst. Dit kapitaal dient als buffer in geval van kostenoverschrijdingen tijdens de constructiefase.

Contingent loan	Een lening verschaft door diezelfde bankengroep die de projectlening verschaft voor het financieren van de contingent facility, ook vaak aan dezelfde voorwaarden maar ondergeschikt aan de projectlening.
Conventionele energie	Conventionele energie is energie uit technologieën die reeds volledig matuur zijn. Naast de technologieën gebruik makend van fossiele brandstoffen zoals kool, olie en aardgas, behoort ook kernenergie en waterkrachtenergie hierbij.
Direct loan	Lening direct tussen project en bedrijf, zonder financiële instelling als tussenpersoon. Komt in verschillende vormen voor, o.a. projectobligatie.
Economisch competitief potentieel	Hierbij wordt het technisch potentieel verder uitgedund door ook rekening te houden met de kostprijs. Men kan nog een stapje verder gaan naar de realiteit van het potentieel door naar het marktpotentieel te kijken. Hier wordt ook nog rekening gehouden met marktacceptatie en het beleid.
Effectiseringsmarkt	Op de effectiseringsmarkt verkopen financiële instellingen hun activa (leningen) verder door maar verdeelt in stukken. Op deze manier verplaatsen ze het risico naar andere financiële instellingen.
Engineering, Procurement, Construction and Install	In deze vorm van constructiecontracting zal één enkele contractor het design, het voorzien van de onderdelen, de constructie van deze onderdelen en het installeren in de offshore site op zich nemen.
Financial close	De financial close is het moment waarop de term sheet ondertekend wordt door de financiers en de ontwikkelaar. Vanaf dit punt wordt de lening toegekend.
Full load uren	Het aantal uren waaraan de turbine aan volle capaciteit energie kan produceren (zijnde vanaf de minimumsnelheid 11m/s tot de stopsnelheid 25 m/s).
Grondstof-risico	Het risico dat uitgaat van het kunnen bekomen van de basisgrondstof van het proces. Ook gelinkt aan de prijs van deze grondstof.
Hefboomfonds	Een privé investeringsfonds met een beperkt aantal investeerders, dat meestal grote bedragen inbrengen. Het wordt agressief beheerd en wordt gestreefd naar hoge rendementen.

Hernieuwbare energie	Energie uit een onuitputtelijke bron. Een energiebron die dus ook voor de komende generaties nog beschikbaar zal zijn.
Industrierisico	Risico inherent aan de industrie. Afhankelijk van de ontwikkelingsfase van deze industrie.
Investment grade	Investeringsactiva worden door kredietratingbureaus zoals S&P en Moody's beoordeeld op hun kredietwaardigheid. Een Investment Grade investering bevindt zich in de bovenste helft van de rates en is dus een investering die zeer waarschijnlijk aan zijn schulden zal kunnen voldoen. S&P: minimum BBB-.
Levelized cost of energy	Is de kostprijs waaraan de elektriciteit moet gegenereerd worden opdat het park breakeven loopt over de volledige levensduur. Het bevat de kost van de ontwikkeling, constructie en de operaties en onderhoud alsook de kapitaalkost.
Life cycle CO <sub>2</sub>	Men kijkt hierbij de uitstoot van CO <sub>2</sub> gedurende de hele levensduur van de energievorm, gaande van de ontginning, productie, transport, verbruik tot uiteindelijk de afvalverwerking.
Marge	Financiële instellingen quoteren hun prijs in een marge bovenop de interbankrente (EURIBOR of LIBOR)
Mezzanine loan	Een vorm van achtergestelde lening. De enige die na hem terugbetaald krijgt in het geval van een faillissement zijn de gewone aandelen. Deze vorm van schuld is duurder dan gewone termijnleningen maar neemt meer risico op zich.
Multi-contracting	Een constructiestructuur waarbij de uitvoerders verbonden zijn aan het project door middel van meerdere individuele contracten.
Non-proven technologies	Nieuwe, innovatieve technologische toepassingen die nog nooit gebruikt zijn in een commercieel project. Er kunnen wel al testen plaatsgevonden hebben in laboratoria of modelparken maar de toepassing zal nog niet zijn gehele levensduur uitgedaan hebben.
Offshore wind	Offshore wind verwijst naar de energie die verkregen wordt uit windparken op zee.
Onshore wind	Onshore wind verwijst naar de energie die verkregen wordt uit windparken op het vasteland.
Proceeds account	De bankrekening van het project waar alle kasstromen van de dagdagelijkse activiteiten initieel terecht komen.

Project Information Memorandum	Een document opgesteld door een projectontwikkelaar waarin hij zijn business plan uit te doeken doet voor eventuele financiers.
Projectlening	De hoofdlening verschaft aan een project door een bankengroep.
Project-obligatie	Een obligatie uitgegeven door een project, waarbij de schuld enkel gebruikt wordt voor de activiteiten van het project en niet voor activiteiten van de aandeelhouders.
Recourse	Bij een recourse lening kan de bank ingeval van falen beslag nemen op de activa van de ondertekende partijen. Bij een non-recourse blijft dit beperkt tot enkel de activa van het project waarop de lening betrekking heeft.
Risico-contaminatie	Door een laag risico en een hoog risico activa onder te brengen in eenzelfde bedrijf zal ook het laag risico activa risicovoller worden aangezien zij door dezelfde middelen wordt gefinancierd als het hoog risico activa.
Seriedefecten	Een seriedefect is een defect die in het design van een bepaald product gesloten is. Hierdoor zit dit defect in alle producten van dat type.
Soft loan	Een lening verschaft door een overheidsbank aan gunstigere tarieven dan de markttarieven.
Special purpose vehicle	Een tijdelijke vennootschap, opgericht om één enkel project te volbrengen en nadien ontbonden te worden. Synoniem: Special Purpose Company (SPC).
Sunk kost	Reeds gedane en dus niet recupereerbare kosten
Technisch potentieel	De mogelijke energieproductie in die zone rekening houdend met beperking in landgebruik, topografie en milieu.
Term sheet	De contractuele overeenkomst tussen financiële instellingen en het project waarin details en verplichtingen i.v.m. de aangegane schuld staan.
Turnkey counterparty	De lead arranger van een EPCI-contract, het bedrijf dat onder contract staat bij de klant en bij wie andere uitvoerders onder contract staan.
Wisselbrief	Dit document wordt uitgegeven door de bank van de koper waarin de bank verzekert dat de goederen zullen betaald worden door de koper. De bank bezorgt deze brief aan de verkoper. De verkoper is nu gegarandeerd dat de goederen zullen betaald worden door of de koper of bij falen door de bank van de koper.

# BRONNENLIJST

4Coffshore. (2013). *Offshore wind farms in Belgium*. Opgeroepen op februari 22, 2013, van 4Coffshore: <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmid=BE09>

Adodoyin, A., Akai, M., Bruckner, T., Clarke, L., Fishedick, M., Krey, V., et al. (2011). *Mitigation Potential and Cost*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.

Adriaen, D. (2013, april 13). Electrabel laat gezinnen investeren in windmolens. *De Tijd*, p. 1.

Agnolucci, P. (2007). The effect of financial constraints, technological progress and long-term contracts on tradable green certificates. *Energy policy* (35), 3347-3359.

Beaumont, T. (2012, december 17). Project finance bij BNP Paribas Fortis. (E. Volckeryck, Interviewer)

Belwind NV. (2009). *Belwind opent grootste hernieuwbare-elektriciteitscentrale in België - Persdossier*. Opgeroepen op Februari 25, 2013, van Belwind: [http://belwind.eu/files/604739\\_belwind%20persdossier\\_NL.pdf](http://belwind.eu/files/604739_belwind%20persdossier_NL.pdf)

Bergvelt, J., & Zuiderwijk, B. (2013, februari). Projectfinanciering en bankability in de offshore windsector. *Windnieuws*, 6-8.

Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renwable and sustainable energy reviews* (13), 1372-1382.

Blanco, R. T., Fifita, S., Jaccard, M., Kammen, D., Langniss, O., Lucas, H., et al. (2011). *Policy, Financing and Implementation*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.

BNEF & UNEP. (2012). *Global trends in renewable energy investment*.

BNEF, SEFI & UNEP. (2010). *Global trends in sustainable energy investment 2010*.

Bollinger, M., Harper, J. P., & Karcher, M. D. (2007). *Wind Project Financing Structures: A Review & Comparative Analysis*. United States: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

Bossuyt, M. (2013, mei 14). Prijszetting in België. (E. Volckeryck, Interviewer)

Bouille, A., & Krachenko, A. (2012). *Financing offshore*. Opgeroepen op november 11, 2012, van Website van Ernst & Young Global: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Power---Utilities/RECAI---Financing-offshore>

- BWEA. (2004). *Prospects for offshore wind energy*. BWEA.
- Colruyt Group. (2012). *Colruyt Group and its vision on renewable energy: Wim Biesemans - CFO Colruyt*. Opgeroepen op februari 22, 2013, van Nortwindenergy: [http://www.northwindenergy.eu/uploads/WIMpresentatie\\_Colruytgroup\\_Northwind\\_DE](http://www.northwindenergy.eu/uploads/WIMpresentatie_Colruytgroup_Northwind_DE)
- C-Power. (2010a, november 25). Presentation to the press: financial close. België.
- C-Power. (2010b, augustus 13). Press release. Oostende.
- C-power. (2010c, november 25). Press release. Antwerpen, België.
- Criekemans, D. (2012, november 14). Geopolitiek van de energie en Europa. Gent.
- De Sutter, S. (2013, mei 9). Rol van de transmissienetbeheerder, Elia. (E. Volckeryck, Interviewer)
- Derudder, B. (2012, oktober 9). Project Finance: KBC team. (E. Volckeryck, Interviewer)
- Deutsche Bank Climate Change Advisors. (2009). *Global climate change policy tracker: an investor's assessment*.
- Deutsche Bank Climate Change Advisors. (2011a). *Investing in climate change 2011*.
- Deutsche Bank Climate Change Advisors. (2012). *Investing in climate change 2012*.
- Deutsche Bank Climate Change Advisors. (2011b). *UK offshore wind: opportunity, costs & financing*.
- Dinica, V. (2006). Support systems for the diffusion of renewable energy technologies - an investor perspective. *Energy Policy* (34), 461-480.
- Donaldson, J. (2009). Project financing of offshore wind projects. *EWEC*. Marseille.
- Dunlop, J. (2009). Offshore wind project finance. *EWEC*. Marseille.
- Dunlop, J. (2006). Wind power project returns - what should equity investors expect. *Journal of structured finance* (12), 81-89.
- E.ON Climate & Renewables GmbH. (2012, september). *E.ON Offshore Wind Energy Factbook*.
- Ernst & Young. (2009). *Cost of Financial Support for Offshore Wind*. London, United Kingdom: Departement of Energy and Climate Change.
- Esty, B. C. (2003). *The economic motivations for using project finance*. Boston: Harvard Business Publications.
- Esty, B. C. (2004). Why study large projects? An introduction to research on project finance. *European Financial Management*, 10 (2), 213-224.



