

Kostprijsanalyse Windenergie op Land



Kostprijsanalyse Windenergie op Land

David de Jager, Niels Verkaik en Jan Borràs

5 april 2017

Reviewer: Bob Prinsen

Projectnummer: ESMNL17429

© Ecofys 2017 in opdracht van: Nederlandse WindEnergie Associatie (NWEA)

Samenvatting

De kostprijs van elektriciteit uit windturbines op land, uitgedrukt in de *levelised cost of electricity (LCoE)*, laat een voortdurende daling zien waarvan het einde nog niet in zicht is. De Nederlandse WindEnergie Associatie (NWEA) heeft een kostprijsreductieprogramma in het leven geroepen, waarbij de belangrijkste mogelijkheden en aanknopingspunten voor verdere kostprijsreductie in kaart worden gebracht. Het streven is dat wind op land op termijn zonder instrumenten als de SDE+-regeling rendabel kan worden geëxploiteerd.

In opdracht van NWEA heeft Ecofys een verkenning gemaakt naar dit potentieel voor kostprijsreductie. Hierbij is voor een aantal karakteristieke projectconfiguraties, zogenaamde proto-projecten, de kostprijs (LCoE) berekend, én het effect van technologische-, systeem- en institutionele innovaties en maatregelen op deze kostprijs. Hierbij wordt gebruik gemaakt van het gerenommeerde Ecofys kostenmodel dat in eerste instantie voor wind op zee is ontwikkeld.

De belangrijkste resultaten laten zich als volgt samenvatten:

- De kostprijs voor grote (≥ 36 MW) proto-projecten voor wind op land kan met meer dan 40% worden gereduceerd van 70-80 €/MWh tot ca. 40-45 €/MWh.
- De kostprijs voor de kleinere (< 36 MW) proto-projecten voor wind op land kan tot 30% worden gereduceerd van 80-90 €/MWh tot 60-70 €/MWh. Voor de kleinere proto-projecten is in deze studie overigens niet het meest gunstige windklimaat verondersteld. Indien kleinere projecten in gebieden met hoge windsnelheden worden gebouwd zal de kostprijs uiteraard lager liggen.
- Deze kostprijsreducties – een combinatie van technologische en niet-technologische systeem- en institutionele innovaties en maatregelen – kunnen binnen vijf jaar worden gerealiseerd. Zowel industrie als overheid dienen bij te dragen en/of het initiatief te nemen voor deze kostenreductie. De verhouding van deze bijdrage schatten we in als 20%/80% bij grote en 35%/65% bij kleine projecten.
- De technologische innovaties resulteren in een kostenreductie (LCoE) van 6% op korte termijn (5 jaar) en mogelijk 10-15% op langere termijn (10 jaar).
- Een groot deel van de kostprijsreductie wordt bereikt door systeem- en institutionele maatregelen, zoals (1) het verlengen van de SDE+ looptijd van 15 tot 20 jaar (13%), en (2) het introduceren van een proces van gecombineerde uitrol van subsidie en vergunningen (18%), als onderdeel van een tender (vooral voor grotere projecten, op rijksgronden en vergelijkbaar met de aanpak voor wind op zee in Nederland).

- De grote bijdrage van systeem- en institutionele maatregelen aan de kostprijsreductie is het gevolg van de volgende samenhangende en elkaar versterkende effecten:
 - het wegnemen van een aantal project-risico's die de kosten en/of termijnen van de projectontwikkelingsfase vergroten,
 - het verlagen of wegnemen van een deel van de kosten bij projectontwikkelaars (b.v. voorbereiden van vergunningen door overheid in combinatie met en tender, niet in rekening brengen van grondkosten, lagere gemeentelijke leges),
 - het verlagen van de kosten van kapitaal, en
 - het vergroten van de concurrentie tussen projectontwikkelaars en technologie-leveranciers.

De kostprijsreductie van windenergie op land is daarmee voor een belangrijk deel een organisatorische en maatschappelijke uitdaging, waarbij enerzijds de industrie, anderzijds de samenleving en overheid een belangrijke rol spelen.