- European Climate Foundation. (2011, november). *Power perspectives 2030 - On the road to a decarbonised power sector*. Opgeroepen op januari 21, 2013, van Roadmap 2050: [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030\\_FullReport.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030_FullReport.pdf)
- European Climate Foundation. (2010, april). *Practical guide to a prosperous, low-carbon Europe - volume 1: technical analysis*. Opgeroepen op januari 21, 2012, van Roadmap 2050: [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf)
- European Commission. (2009). Directive 2009/28/EC. *Official journal of the European Union*, 16-62.
- European Commission. (2011a). EEPR offshore wind projects.
- European Commission. (2010a). *Energy 2020*.
- European Commission. (2010b). *Energy trends to 2030-2009 update*.
- European Commission. (2011b). *Overview of main existing EU activities relevant to offshore wind energy*.
- European Investment Bank. (2011). *Supporting sustainable, competitive and secure energy in Europe*. Luxembourg: EIB Graphic Team.
- European Wind Energy Association. (2009a). *Oceans of opportunity - harnessing Europe's largest domestic energy resource*.
- European Wind Energy Association. (2009b). *Offshore Wind Energy Factsheet*. Brussel, België.
- European Wind Energy Association. (2009c). *The economics of wind energy*.
- European Wind Energy Association. (2013). *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012*.
- European Wind Energy Association. (2010). *Wind Energy Factsheets*.
- European Wind Energy Association. (2011). *Wind in our Sails: the coming of Europe's offshore wind energy industry*. Artoos.
- Europia. (2011). *White paper on fuelling EU transport*.
- Fabozzi, F., & Nevitt, P. K. (1995). *Project Financing Sixth edition*. Verenigd Koninkrijk: Staples.
- Feld, T., Frye, J., Petersen, F. B., & Poore, R. Z. (2009). Due diligence and project certification. *EWEC*. Marseille.
- Fijnaut, G. (2012, oktober 25). Project finance bij ASNbank. (E. Volckeryck, Interviewer)
- Firestond, J., Kempton, W., Levitt, A. C., Musial, W., & Smith, A. P. (2011). Pricing offshore wind power. *Energy policy*, 1-14.

- Fritz-Morgenthal, S., Greenwoord, C., Menzel, C., Mironjuk, M., & Sonntag-O'Brien, V. (2009). *The global financial crisis and its impact on renewable energy finance*.
- Green Giraffe Energy Bankers. (2012b). Non-recourse finance for offshore wind. *ONS Stavanger Conference*, (p. 16). Stavanger.
- Greenpeace. (2010). *Sea Wind Europe*.
- Groep GEMIX. (2009). *Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030?* België.
- Guillet, J. (2009a). Banking offshore wind. *PFI Intelligence briefings*, (pp. 29-38).
- Guillet, J. (2009b). The credit crisis: the impact on wind project financing. *EWEC*. Marseille.
- Guillet, J., & Jongste, N. (2009). Belwind's offshore wind farm project financing. *PFI briefings/ The offshore wind revolution: making sense of the opportunity*, (pp. 21-27).
- Guillet, J., & Matthiessen, S. (2012). Project finance in offshore wind - Differences in risk approach between banks and utilities. *Windtech International*, pp. 34-37.
- Hand, M., Hohmeyer, O., Infield, D., Jensen, P. H., Nikolaev, V., O'Malley, M., et al. (2011). *Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.
- Harris Interactive. (2010, oktober 13). *Large Majorities in U.S. and Five largest European Countries Favor More Wind Farms and Subsidies for Bio-fuels, but Opinion is Split on Nuclear Power*. Opgeroepen op januari 21, 2013, van Harris Vault:  
[http://www.harrisinteractive.com/vault/HI\\_UK\\_CORP\\_ARTICLE\\_Renewable\\_Energy.pdf](http://www.harrisinteractive.com/vault/HI_UK_CORP_ARTICLE_Renewable_Energy.pdf)
- Hervé-Mignucci, M., Nelson, D., Pierpont, B., & Varadarajan, U. (2011). *The impacts of policy on the financing of renewable projects: a case study analysis*. Climate policy initiative.
- IAEA. (2011). *Energy availability factor trend*. Opgeroepen op januari 22, 2013, van <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/WorldTrendinEnergyAvailabilityFactor.aspx>
- International Energy Agency. (2012a). *CO2 Emissions from fuel combustion: highlights - 2012 edition*.
- International Energy Agency. (2012b). *Key world energy statistics*. Parijs: IEA Publications.
- Kann, S. (2009). Overcoming barriers to wind project finance in Australia. *Energy policy* (37), 3139-3148.
- Kleinman, S. (2013, Maart). Global Oil Demand Growth – The End Is Nigh. *Financial Times*.
- Knowles, C. (2009). Sustainable energy: the contribution of the European Investment Bank. *EWEC*. Marseille.
- Kopits, S., & Westwood, A. (2012). *Offshore Wind - Market Status*. Opgeroepen op november 11, 2012, van Website van Douglas - Westwood:

<http://ebookbrowse.com/gdoc.php?id=42681237&url=4dfa8047fed1668c85018e6e7b626de1>

KPMG Energy & Natural Resources. (2010). *Offshore Wind in Europe - 2010 Market Report*. Germany.

Loeckx, & Valcke, R. (2012, augustus 30). Inleidend interview samenwerking. (E. Volckeryck, Interviewer)

London Metal Exchange. (2013). *LME Steel Billet*. Opgeroepen op maart 29, 2013, van Londen Metal Exchange: <http://www.lme.com/metals/steel-billet/#tab2>

Lopez, D. G. (2008). *Wind turbine history: a solid growth story*. Deutsche bank - Global markets research.

Markard, J., & Petersen, R. (2009). The offshore trend: structural changes in the wind power sector. *Energy policy* (37), 3545-3556.

Menzel, M. (2009). Impact of liquidity crises - trends in renewables M&A. *EWEC*. Marseille.

Meyer, N. I. (2007). Learning from wind energy policy in the EU: lessons from Denmark, Sweden and Spain. *European Environment* (17), 347-362.

Northwind offshore energy. (2013). Opgeroepen op februari 22, 2013, van <http://www.northwindenergy.eu/>

Pickle, S., & Wiser, R. (1997). *Financing Investments in Renewable energy: the role of policy design and restructuring*. Berkeley, California, United States.

Risø National Laboratory. (1989). *European Wind Atlas*. Roskilde, Denemarken.

Sedalkeck, M. (2012, oktober 25). Offshore wind project finance at KfW Ipex bank. (E. Volckeryck, Interviewer)

Sonntag-O'Brien, V., & Usher, E. (2004). *Mobilising finance for renewable energies*.

Sovacool, B. K. (2008). Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: a critical survey. *Energy policy*, 36, 2940-2953.

Standard&Poor's rating services. (2012, mei 23). Special report: offshore wind arrives will renewables prosper? *Credit Week*, p. 57.

Subramanian, K., Tung, F., & Wang, X. (2008). *Law, agency costs and project finance*. Emory University, Atlanta, United States.

*Systeem groenestroomcertificaten*. (2012). Opgeroepen op november 27, 2012, van Website van VREG: <http://www.vreg.be/systeem-groenestroomcertificaten>

The Crown Estate. (2013). *UK Offshore wind report 2012*.

U.S. Department of Energy. (2008). *20% Wind Energy by 2030 - Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply*. United States.

Upbin, B. (2011, november 22). *Renewable Energy's Sixty Years Of Broken Dreams, But Keep Those Ideas Coming*. Opgeroepen op januari 22, 2012, van Forbes:  
<http://www.forbes.com/sites/bruceupbin/2011/11/22/renewable-energys-sixty-years-of-broken-dreams-but-keep-those-ideas-coming/>

Van De Graaf, T. (2012, november 14). De verschillende energiebronnen en hun voor- en nadelen. Gent.

Vos, I. (2012). *The impact of wind power on European natural gas markets*. International Energy Agency.

VREG. (2012). *Marktmonitor 2011*. Brussel.

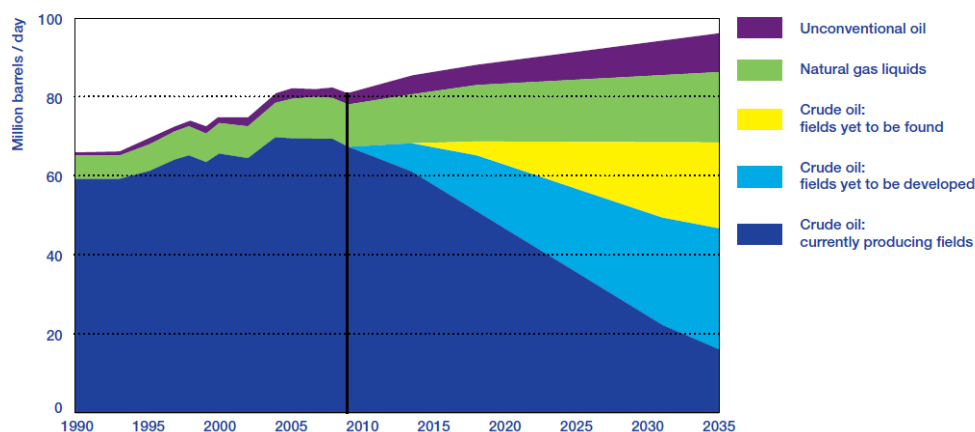
Weaver, T. (2012). Financial appraisal of operational offshore wind energy projects. *Renewable and sustainable energy reviews* (16), 5110-5120.

Zuiderwijk, B. (2012, januari 11). De financieel adviseur van offshore wind - Green Giraffe Energy Bankers. (E. Volckeryck, Interviewer)

# BIJLAGEN

## APPENDIX A: PEAK OIL

Figuur 18: Peak Oil of de Hubbertpiek



Bron: Europa (2011)

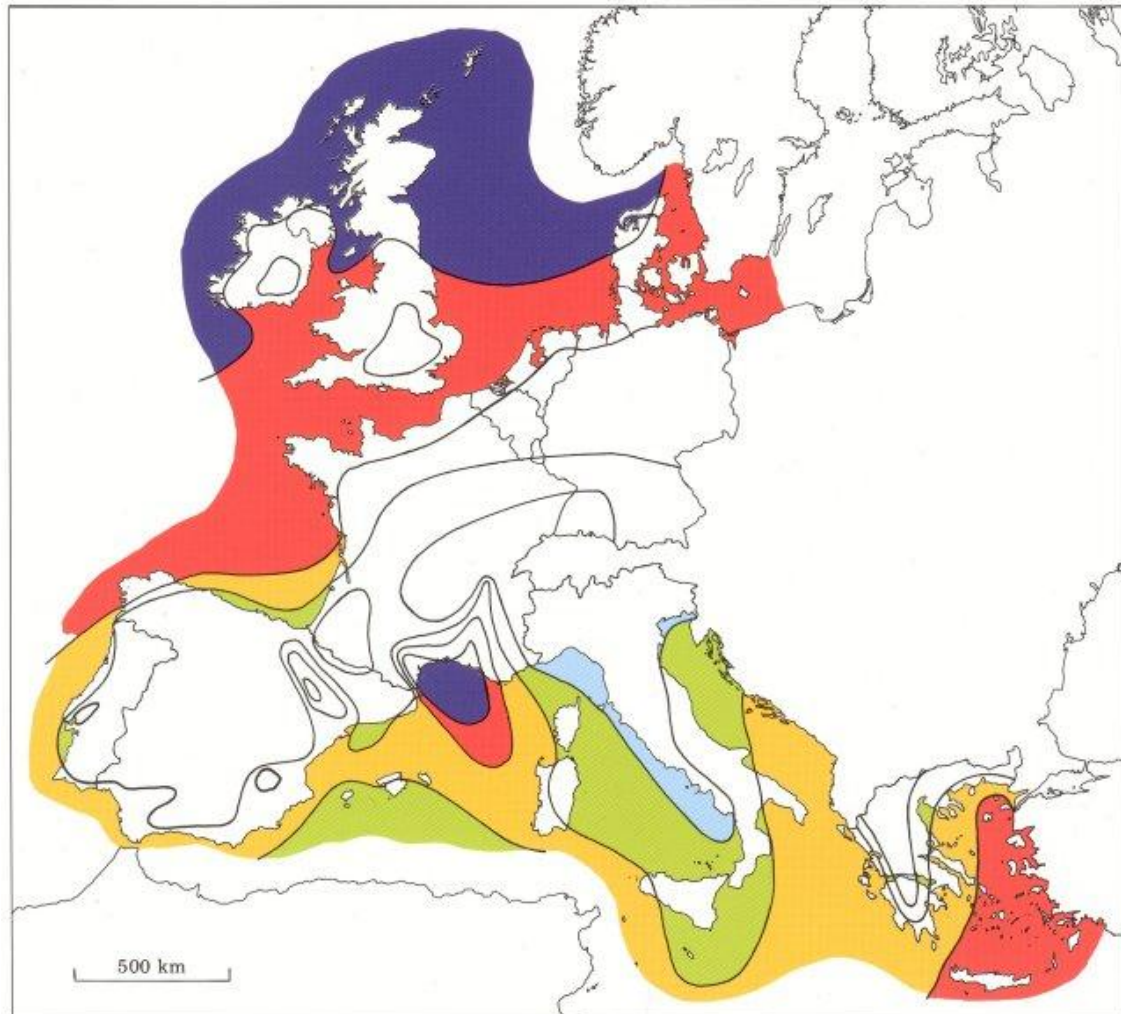
Over het concept van Peak Oil of de Hubbertpiek bestaan verschillende meningen. In zijn enge zin stelt deze visie dat de wereldolievoorraad over zijn top heen is en er vanaf nu dus telkens minder olie per jaar kan worden opgepompt. Deze visie is van toepassing op de huidige conventionele bronnen met de huidige technologie. Maar als daarbij ook de nog niet ontdekte conventionele bronnen en de onconventionele bronnen worden geteld, is de top nog lang niet in zicht. Deze onconventionele bronnen zijn bronnen waaruit de olie niet zomaar gepompt kan worden. Onder andere schalieolie ('shale oil') en teerzandolie behoren tot deze bronnen. Het ontginnen van deze bronnen vergt meer moeite en bijgevolg ook meer financiële middelen. Daarnaast zijn de huidige conventionele bronnen niet leeg, de technologie kan gewoon niet volgen met het verbruik van de olie. Meer investeringen in Onderzoek & Ontwikkeling zullen het mogelijk maken om ook uit de conventionele bronnen nog olie te pompen ver na de spits. Het effect van het introduceren van deze oliebronnen in de mix zal een stijging zijn van de olieprijs. (Europa, 2011)

Een recent onderzoek van Citigroup brengt deze theorie opnieuw in de belangstelling. Het concept Peak Oil wordt hier omgevormd naar Peak Oil Demand. Deze theorie bekijkt wanneer de piek in de vraag naar olie voorkomt. Deze controversiële theorie is evenwel nog niet volledig onderbouwd maar het idee om niet enkel naar het aanbod te krijgen maar ook naar de vraag is een noodzakelijk evolutie. De theorie bekijkt beperkingen op de vraag veroorzaakt door een overschakeling naar gas en door energie efficiënter verbruikt. (Kleinman, 2013)

## APPENDIX B: WIND MAP EUROPA ONSHORE EN OFFSHORE

Onderstaande windkaarten geven de gemiddelde snelheid weer van de wind op een hoogte van 50m. Het gaat hier over een gemiddelde zonder rekening te houden met lokale variaties in wind door obstakels in de omgeving.

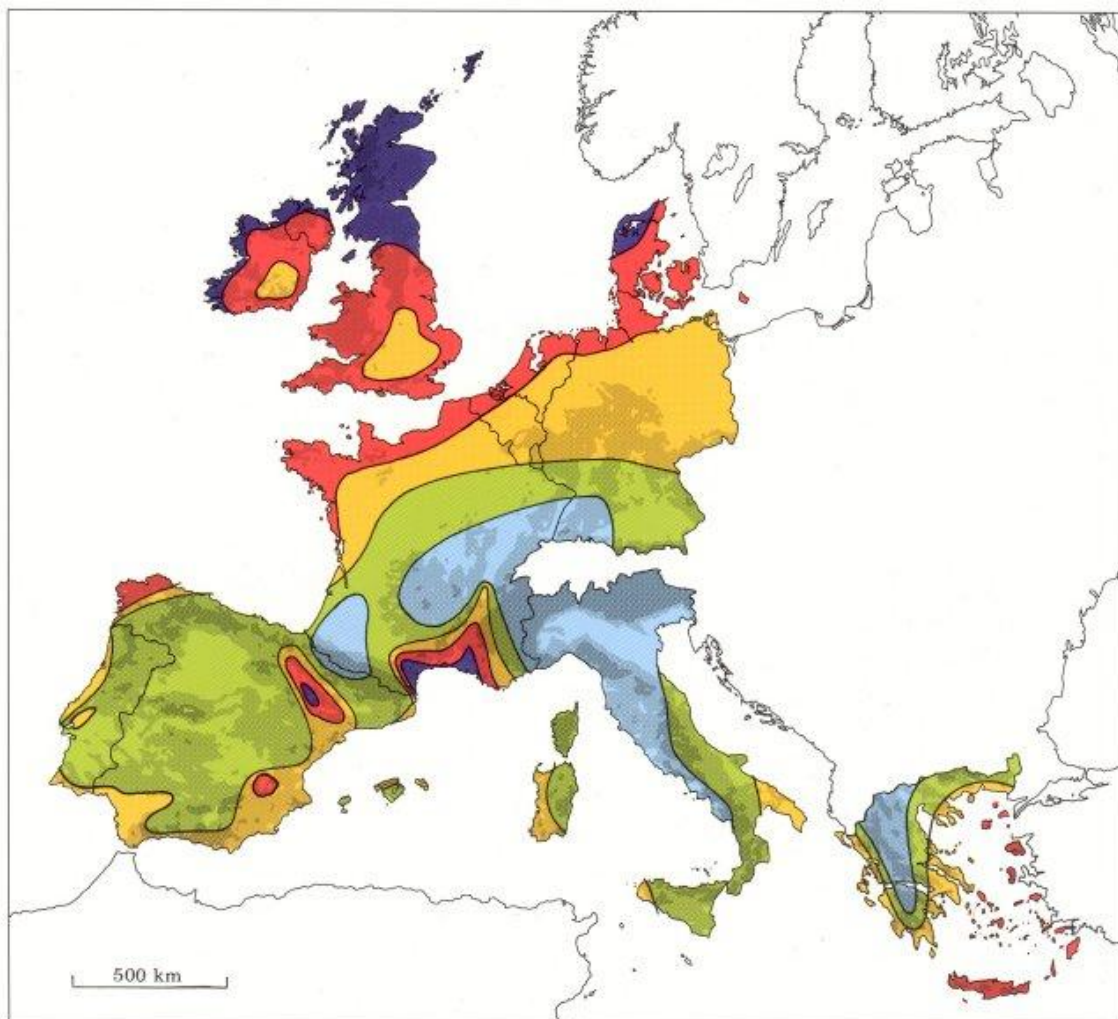
Figuur 19: Wind map Europa offshore



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Bron: Risø National Laboratory (1989)