Inhoudsopgave

1	Inleiding	1
1.1	Hernieuwbare energie: mainstream en goedkoop	1
1.2	Vraagstelling	2
1.3	Aanpak	2
2	Ecofys kostenmodel	3
3	Proto-projecten voor Wind op Land in Nederland	6
3.1	Karakterisering van kenmerkende project-configuraties	6
3.2	Overige invoergegevens	8
3.3	Levelised cost of electricity van de proto-projecten	9
4	Technologische innovaties	11
4.1	Wind resource	11
4.2	Rotor concepts	11
4.3	Tower concepts	12
4.4	Power conversion and control	12
4.5	Drive train	13
4.6	Operation and Maintenance	13
4.7	Overzicht technologische innovaties	13
5	Systeem- en institutionele innovaties	15
5.1	Internationale systeem- en institutionele innovaties	15
5.2	Nationale systeem- en institutionele innovaties	16
6	Resultaten	19
6.1	Kostenreductie door technologische innovaties	19
6.2	Kostenreductie door systeem- en institutionele innovaties	20
6.2.1	Impact van internationale systeem- en institutionele innovaties	20
6.2.2	Impact van nationale systeem- en institutionele innovaties	21
6.3	Totale kostenreductie-potentieel	21
7	Conclusies en discussie	27
7.1	Technologische innovaties	27
7.2	Systeem- en institutionele innovaties	28
7.3	Gecombineerd effect	29

1 Inleiding

1.1 Hernieuwbare energie: mainstream en goedkoop

De kostprijsreductie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen gaat onverminderd door. Wereldwijd wordt record na record gebroken, waarbij 2016 het jaar van de grote verrassingen is gebleken:

- Tot 28 €/MWh (25-30 USD/MWh) voor 850 MW wind op land in Marokko (tender, januari 2016);
- 72,7 €/MWh voor 700 MW offshore wind in Nederland (tender, Borssele I en II);
- Tot 36-44 €/MWh (38,8-47,2 USD/MWh) voor 985 MW wind op land, en 27 €/MWh (29,1 USD/MWh) voor fotovoltaïsche zonne-energie in Chili (tender, augustus 2016);
- 49,9 €/MWh voor 600 MW offshore wind in Denemarken (tender, november 2016);
- Tot 53,8 €/MWh voor in totaal 50 MW fotovoltaïsche zonne-energie in Denemarken (Duits-Deense *cross-border* tender, november 2016);
- 54,5 €/MWh voor 700 MW offshore wind in Nederland (tender, Borssele III en IV).

Overigens zijn dit soort tenderresultaten niet volledig onderling te vergelijken door de verschillen in het ontwerp van het financiële instrumentarium (*feed-in*, *feed-in premium* of b.v. *contract for difference*, en met name de termijn van de subsidie), het fiscale regime, en het al dan niet inbegrepen zijn van de kosten voor netinpassing (offshore wind).

Deze records in kostprijsreducties zijn het gevolg van een combinatie van factoren: het soms hoge aanbod van wind of zon, technologische ontwikkelingen, en maatschappelijke en beleidsmatige ontwikkelingen, waarbij met name het instrument van de tender een cruciale factor lijkt te spelen, in combinatie met de schaalgrootte van de projecten (in het bijzonder voor windenergie).

Windenergie op land laat ook in Nederland een dalende (kost)prijs zien, met *levelised cost of electricity (LCoE)* die in het SDE+-systeem variëren van 64 (of lager) tot 85 €/MWh¹, afhankelijk van het windaanbod. Wanneer de externe kosten voor elektriciteitsopwekking² in rekening gebracht zouden worden is windenergie op land feitelijk momenteel de goedkoopste opwektechnologie. Maar de (voor velen onverwachte) concurrentie met wind op zee, en in mindere mate (gezien het totale potentieel) van fotovoltaïsche zonne-energie en andere opties, maken het belangrijk om te blijven werken aan de kostprijsreductie voor wind op land. Het streven van de Nederlandse WindEnergie Associatie (NWEA) is dat wind op land op termijn zonder instrumenten als de SDE+-regeling rendabel kan worden geëxploiteerd.

¹ Categorie 'Wind op land', dus exclusief 'Wind op primaire waterkering' en 'Wind in meer, water'.

² Kosten van luchtverontreiniging, klimaateffecten, ongevallen, etc.

1.2 Vraagstelling

In opdracht van NWEA heeft Ecofys deze korte studie uitgevoerd waarin antwoord wordt gegeven op de volgende vragen:

- Wat zijn de belangrijkste kostencomponenten in de *levelised cost of energy* (LCoE) van windenergie op land;
- Waar zit het grootste potentieel voor kostprijsreductie, als gevolg van:
 - Technologische innovaties, en
 - Systeem- en institutionele innovaties of ontwikkelingen, bijvoorbeeld door optimalisatie van de waardeketen, integratie van windenergie in energiemarkten en -systemen, en door verbeteringen in de maatschappelijke, financiële en politieke omstandigheden, zoals rondom ruimtelijke inpassing en planning.
- Welke inzichten zijn op basis van deze analyse te krijgen en wat kan dit betekenen voor het verder reduceren van de kostprijs van wind op land.