Figur 20: Wind map Europa onshore



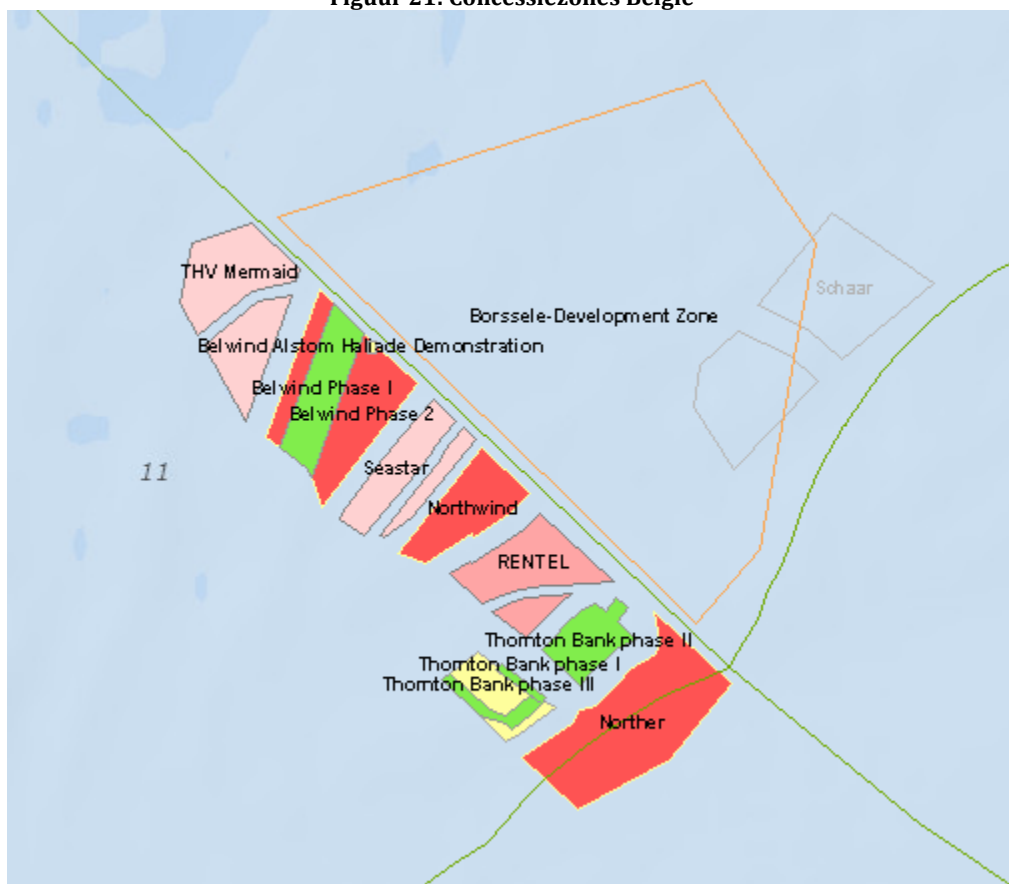
Wind resources <sup>1</sup> at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain <sup>2</sup>		Open plain <sup>3</sup>		At a sea coast <sup>4</sup>		Open sea <sup>5</sup>		Hills and ridges <sup>6</sup>	
	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$
Dark Purple	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
Red	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Yellow	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Light Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
Light Blue	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Bron: Risø National Laboratory (1989)

## APPENDIX C: OFFSHORE PROJECTEN IN BELGIË

Voor de Belgische kust is een zone met zeven concessies aangeduid voor de constructie van offshore windparken. Alle zeven concessies zijn uitgedeeld. Twee projecten zijn reeds operationeel, namelijk de eerste fase van Belwind en de eerste twee fases van C-Power. Verder is de derde en laatste fase van C-Power onder constructie en een demonstratiefase van Belwind. Northwind heeft ook al de financial close bereikt en start de constructie op. De andere projecten zitten nog in de ontwikkelingsfase. Figuur 21 toont de zeven verschillende zones voor de Belgische kust. Tabel 18 geeft weer wie de aandeelhouders zijn van de verschillende projecten. Tabel 19 geeft meer informatie over de financieringsvoorwaarden die gelden voor deze drie projecten. Tabel 20 geeft een overzicht weer van de belangrijkste project- en financieringskarakteristieken van de drie projecten die reeds de financial close hebben bereikt, Belwind, C-Power en Northwind.

**Figuur 21: Concessiezones België**



Bron: 4Coffshore (2013)



**Tabel 18: Aandeelhouders Belgische Offshore projecten**

	C-Power	Northwind	Norther	RENTEL	Seastar	THV Mermaid
Colruyt	SOCOFE	Aspiravi	Electra-winds	Electra-winds	Aspiravi	Electrabel
Meewind	DEME	WE-Power ltd. (Colruyt)	Air Energy (Eneco)	Rent-a-port	Rent-a-port	Electra-winds
PMV	Nuhma	Autofinancing		Nuhma	Nuhma	Nuhma
Rabo Project Equity	EDF Energie Nouvelles	PMV/PMF <sup>(4)</sup>		DEME	DEME	DEME
(SHV Holdings) <sup>(1)</sup>	SRIW Environment	DG Infra/ Inframan/ GIMV		SRIW Environment	SRIW Environment	SRIW Environment
(Dahm NV)	Marguerite Fund <sup>(2)</sup>	Korys/DHAM		Aspiravi	Socofe	Socofe
				Power @Sea		Power @Sea
				Socofe <sup>(3)</sup>		Socofe
						Aspiravi

<sup>(1)</sup>: De entiteiten tussen haakjes waren oorspronkelijk aandeelhouder maar verkochten hun aandeel aan bestaande aandeelhouders; <sup>(2)</sup>: Nieuwe aandeelhouder die een deel van EDF's aandeel overnam; <sup>(3)</sup>: Bovenstaande 8 Belgische bedrijven vormen samen de Otary groep die RENTEL, Seastar en THV Mermaid zal ontwikkelen en bouwen waarna de windparkholding de operaties overneemt; <sup>(4)</sup>: verschaffen samen €174 M. mezzanine lening, groep bedrijven die niet mee ontwikkelen maar wel investeren, de zogenaamde 'backers'

Bron basisgegevens: 4Coffshore (2013)

**Tabel 19: Details financieringsdeals Belgische offshore windparken**

	Belwind	Northwind	C-power
<b>Financieel proces</b>	Herfst 2008 - juli 2009	Juni 2012	November 2010
<b>DSCR</b>	1.5	1.3	1.3
<b>Betrouwbaarheid productiecijfers</b>	P50	P90	P90
<b>Max D/E</b>	70/30	70/30	70/30
<b>Termijn</b>	15 jaar Na 18 maanden constructie	15 jaar Na 18 maanden constructie	15 jaar Na 18 maanden constructie
<b>Aantal banken</b>	5: 3 commercieel 2 publiek	12: 6 commercieel 6 publiek	10: 7 commercieel 3 publiek
<b>Contingent facility</b>	€ 80 M.	€ 53 M.	€ 63 M.
<b>Rente<sup>(1)</sup></b>	300 - 350 bp.	275 - 375bp.	250 - 300bp.

<sup>(1)</sup>: gemiddelde rente in die periode op offshore projecten.

Bron basisgegevens: 4Coffshore (2013); Belwind NV. (2013); Belwind NV. (2009); C-Power (2010c, november 25); Guillet, J., & Jongste, N. (2009); Northwind offshore energy (2013); Green Giraffe Energy Bankers (2012b)

Tabel 20: Financiering Belgische offshore projecten

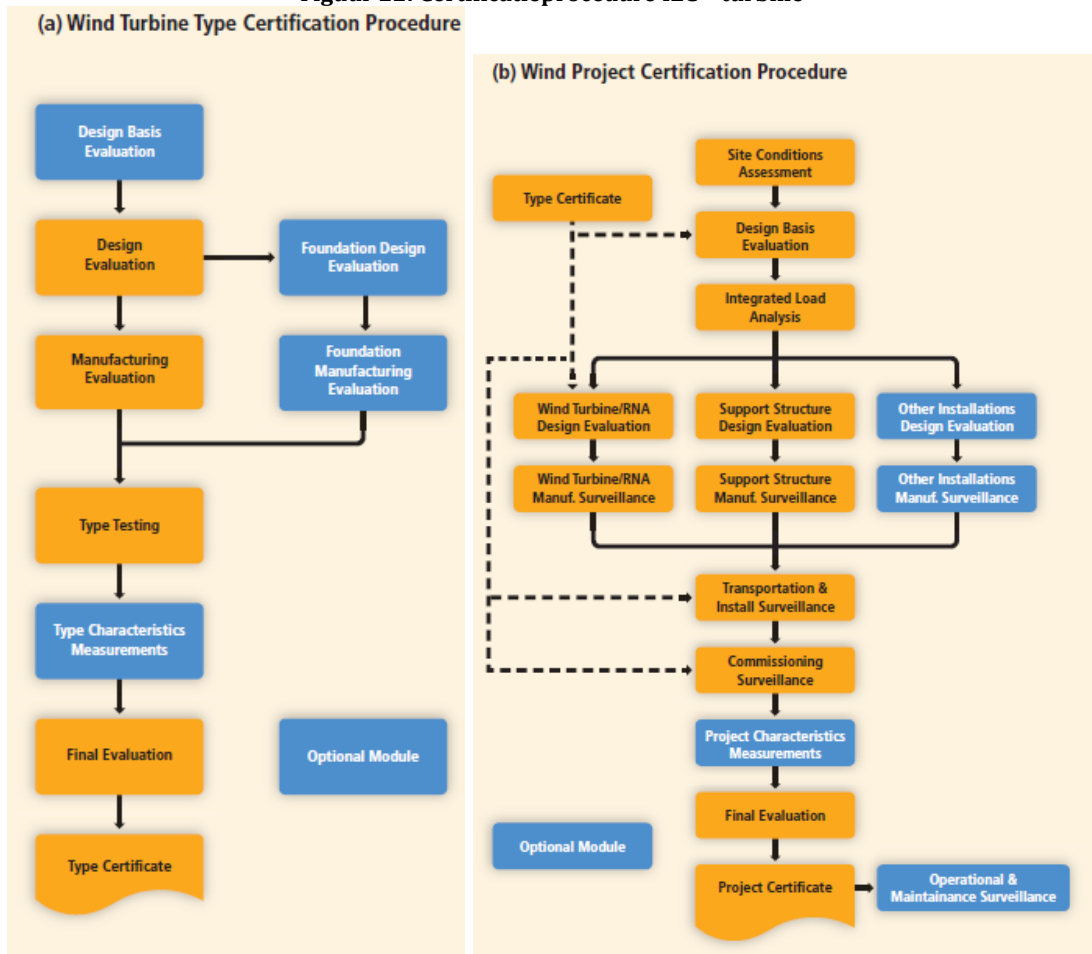
	Belwind	Northwind	C-Power (fase 2) <sup>(4)</sup>
<b>Grootte</b>	2 x 165 MW (230 MW)	216 MW	30.45 MW + 2 x 147.6 MW (325.65 MW)
<b>Turbine</b>	3 MW Vestas	3 MW Vestas	5 MW (1 <sup>e</sup> fase), 6 MW (2 <sup>e</sup> fase) REpower
<b>Prijs</b>	Fase 1: € 614 M.	€ 914 M.	€ 1 289 M.
<b>Financial close</b>	Juli 2009	Juni 2012	November 2010
<b>Kapitaalstructuur</b>	Ontwikkelaars: € 68.1 M. Mezzanine: € 63.4 M. Schuld: € 482.5 M.	Ontwikkelaars: € 96.6 M. Mezzanine: € 174.4 M. Schuld: € 643 M.	Ontwikkelaars: € 376 M. Schuld: € 913 M.
<b>Schuldfinanciering</b>	EIB, Dexia, Rabobank, ASN Bank	ASN Bank, Rabobank, Belfius, BNP Paribas Fortis, EIB, ING, MTI, Kfw IPEX, Pension Danmark + 'backers'	KBC, Rabobank, Kfw IPEX, Commerzbank, Dexia, ASN Bank, EIB <sup>(5)</sup>
	EIB: € 300 M.	EIB: € 333 M.	EIB: € 450 M.
	Termijnlening <sup>(1)</sup> € 126.5 M.	Termijnlening: € 273 M.	Termijnlening: € 400 M. + € 19 M.
	Contingent loan: € 56 M.	Contingent loan: € 37 M.	Contingent loan: € 44 M.
	Mezzanine loan: € 63.4 M. <sup>(3)</sup>	Mezzanine loan: € 174,4 M.	
	<b>TOTAAL: € 545.9 M.</b>	<b>TOTAAL: € 769.4 M.</b>	<b>TOTAAL: € 913 M.</b>
<b>Risico gedragen door</b>	Financiers + EKF	Financiers + EKF, GIEK, ONDD (Belgische exportkredietverzekeraar)	Financiers + EKF, Euler Hermes
	EIB: € 150 M.		EIB: € 150 M.
	EKF: € 190 M.		EKF: € 45 M.
	CB: € 86.5 M. <sup>(2)</sup>		Euler Hermes: € 380 M.
			CB: € 338 M.

(1): Termijnleningen, contingent loans en mezzanine leningen werden uitgeschreven door de commerciële banken (Dexia, ASNBank en Rabobank); (2): CB verwijst naar de betrokken commerciële banken; (3): Verschaft door de zogenaamde backers van de aandeelhouders, bij Belwind is dit Rabobank, bij Northwind zijn dit PMV/PMF, DG Infra/Inframan/GIMV, Korys/DHAM en Autofinanciering. Deze vorm van schuld hoort bij het eigen vermogen van het project; (4): de financiering van de eerste fase van C-power werd in 2007 afgesloten en bedroeg een schuld van € 127 M.; (5): na de financial close nam Helaba de lening van KfwIPEX over.

Bron basisgegevens: 4Coffshore (2013); Belwind NV. (2013); Belwind NV. (2009); C-Power (2010c, november 25); Guillet, J., & Jongste, N. (2009); Northwind offshore energy (2013)

# APPENDIX D: IEC-CERTIFICATIE

Figuur 22: Certificatieprocedure IEC – turbine



Bron: Hand, M. et al. (2011)

# APPENDIX E1: INTERVIEW VALCKE – LOECKX (KBC)

30/08/2012 - Brussel

Agenda:

- Algemene kennismaking
- Planning
- Inleidend gesprek

Afspraken:

- Contact: Bert Derudder
- Enkel algemene informatie – C-power valt onder confidentialiteit

Proces project finance

1. Teaser – poster wordt uitgestuurd door ontwikkelaar
  - Interesse banken opwekken
  - Geïnteresseerde banken tekenen NDA voor verdere informatie
2. Project Information memorandum
  - Opgesteld door project ontwikkelaars en hun adviseurs (financieel adviseur helpt de ontwikkelaar met project ontwikkeling – GGEB)
  - Banken analyseren PIM – risico's detecteren en laten uitwerken door verschillende adviseurs tot aanvaard risiconiveau
  - Akkoord – niet-akkoord

Verschillende soorten adviseurs bij bank:

- Technisch
- Energetisch
- Juridisch
- Economisch
- Financieel
- Legaal
- ...

## APPENDIX E2: INTERVIEW BERT DERUDDER (KBC)

9/10/2012 - Brussel

### *Agenda:*

- Verschillende financieringsstructuren die mogelijk zijn
- PF: verhouding debt vs. equity
- Risico's belangrijk voor de bank
- LCOE

### *Financieringsstructuren*

- Corporate vs. project financiering
- CF: recourse op volledige balans ontwikkelaar
- PF: non-recourse – enkel recourse op activa van project

### *Aansprakelijkheid*

- Wie is aansprakelijk voor welk probleem?
- Contracten met verschillende leveranciers
  - Prijs vastgelegd
- Looptijd vastgelegd

### *Project financiering*

Financiering voornamelijk gebaseerd op mogelijk cashflow – PF is in principe de financiering van een lege doos (er is geen achtergrond geschiedenis – geen bestaande activiteiten)

- Alle CF vastleggen (leningskost, hoeveelheid wind, ..)
- Due diligence analyseert alle processen en haalt zo kosten en opbrengstenstromen eruit
  - Legaal
  - Verzekering
  - Technisch
  - Financieel – model
- Bij te kleine projecten worden deze uitgebreide studies niet gedaan want ze kosten behoorlijk veel
- Kost DD ligt bij ontwikkelaar
- Alle risico's zoeken en beheren

Project financiering wordt vaak gebruikt voor infrastructuur projecten – meestal van de overheid (weinig risico want vaste CF – niet gebonden door markt en lange looptijd, 30 jaar) – Binnen KBC keuze tussen PF op overheidsinfrastructuurwerken of groene energie.

Groene energie is veel risicovoller!

- Meer studies nodig
- P90 betrouwbaarheid
- Soms recourse op activa sponsors gevraagd
- Minimale prijzen voor elektriciteit gevraagd
  - Bij grote projecten wordt de PPA gevraagd
- Enkel als de overheid betrokken is als sponsor kunnen er afzwakken gedaan worden aan de conservatieve waarderingen

Het risico wordt voornamelijk beheerd op basis van een aantal financiële tools die in het leningcontract worden geschreven.

- DSCR (Debt service coverage ratio) = CFAD (Cash flow available for debt service) / TDS (Total debt service)
  - Moet groter zijn dan 1.35: 35% extra cashflow voor sponsor
  - Stel DSCR <1.25: geen CF meer naar sponsor
  - DSCR < 1.05: default – bank neemt controle project over
  - Terugbetaling wordt aangepast aan DSCR = sculpted term terugbetaling
- D(Debt)/E (Equity)
  - 75/25 – gedurende de looptijd van de lening moet er altijd minimum 25% equity blijven zitten – ze mogen zich dus niet vroeger uitkopen
- Revenu tail
  - Na geplande afloop van de lening moet nog zeker 2 jaar cashflow zeker zijn
  - Buffer ingeval van vertraagde afbetaling van de lening
- Cash sweep
  - In geval van lagere DSCR kan dit in actie treden
  - Verschillende soorten
  - Voorbeeld: FCF mag niet volledig uitgekeerd worden aan equity maar moet verplicht 50/50 tussen schuldeisers en aandeelhouders
  - Middel om aandeelhouders ‘gedreven’ te houden
- What if scenario’s – sensitiviteitsanalyses
  - Vertraging in constructie – effect op CF
  - Hogere default in materiaal – effect
  - Zolang DSCR niet lager komt dan 1.15 onder uitzonderlijke scenario’s geen probleem
- Bij onervaren sponsors kan recourse geëist worden t.o.v. sponsors activa
  - DEME als sponsor bij C-power
- Bij nieuwe technologie worden er hogere garanties geëist van de leveranciers (vastgelegd in O&M contract)
  - RWE – in C-power 1<sup>e</sup> keer 5MW turbines
- Aanwezigheid overheidsgebonden instanties verlaagd risico
  - Nuhma, Ecotech, Socofe in C-power (Waalse overheid en gemeentes)

### *Proces*

1. Concessie toegekend aan ontwikkelaar
2. Teaser ontwikkelaar voor banken
  - Identiteit sponsors
  - Ruwe structuur project
    - Geïntegreerd = project heeft 1 contract lopen met groep van leveranciers – EPC turnkey contracten – 1 entiteit levert alles
    - Aparte contracten = project heeft verschillende contracten met verschillende leveranciers
3. Project Info Memo
  - Beperkt financieel model
4. Term sheet
  - Offerte lening voor project
  - Fee – rente – looptijd – extra clausules
  - Afstemming tussen verschillende banken
  - Na kredietbeslissing: project moet akkoord krijgen van commercieel team en kredietcomité

## 5. Financial close

### *Structuur lening*

- Schuld wordt volledig opgenomen tijdens de constructie fase en terugbetaald tijdens de operationele fase
- Terugbetaling start pas 6 maanden na gepland constructie-einde
- Termijn 10-15 jaar
- Plus extra voorziening bij vertraagde terugbetaling: revenu tail
- Voorbeeld:
  - Lening van 10 jaar

Scenario 2: bij verlaagde DSCR treedt cash sweep in werking en wordt de lening sneller afbetaald

## APPENDIX E3: INTERVIEW MIRKO SEDALKECK (KFW IPEX)

Mail 16/10/2012

*A general overview of how a financial institution starts a project (the process)*

Typically with a mandate from the sponsors side, who develops and wants to finance the project. The contact might arise from origination efforts by the bank with the sponsor, the other way around or maybe through contacts by an intermediary such as a financial advisor or even the turbine manufacturer.