1.3 Aanpak

Voor het beantwoorden van bovenstaande vragen zijn de volgende stappen gezet:

1. Definitie van proto-projecten: De kostenreducties worden afgezet tegen zogenaamde 'proto-projecten', een vijftal project-configuraties, die representatief worden geacht voor de projecten die de komende jaren in Nederland kunnen worden gerealiseerd (hoofdstuk 3)
2. Inventarisatie van technologische innovaties (hoofdstuk 4)
3. Inventarisatie van systeem- en institutionele innovaties/ontwikkelingen (hoofdstuk 5)
4. Kwantificering van de impact van innovaties op de LCoE van wind op land (hoofdstuk 6)

Voor de kwantificering van LCoE van de proto-projecten, en de effecten daarop van de verschillende innovaties/maatregelen wordt een cashflow model gebruikt dat ontwikkeld is door Ecofys (hoofdstuk 2). De resultaten worden besproken in hoofdstuk 7.

2 Ecofys kostenmodel

NWEA acht het van belang dat gebruik wordt gemaakt van een onomstreden model. Ecofys heeft in de loop der jaren verschillende kostenmodellen voor energietechnologieën ontwikkeld, met – afhankelijk van de toepassing – verschillende niveaus van detail en complexiteit. Het zeer gedetailleerde Ecofys cashflow model dat aanvankelijk voor wind op zee is ontwikkeld, is de basis voor verschillende afgeleide modellen (ontdaan van vertrouwelijke informatie en Ecofys' *intellectual property*). Deze modellen zijn gebruikt voor analyses voor het TKI Wind op Zee (TKI-WoZ), het IEA Technology Collaboration Programme on Wind Energy, TenneT, de Europese Commissie (DG ENER) en commerciële partijen. In opdracht van TenneT is het model door een externe partij gevalideerd.

Voor het beantwoorden van de onderzoeksvraag van deze studie het oorspronkelijke wind-op-zee model uitgebreid te worden met wind-op-land toepassingen en met de mogelijkheid om verschillende technologische en systeem- en institutionele innovaties te kunnen kwantificeren en vergelijken. Deze functionaliteit is in een opdracht voor het Directoraat-generaal Energie van de Europese Commissie (EC)³ uitgewerkt. Een korte beschrijving wordt hieronder gegeven (in het Engels).

Description of the Ecofys LCoE cash-flow model:

Assessment of innovations in on- and offshore wind energy

Below a description of the Ecofys LCoE cash-flow model is provided and it is explained how the model has been modified in order to calculate the effect of innovations on the Levelised Cost of Electricity (LCoE) of wind energy projects. The model is used for both onshore and offshore wind energy projects.

Background – Extended Ecofys offshore wind energy cost model

Ecofys has developed its own extensive offshore wind energy cost model. The model is used to calculate the costs of offshore wind projects. It is possible to define a specific project in the model and the model calculates the specific costs components (DEVEX, CAPEX, OPEX, DECEX, finance) and the annual energy production (AEP) which are used to calculate the levelised cost of electricity (LCoE) using a detailed cash-flow. In the cash-flow also other financial parameters (net present value, internal rate of return, etc.) are calculated.

The model is useful to a wide range of applications and studies due to the extensive amount of details it contains. It can be used for either top-down or bottom-up studies. First it can be used to define the specific characteristics of a wind project based on general characteristics and calculate the costs.

However it is also possible to study other (external) effects.