*On which grounds a project gets approved or denied*

Positive credit approval based on satisfactory pricing and positive due diligence for the projects in all major areas, i.e. legal, technical, insurance due diligence. In case of wind projects, independent wind assessments in addition to that.

*What risks are the most important in an energy project such as C-power*

Construction risk: more specifically for an offshore project weather risks or interface risks between the different contractors which might lead to either delays or cost overruns or both.

In the operations phase, risks usually considered include increases in operating expenses, lower technical availability of the wind turbines than initially planned, lower wind yields as initially projected.

*How to reduce those risks (which studies are to be conducted)*

As mentioned under point 2: legal review of all project agreements and permits; technical review of project design, technology employed etc; independent wind assessment, insurance due diligence in terms of review of the cover proposed and the policies

*The structure of a project (the most important contracts)*

A) The financing agreements for both equity and debt;

B) The construction contracts (i.e. supply agreements for the various components and installation agreements) - those are ideally bundled in an EPC-contract or less ideal in a multicontracting structure;

C) The operating contracts (i.e. operation and maintenance contracts, power off take agreements);

D) Insurance contracts

*Trends and problems that counter the financing of wind projects*

This is very different from each regional market to one another and depending on the financial institutions active in that market. In addition very much different between offshore wind and onshore wind due to higher investment volumes and higher risk profile on offshore transactions. One general long-term aspect will be the introduction of Basel III and its impact on project financings.



## APPENDIX E4: INTERVIEW GEERT FIJNAUT (ASNBANK)

25/10/2012 - Telefonisch

### *Agenda:*

- Proces projectfinanciering
- Aanvaardingsgronden
- Risico's
- Risicobeheer
- Contracten structuur
- Trends en problemen
- Extra:
  - Alternatieve financieringsmethoden
  - Efficiency risk – belang?
  - Zog effect wind
  - Regulatory risk

### *Proces*

1. Initiële vergadering met ontwikkelaar
  - Algemeen idee
  - Timing
  - 1<sup>e</sup> afweging o.b.v. interne strategie bank
  - Uitzonderlijk in proces – enkel voor ASNbank
2. Project Info Memo
  - 800-900p
  - Concept term sheet = kredietvoorwaarden die ontwikkelaar graag wilt zien (opgesteld door financieel adviseur)
  - Financieel model
  - Rapport technisch adviseur (technische DD)
  - Rapport advocaten ontwikkelaar (legale DD)

### *START intern proces*

1. Account management
2. Risico team analyseert project
3. Beslissing:
  - Inhoudelijk door risico comité
  - Algemeen door management

### *Alternatieve financiering*

- Financiering door grote nutsbedrijven op eigen balans
- Institutionele investeerders (pensioensfondsen etc.)
- Project obligaties gekocht door institutionele investeerders
- 4 stromen (OH, FI, Inst., nutsbedrijven en andere grote bedrijven)

### *Risico's*

1. Interface risico
  - Veel verschillende contracten tegelijk – waar eindigt wiens verantwoordelijkheid
  - Hoe meer contracten, hoe groter het risico

- Risico wordt gemeten o.b.v. interface matrix – hier is het ook ineens duidelijk waar de problemen liggen en dan moeten deze in de contracten opgenomen worden
- 2. Contractor risico
  - Identiteit betrokken partijen
- 3. Regulatory risk
  - Subsidies etc. die wegvallen?
  - Maar bijna nooit met terugwerkende kracht
  - Toch politieke analyse doen van markt om groot risico in te schatten
- 4. Wind
  - P90 betrouwbaarheid nog in opzetten lening
  - Ontwikkelaar zelf plant met lagere betrouwbaarheden (tot P50)
- 5. Onderhoudsrisico
  - Sterke garanties nodig
  - Kans op kostenoverschrijdingen

#### *Risico beheer*

1. High-level analyse
  - Helikopter view aannemen – algemeen beeld over geheel project
  - WIE zijn de ontwikkelaars?
    - Ervaring
    - Kapitaal
    - Personeel
    - Al eerder mee samengewerkt?
  - TECHNISCH
    - Gekend?
  - WIE zijn de leveranciers?
  - DSCR en LLCR (Loan Life Coverage Ratio) = CFADS / OD (Outstanding Debt)
2. Detail – sensitiviteitsanalyses
  - Stress testen op basis scenario
    - Wind valt weg
    - Elektriciteitsprijs zakt
    - Vertraging in constructive
    - Operationele fout
3. Due Diligence
  - Gebaseerd op PIM – DD van financiële adviseurs van ontwikkelaar
  - Financiële adviseur betaalt door project maar moet belangen bank vertegenwoordigen (maar ook rekening houden met noden ontwikkelaar)
  - Eigen financiële DD + externe audit op financieel model
4. Windstudie
  - Reeds in PIM
  - Zog effect in gecalculeerd
  - 5-6 verschillende scenario's
5. Interface management
  - Meetings met verschillende leveranciers om duidelijk te maken wie verantwoordelijk is bij welke problemen
6. Financiële clauses in contract
  - Cash sweep
    - Verkort looptijd
    - Wordt gebruikt mij daling DSCR

- = down-side cashsweep
  - Stel onderhoudscontract korter dan lening
    - = technical cashsweep als er geen nieuwe contractor wordt gevonden enkele jaren voor einde vorig contract
- D/E grens
  - Maximum hoeveel schuld in project gedurende looptijd schuld
  - Bepaald op basis van wind, prijsfluctuaties, inflatie, ratio's – afh. van verspelde energie productie – veroorzaakt cashflow en deze dan vergelijken met de aangegane schuld
- Lening op 15 jaar gepland maar altijd proberen ze sneller afbetaald te krijgen
  - Indien PPA aanwezig is looptijd lening = looptijd PPA
  - Altijd O&M contract en altijd looptijd O&M contract > looptijd lening anders worden er aparte maatregelen genomen
- Contingent facility
  - Buffer tegen kostenoverschrijdingen tijdens constructie
  - Technisch adviseur bepaald grote contingent facility
  - Zelfde equity split als lening
- Reserve maintenance account
  - Contingent facility die kostenoverschrijdingen in O&M opvangt
  - Wordt bijvoorbeeld aangemaakt als er geen O&M contract is voor de hele looptijd van de lening

#### *Effect Crisis*

- Kleinere bedragen aan lening bij banken (underwriting is onmogelijk geworden dus banken houder er rekening mee met dat wat ze aangaan gedurende de hele looptijd op hun balans zal blijven staan)
- Meer inmenging van overheidsgerelateerde financiële instellingen (EIB, EKF, Euler Hermes)
- Grotere groepen van banken en ook van leveranciers etc.
  - Onderhandelingen duren langer
- Basel III:
  - Moeilijker lenen op lange termijn
  - Looptijden zullen verkorten: 7-10y (i.p.v. 10-15y) + herfinanciering na 7y
  - Mogelijk oplossing:
    - Bank levert voldoende kapitaal voor bouwfase
    - Institutionele investeerders brengen kapitaal in eens in operationele fase

#### *Probleem offshore: duur!*

- Dure manier van energie maken = dure stroom
- OPL:
  - Kosten naar beneden om het mainstream te kunnen maken
  - Vermogen turbines groter

Efficiëntere supply chain: meer samenwerking – standaardisering en technologische ontwikkeling

# APPENDIX E5: INTERVIEW THOMAS BEAUMONT (BNPPF)

17/12/2012 - Brussel

## *Agenda:*

- Process
- Assessment of viability
- Risk assessment (major risks?)
- Risk mitigation – tools
- Importance contracts
- Other financing methods – corporate or bonds? – Why project finance?
- Trends: Price – cost wind energy - Credit crisis
- Extra
  - General outlook on industry - Motivations to invest in green energy
  - Cost break-up of project
  - What kind of company does a FI want to see as developer?
  - Function credit insurance
  - Effect Basel III and Solvency II
    - Government involvement (Financing , policy,..)

## *Personal involvement*

- UK projects - Neth. - North wind

Note: offshore financing not that different from onshore or even conventional energy financing

*Risks* (Different graduation in risk – only a few really matter)

1. Wind risk
  - Does not matter
  - Offshore wind is less volatile
  - Bad wind studies occur due to obstacles in the terrain – less effect in offshore wind
2. Technology risk
  - Minor risk – tested before contracted
  - Possible problem when scaling up: untested technologies
3. Construction risk
  - Different contractors needed to supply parts (multicontracting) – not 1 that can deliver all parts (EPC contract – vertical integration) (balance sheets of contractors not big enough to host all the risk)
    - = Interface risk
  - Turbines: small amount of offshore producers
  - Cables: Niche for grand producers
  - Foundations: different types require different sectors
  - Vessels: very few and very expensive – timing crucial!!! – interface risk very high
4. Regulatory risk
  - Current LCOE 150-200 €/MW – to high!! Need government support to be competitive
  - Price needs to stay fixed over tenor of loan (15-20y)

- Risk of retro-activity
  - Effect on new project
    - Uncertainty in policy will delay projects
    - Already financed projects only look at possible retro-activity
  - Only started to matter since 2 years
  - Need DD to assess effect of growth industry on support systems
5. Factor price
    - Steel price has little effect (now)
    - Pricing turbines has gone down – enough suppliers to organise biddings
  6. Operational risk
    - M&O risk!!!!
    - What does the contract cover? Big replacements should be included
    - Include a provision what the price raise max can be when the contract is re-negotiated
    - Availability guarantee – turbine should 90-95% available otherwise supplier is accountable for losses
    - Tenure should be at least that of the loan
    - Provision: major replacements always occur at 10-12y

#### *Risk mitigation*

1. Allocate risk to someone else
  - Contracting away from developer – Insurance - For M&O risk: M&O contract - For price risk: PPA - Change risk to counterparty risk (credit risk)
2. Due diligence
  - Thorough analysis - Evaluate exact size and impact of risk
    - Maybe risk not that big as expected?
  - Technical
    - New technology: scaling up turbines (5MW not yet a proven long-term track record)
    - Foundations – sounds risky – maybe the foundations shift etc. BUT according to technical advisor not risky
3. Quantify 'likely' risks and add to base case financial model
  - Risks that will probably happen – quite likely
  - F.e. wearing of equipment: assess possible cost and build in a contingency in financial model to cover replacement
  - Ceilings in model
    - D/E: 70% maximum
    - DSCR: 1.25 minimum = Operational CF/ (debt service= principal + interest)
    - F.E.: Min. 1.25 - Current 1.27 - Add risk 1.23
      - Reduce debt so DSCR moves above 1.25 again
4. Quantify 'unlikely' risks and assess in sensitivity analysis
  - Compare risk probability with loss in DSCR
  - Important to assess independence of risks!! Need to be independent to assess effect on DSCR

#### F.e.: WIND RISK

- Not transferable with contracts – best person to mitigate the risk is the developer himself

- Due diligence: wind study P90 – depends on location and source
- Quantify: effect on energy production and add to base case
- If necessary: add P95 and P99 studies in sensitivity analysis

### *Financing*

- Tenor: 12-15y
  - = subsidy period = M&O contract period + margin
  - Push from Basel III to shorten tenor – 7y - Introduces refinancing risk!
- Why project finance?
  - Capital-intensive project – developers can't take it on their balance sheet
  - Several partners work together – how to divide responsibilities
  - Mitigation of political risks
  - PF builds in discipline! – a project that is bankable through PF has its risk well understood and balanced
  - Easier to sell the project – not intertwined with own assets
  - Keep control – developer needs to ask permission to debt providers for major decisions
- Other
  - PF to structure the deal but financing from somewhere else (combination of loans, bonds, equity)
  - Bonds:
    - Capital provided by public – but how to negotiate when so many shareholders are involved! – governance issues
    - Institutionals: buy big chunks – keep track of actions of projects – keep involved
    - Problems when restructuring happens!
- Why invest in offshore wind
  - Decent return compared with low savings and government bonds
  - Still high barriers of entry – not many people can develop offshore wind

### *Identity of developer*

1. Small developers
  - Belgium, Netherlands, Germany
  - Need to team up with big players after permitting is done - Need experience!!
2. Big developers
  - France, U.K. - Have contacts with banks – experience with other kind of PF
  - Utilities - Network important

### *Cost issues*

- Challenge: reduce costs!
  - Nuclear is getting more expensive - Onshore is competitive already – 80€/MW
- Cost pressures in market
  - Renewables – Transmission – Grid - Limit at subsidies
- Bigger turbines??
  - Not good for bankability - Newer technology!
- Financing cost takes on a big shunk once in operation!

# Appendix E6: Interview Zuiderwijk, Barbara (GGEB)

11/01/2013 - telefonisch

## Agenda:

- Rol financieel adviseur – welke belangen vertegenwoordigt hij?
- Proces tot project doorloopt tot Financial close
- Risico's – belangrijkste – duurste?
- Beheer risico's
- Trends
  - Algemeen
  - Basel III/ Solvency II
  - Eurocrisis
  - Beperkt effect Doha

OPM: artikel Windnieuws

## Financieel adviseur

- Onafhankelijk adviseur vs. adviseur gelinkt aan bank
  - Onafh.:
    - komt sneller in het proces (vanaf vergunning geregeld is)
    - leveren informatie aan i.v.m. bankability – zorgen dat PIM dingen bevat die redelijk zijn voor banken
    - weten wat banken sowieso willen en wat te bespreken valt
    - DOEL: deal sluiten
    - Contracten onderhandelen – alleen – vertegenwoordigen commerciële belangen van de ontwikkelaar
    - Schrijven M&O strategie – organigram - prijsstrategie
    - Regelen verzekering
    - Heeft een bredere financiële kijk op de gehele structuur van het project
  - Adviseur bank
    - DOEL: deal sluiten + belangen bank
    - Nemen vaak groot deel van de lening op zich, laten klein deel op balans staan en verkopen de rest door – willen laag risico (anders gaat doorverkopen niet)
    - Onderhandelen mee de contracten
    - Regelen lening

## Proces

1. Contract gesprekken voeren met verschillende partners
2. Voorgesprekken EIB en exportkredietbanken
3. Structureren project
4. Due diligence – reeds alle risico's identificeren en een oplossing bieden
5. Bank launch – publicatie teaser en nadien PIM
  - Term sheet – structuur lening en extra clausules
  - Financieel model
  - Due diligence

Vervolgens volgens proces banken

Timing: verschillende maanden bezig tot bank launch – vervolgens 6-12 mth tot Financial close, totaal: 1 a 2 jaar

### *Risico's*

1. Regulatory risk
  - Retro-activiteit wordt toch toegepast!! (Spanje en Tsjechië)
  - Back up plannen voorzien – wat bij wegvallen subsidie?
    - Project wordt verlieslatend
    - Toon aan dat het vrij onwaarschijnlijk is dat wetgeving zomaar veranderd wordt (is wettelijk niet mogelijk)
2. Technologisch risico
  - Kwaliteit technologie – tests?
  - Non-proven Technologies
  - Prijsrisico beperkt want worden vastgelegd in contracten alvorens bank het project ziet
  - Risico in industrie want jonge industrie
  - Seriedefecten: je bestelt een hele hoop turbines – 1 gaat kapot – kans is groot dat defect in alle gekochte turbines zit – gigantische kost  
BEHEER: onderhoudscontracten
3. Constructierisico
  - Op tijd en binnen budget de constructie afronden
    - = key metric of succes
  - Schepen:
    - Groot probleem bij de kabelleggers – tekort!!
  - Constructie kabels naar kust ook betaald door projectontwikkelaar – maar in België wordt een deel terugbetaald door Elia
    - Heel veel problemen hier – wie betaalt de kabels?
    - Als overheid betaald zijn het te grote investeringen
    - Als ontwikkelaars terugbetaald worden oneerlijk omwille van volgorde

BEHEER:

  - Controleer of vergunning zeker binnen is – geen losse eindjes
  - Identiteit partijen belangrijk – ervaring – juiste contacten
  - Planning cruciaal
    - Timing
    - Kost
    - Schepen – komen uit bagger of oliesector
    - Back up plan als een speler wegvalt
    - Incentives aan verschillende partijen geven zodat ze op tijd zijn – straffen als te laat – belonen als op tijd
4. Interface risico
  - Enorm groot
  - Analyseren d.m.v. interface matrix: welke verantwoordelijkheid ligt bij wie – gaten in structuur worden zichtbaar
  - Contracten afstemmen op elkaar

BEHEER:

  - Contractstandaarden:
    - GEDIC: onderhandelingen i.v.m. wie betaald plots probleem worden pas gevoerd nadat probleem opgelost is
  - Contingent budget bepaald door technisch adviseur



- Cruciaal onderdeel voor zowel de schuldeiser als de aandeelhouder
  - Direct agreement:
    - Contract tussen schuldeisers en leveranciers – bij te groot conflict tussen leveranciers en ontwikkelaar, mag de schuldeiser direct met leverancier onderhandelen
    - Bv. in geval van betalingsproblemen
    - Lost contractorisrisico op
5. Operationeel risico
- Belang onderhoudsstrategie
    - Preventief onderhoud – wordt gepland – er zijn tekenen dat er een probleem aan het komen is bv. te erge corrosie op de mast
    - Reactief onderhoud – bij plots defect- pech
    - Algemeen onderhoud – gepland
  - Sterk beïnvloed door het weer
  - Kostenoverschrijdingen: onderhoud kan niet zo sterk gepland worden als constructie
  - Wat als contract gedaan is, hoeveel zal het dan kosten? – niet van belang voor de bank zolang zijn lening tegen dan maar al afbetaald is – prijzen kunnen sterk stijgen!
  - Wat als leverancier failliet gaat? En hij de enige was die dat bepaald onderdeel kon produceren?
  - Key metric of succes: beschikbaarheidcijfers – hoeveel uren kan de windturbine draaien
- BEHEER:
- Belang technologische handigheidjes
  - Zoveel mogelijk remote onderhoud mogelijk maken
  - Als het ter plaatse moet: zien dat onderhoud kan gebeuren van onder in de mast i.p.v. helemaal naar boven te moeten (kan niet altijd, is afh. van de weersomstandigheden)
  - Vaste contracten (15y)
  - Kostenschattingen voor onderhoud
    - Gebaseerd op cijfers uit gerelateerde sectoren
    - Zeer voorzichtig schatten
  - Buffers voorzien – in tijd en in geld (onderhoudsreserve)
  - Goede reserveonderdelen strategie
    - Tekeningen onderdelen in kluis behouden
    - Clause waarin leverancier wordt verplicht dat onderdeel te blijven verkopen aan de ontwikkelaar ook nadat contract is afgelopen (over prijs wordt dan opnieuw onderhandeld)
  - Gespecialiseerd personeel ook in plannen in contracten – leverancier moet altijd dat personeel ter beschikking stellen

#### *Risico beheer*

- Risico altijd plaatsen bij diegene die het het best kan beheren
  - Onderhoud bij leveranciers plaatsen d.m.v. contract
- Reeds in financieel plan (deel van PIM) risicobeheermiddelen vermelden
  - Cash sweeps gebruiken om prijsrisico tegen te gaan – bij te lage cashflow wordt deel van de free cashflow uitbetaald aan schuldeisers (lening wordt snelle afbetaald)

- Lock up: deel geld wordt vastgezet – mag niet uitgekeerd worden aan de aandeelhouders
- Due diligence (wordt gedaan door financieel adviseur en wordt gepubliceerd in PIM)
  - Belang netwerk – contacten in de industrie gebruiken om plannen te toetsen
  - Leveren volgende DD aan: legaal – technisch – verzekering – financieel model
    - In PIM wordt een simpeler, samenvattend beeld gegeven van de DD
    - Opex., capex. en beschikbaarheidscenario's bekijken

### *Kosttrends*

- Er was gerekend op een kostendaling door standaardisatie van de industrie MAAR deze is er niet gekomen
  - De windparken gaan altijd maar dieper en verder van de kust
  - Nieuwere technologieën worden nog altijd ontwikkeld – turbines meer aangepast aan offshore wind
- Tekort aan concurrentiële krachten in huidige markt
  - Wordt wel verwacht te stijgen – veel nieuwkomer in de markt
- Focus op kost moet niet capex zijn (die inderdaad sterk gestegen is over de jaren heen) maar op de LCOE (die aan het dalen is)
- China kan inderdaad een neerwaartse druk leveren op de kost MAAR
  - Kwaliteit nog niet alles
  - Transportkosten enorm
- MAAR vraag naar offshore is enorm
  - Geen visuele belemmering
  - Onafhankelijke energie productie voor Europa
  - Olieprijzen blijven stijgen

### *Financieringstrends*

- Stijgende hoeveelheid aan deals o.b.v. project financiering
  - Tenors worden wel korter omwille van Basel III
  - Markt wordt groter (meer banken) dus er wordt minder risico in gepercipieerd
- Balans financiering wordt moeilijker naarmate de projecten groter worden
- Effect crisis:
  - Prijs is gestegen
  - Strengere, conservatievere kredietbeslissingen
  - Enkel de beste projecten geraken aan Financial close
  - Beperkt groei

## APPENDIX E7: INTERVIEW STIJN DE SUTTER (ELIA)

Mail - 9/05/2013

Wat het grootste deel van jouw vragen betreft ga ik je doorverwijzen naar de collega's die verantwoordelijk zijn voor o.a. tarieven.