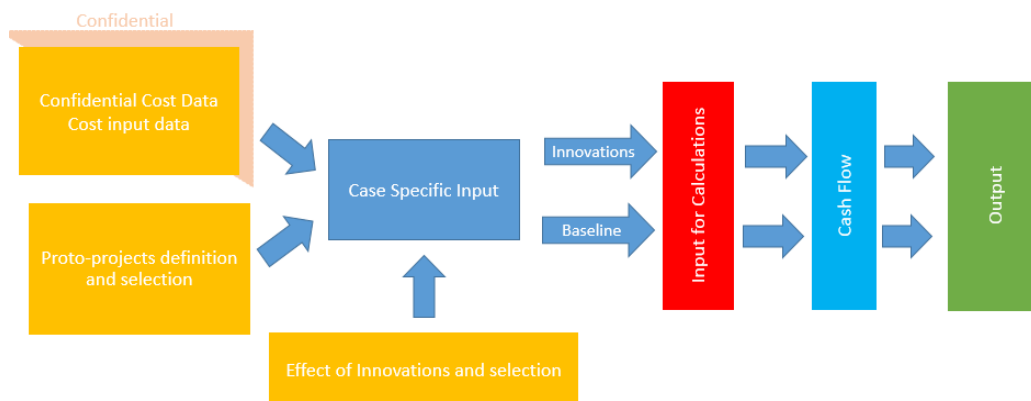
³ D. de Jager, B. van Wijk, B. Vree, B. Prinsen, J. Voormolen (Ecofys) and G. Wolken-Möhlmann (Fraunhofer IWES): Elements for a shared innovation strategy for wind energy in the European Union, Ecofys, (to be published). Task 2 report of the project "ENER/C2/2013-766 Support to EU Wind energy technology development and demonstration, with a focus on cost competitiveness and smart integration"

The model includes a feature to incorporate:

- Commodity prices (steel, copper, oil, labour)
- Financial parameters (debt/equity ratio, cost of debt and equity, corporate tax (structures), different debt amortisation methods, depreciation, contingencies, insurance costs)
- Support schemes (different support schemes (FIT, frontloading, FIP, CfD) and tax credits)

This extensive set of features allows the model to be used by project developers, policymakers, investors and researchers. Ecofys will never publish its complete model to other parties as it contains confidential cost data.

In several cases a less extensive version of the cost model was made for specific assignments. Ecofys provided these models for different actors (e.g. IEA Wind Technology Collaboration Programme, TenneT, TKI WoZ, and the European Commission), based on their specific preferences. The models have been reviewed, and in case of the model for TenneT, been validated by a third party. For comparison of the impact of different technological and non-technological innovations, a similar approach will be used with a less extensive model.



Representation of the Ecofys LCoE cash-flow model. The baseline represents the proto-projects (see text).

Strong features of the model are that the model is easy to use with little input and knowledge about wind energy. However, if more in-depth analysis is required this is possible and easy to find in the different sheets in which all the different steps (CAPEX, OPEX, yield, cash-flow) are calculated. Secondly it is possible to change the input data when necessary. Every input parameter can be changed and the model will still work for realistic values.

Another important feature is that the model allows to incorporate all phases of the project-cycle of a wind energy project: the development, construction, operation and decommissioning phase. Especially for offshore wind energy projects the development and construction phase can take several years, which does not allow the use of overnight costs as several/most other studies use. Due to the time preference of money, higher costs and longer periods at the beginning of the project cycle have a relatively large effect on the net present value of the overall project.

Adjustments of the model for the purpose of this study

First of all the model was extended to incorporate both on- and offshore wind energy technologies, represented in so-called *proto-projects*. For the key assumptions and data, the extended Ecofys model was used. The adjusted model is used to present the costs of the proto-projects which reflect the majority of the expected next generation on- and offshore wind farms in Europe. For this project an additional feature was built to calculate the cost reduction potential of technological and/or societal/institutional innovations. It allows to present insights in the effect of innovations on the LCoE (both single innovations, and combinations of innovations).

There are several issues that need to be considered when including innovations into the model:

- Determine for each innovation if it is applicable to a specific proto-project;
- Determine how the innovation affects specific components (costs, yield, losses, duration of project lifecycle, etc.).

Based on the effect(s) of an innovation, the cost reduction is calculated in the following way (example): If an innovation leads to certain cost reduction of the CAPEX of a particular component in the value chain (e.g. 10%), the CAPEX will be multiplied by a factor which will result in the reduced CAPEX (i.e. 90%). The model will incorporate both prices in order to calculate the LCoE of the baseline technology and after applying the innovations.

Combining multiple innovations

The model can be used to calculate the effect of a single innovation but also of multiple innovations at the same time. There is no feature included to determine if two innovations overlap, this must be determined by the user of the model. In case there are multiple innovations that reduce the cost of a specific component, the total cost reduction will be the product of the effects. So, if there are two innovations with a 10% reduction of component X, the total cost reduction will be $1 - (0.9 * 0.9) = 19\%$.