Wat de aansluiting van offshore windmolenparken betreft zitten we momenteel in een transitieffase.

De windmolenparken C-Power, Belwind en Northwind (reeds in dienst / aanbouw op korte termijn) hebben een aansluiting op ons onderstation 150kV aan land in:

- Slijkens (Oostende) voor C-Power
- Zeebrugge voor Belwind en Northwind

Zij staan in voor het transformatiestation offshore en de kabel die hen verbindt met het onderstation aan land. In Slijkens en Zeebrugge wordt door Elia een aansluitveld ter beschikking geplaatst van de klant aan de respectievelijke tarieven.

Voor hen was er geen andere keuze dan zich aan land aan te sluiten aangezien Elia toen niet gemachtigd was een netwerk in zee te bouwen. In deze context werd ook een financiële steun, tot maximum M€ 25, voor wat de aansluiting betreft.

Voor de overige windmolenparken (Norther, Rentel, Seastar en Mermaid), die zich nog in een voorbereidende fase van hun project bevinden, is de context enigszins aan het veranderen.

Sinds kort is Elia gemachtigd als netwerkbeheerder in de Noordzee en hebben we een voorstel ingediend, volgend op vraag van de overheid voor de bouw van een netwerk in zee voor de aansluiting van de offshore windmolenparken. Meer bepaald het 'Stopcontact op Zee'. Meer informatie over dit project kan je vinden op onze website: [http://www.elia.be/en/projects/grid-projects/North\\_Sea](http://www.elia.be/en/projects/grid-projects/North_Sea).

Het betreft de bouw van een vermaasd net met 2 onderstations in zee:

- Alpha:
  - Aansluiting van Rentel, Seastar en Mermaid
  - ~40km in zee
- Bèta:
  - Aansluiting van Norther
  - ~25km in zee

Natuurlijk wordt hierbij ook rekening gehouden met een mogelijke integratie in een Europees offshore netwerk.

Dit project is echter in volle voorbereiding waarbij o.a. tarieven, kosten, kost-allocatie, rendementen... momenteel besproken worden met de overheid en de regulator. Hierdoor kan ik je over deze aspecten jammer genoeg geen bijkomende informatie geven, maar het is duidelijk dat dit enigszins anders zal zijn dan de huidige aansluitingen.

## APPENDIX E8: INTERVIEW MICHAEL BOSSUYT (ELIA)

mail 14/05/2013

- **Hoe is de elektriciteitsprijs in België samengesteld? (welk gedeelte is onderhevig aan de markt, welk gedeelte staat vast)**

De elektriciteitsprijs in België wordt op een vrije markt tot stand gebracht, wat wil zeggen dat kopers en verkopers van elektriciteit vrij zijn om met elkaar een contract af te sluiten aan een door hen bepaalde prijs en door hen onderhandelde voorwaarden. Zo kan u als persoon zelf uw leverancier kiezen met de prijsformule die volgens u het beste aansluit bij uw verbruik en behoeften en kunnen grotere, bijvoorbeeld industriële, verbruikers ook met een of meerdere leveranciers rond de tafel gaan zitten om een prijs te onderhandelen. In België zijn er geen gereguleerde prijzen (met uitzondering van een aantal sociale tarieven) en worden de prijzen vrij bepaald (met bijvoorbeeld een bevrozing van de prijzen zoals de regering toepaste in 2012 als uitzondering). Geen enkel gedeelte is dus “vast” zoals in Frankrijk, waar een groot deel van de verbruikers nog gereguleerde tarieven hebben. Weliswaar zijn sommige contracten forward-contracten, waarbij een partij op een bepaald moment de prijs voor een toekomstige periode vastgeklikt heeft en dus bijgevolg ook deze prijs zal moeten betalen. Het betreft hier voornamelijk hedging door de leveranciers/grootverbruikers.

Wat je wel hebt, is dat er een deel van de elektriciteit OTC wordt verhandeld, bijvoorbeeld in bilaterale contracten tussen producenten en leveranciers of (groot)verbruikers. Dit deel beslaat nog steeds het merendeel van het verbruik in België. Daarnaast heb je ook de transacties die plaatsvinden op de Belgische hub en via Belpex en de CWE (Central West Europe) marktkoppeling lopen, waarbij de prijzen bepaald worden door de orderbooks van de elektriciteitsbeurzen in de CWE landen (België, Nederland, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg). Deze prijzen worden bepaald door het algoritme van de marktkoppeling, dat ervoor zorgt dat de beschikbare crossbordercapaciteit zo optimaal mogelijk wordt benut om het social welfare niveau van de CWE zone zo groot mogelijk te maken. Dit deel van het Belgische verbruik is dus het gevolg van een multilaterale, onafhankelijke berekening van prijzen en dus waarschijnlijk meer wat jij als “markt” beschouwt, hoewel dus (quasi) alle elektriciteitscontracten in België in wezen aan de marktwerking onderworpen zijn. Dit deel van de afname in de Elia-regelzone schommelt tussen de 10 en 20%, afhankelijk van het jaar. De website van Belpex zou je hierover bijkomende informatie moeten kunnen verschaffen.

- **In hoeverre heeft het toevoegen van offshore wind aan de energiemix een effect op de prijs?**

De door offshore wind turbines geproduceerde energie wordt door de producent ervan verkocht aan andere partijen, oftewel rechtstreeks aan haar eindklanten, oftewel aan een leverancier, oftewel aan haar ARP (de balancingverantwoordelijke), naargelang haar eigen keuze (cfr de bovenstaande marktwerking). Bijgevolg zal deze energie weldegelijk een effect hebben op de gemiddelde prijs van de elektriciteit in België. Offshore wind is een productievorm met marginale kosten (quasi) gelijk aan nul, vermits de grondstof, namelijk wind, niet moet betaald worden. De kosten zijn voornamelijk investeringskosten, met slecht een beperkte variabele kost bij productie van elektriciteit. Bij bilaterale contracten zal deze energie aan een door beide partijen onderhandelde prijs worden verkocht. In geval deze energie via de hub zal worden aangeboden, dan is het duidelijk dat deze de merit order van het order book van Belpex zal doen verschuiven, vermits zij normaliter door een rationele producent aan haar marginale kost (zijnde quasi nul) zal worden aangebo-

den. Vermits de beursprijs een pay-as-cleared systeem is, zal de producent dan het verschil tussen de Belpex-prijs en zijn marginale kost als “winst” kunnen opstrijken. Dit zou de situatie zijn in een context zonder subsidies. In België ontvangen offshore windproducenten echter ook subsidies voor de offshore geproduceerde energie. Het betreft hier 107 (of 90) €/MWh via het toekennen van een groenestroomcertificaat, welke de producent dan aan Elia kan verkopen (enige koper). Bijgevolg zal de (rationele) producent zijn energie verkopen zolang hij een winst blijft boeken, met andere woorden tot -107 €/MWh (uitgaande van een marginale kost = nul voor het gemak hier). Hij zal dan ook aanbieden aan negatieve prijs op de beurs, en op die manier zeker een impact hebben op de prijs! Merk bijvoorbeeld op dat in België we reeds een aantal uren kenden met negatieve beursprijzen voor elektriciteit in 2012. Deze waren voornamelijk het gevolg van gesubsidieerde hernieuwbare energie in Duitsland (waar er een enorm areaal aan geïnstalleerde hernieuwbare, voornamelijk wind en solar, capaciteit staat), dat via de marktkoppeling ook een impact heeft op de Belgische prijzen, maar ook Belgische (gesubsidieerde) producenten zullen blijven verkopen tot de combinatie van de negatieve prijs en hun marginale kost hoger is dan de subsidie die zij ontvangen.

- **Wie verzorgt de aansluiting van het offshore windpark aan het net op het land en wie bekostigt dit?**

Op deze vraag heeft Stijn reeds gedeeltelijk geantwoord. Het is zo dat deze producenten zich in België alleen aansluiten op het Elia-net. Het staat hen vrij hiervoor Elia of een andere partij te kiezen voor het realiseren van deze aansluiting Enkel voor het aanleggen van het eerste aansluitingsveld in de Elia-hoogspanningsposten heeft Elia meer zeggenschap, maar voor de andere delen is de windparkbeheerder vrij in zijn keuze. Zij bekostigen dit ook zelf, met uitzondering van een steun van 25M€, in vijf schijven van 5M€ (met nog een aantal andere randvoorwaarden). Let wel dat er sprake is dit systeem te wijzigen, hoewel er op dat vlak nog geen definitieve ontwerpen van aanpassingen van wetteksten beschikbaar zijn.



**Verklaring op woord van eer**

Ik verklaar dat ik deze aan de Faculteit TEW ingediende masterproef zelfstandig en zonder hulp van andere dan de vermelde bronnen heb gemaakt.

Ik bevestig dat de direct en indirect overgenomen informatie, stellingen en figuren uit andere bronnen als zodanig aangegeven zijn in overeenstemming met de richtlijnen over plagiaat in de masterproefbrochure.

Ik bevestig dat dit werk origineel is, aan geen andere onderwijsinstelling werd aangeboden en nog niet werd gepubliceerd.

Ik ben mij bewust van de implicaties van fraude zoals beschreven in artikel 18 van het onderwijs- en examenreglement van de Universiteit Antwerpen. ([ww.ua.ac.be/oer](http://ww.ua.ac.be/oer))

Datum .....

Naam .....

Handtekening .....