Adjusting input

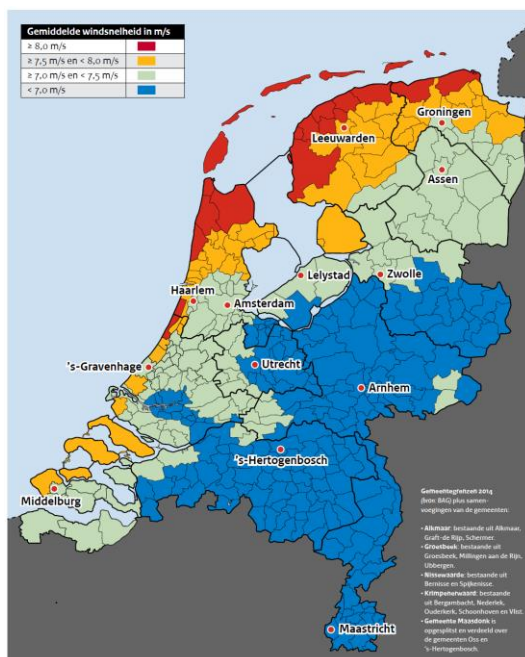
The model was built in such a way that it is possible to change the input data according to specific insights. It is possible to change the input data of the baseline technology of the proto-projects but also of the effects of the innovations. Any combination of innovations can be chosen and also new innovations can be added.

Met dit model kunnen wij de effecten van de technologische en systeem- en institutionele innovaties op de *levelised cost of energy/electricity* (LCoE) kwantificeren.

3 Proto-projecten voor Wind op Land in Nederland

3.1 Karakterisering van kenmerkende project-configuraties

De wind-op-land proto-projecten zijn zo gedefinieerd dat ze representatief worden geacht voor nieuwe wind projecten in Nederland die hun *financial investment decision* (FID) zouden bereiken in of na 2017. De keuze van deze proto-projecten is afgestemd met de windenergie sector in Nederland, vertegenwoordigd in NWEA. Er zijn vijf proto-projecten gedefinieerd voor verschillende regio's en onder verschillende ruimtelijke omstandigheden. Hiervan zijn vier projecten zo gespecificeerd dat ze geschikt zijn voor de vier verschillende windregio's in de SDE Windcategorieën, gespecificeerd door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (zie Figuur 1 en Tabel 1). Eén additioneel project is gedefinieerd voor een gebied met ruimtelijke beperkingen ten aanzien van tip-hoogte en geluidsproductie. Voor elke proto-project zijn project-specifieke parameters gedefinieerd, deze staan genoemd in Tabel 2.



Wind regio's	Gemiddelde Windsnelheid op 100 m
Regio 1	≥ 8,0 m/s
Regio 2	≥ 7,5 en < 8,0 m/s
Regio 3	≥ 7,0 en < 7,5 m/s
Regio 4	< 7,0 m/s

Tabel 1 SDE Windcategorieën in Nederland (boven)

Figuur 1 SDE Windcategorie per gemeente (links) (rvo.nl)

Het doel van de proto-projecten is om te illustreren hoe verschillende technologische en systeem- en institutionele innovaties zich vertalen in de reductie van de *levelised cost of energy* (LCoE) voor toekomstige windenergieprojecten. Uiteraard zullen in de praktijk meerdere project-configuraties worden gerealiseerd, met ook nog eens zeer project-specifieke afwijkingen van deze proto-projecten. Maar door de innovaties toe te passen op deze vijf verschillende configuraties kan wel inzicht worden gekregen in de algemene richting en grootte van de kostenreductie voor wind op land.

- Windenergieprojecten met een vermogen van meer dan 100 MW worden geclassificeerd als projecten van nationaal belang en vallen onder een speciale Rijkscoördinatieregeling. Deze regeling versimpelt en verkort het verkrijgen van vergunningen en beoogt de kans van een succesvolle projectontwikkeling te verhogen. Uit de subsidies die zijn verstrekt aan windparken de afgelopen jaren blijkt dat parken van onder 100 MW meestal een vermogen hebben tussen de 6 en 36 MW. De grootte van de proto-projecten is gekozen zodat ze deze twee categorieën (<36 MW en >36 MW) weerspiegelen. Drie proto-projecten hebben een vermogen van 101 MW en de overige twee hebben een capaciteit van 18 en 11 MW, respectievelijk.
- Een moderne onshore windturbine met een opgegeven vermogen van 3.6 MW is gekozen voor vier proto-projecten, wat als representatief wordt gezien voor moderne projecten. Voor het ruimtelijk beperkte project is gekozen voor een 2.3 MW turbine.
- De rotor-diameter en as-hoogte is afhankelijk van de windklasse en verschilt per project. Voor de vier proto-projecten zonder beperking varieert de as-hoogte van 115 m (regio 1) tot 140 m (regio 4) en de rotor-diameter van 117 m (regio 1) tot 136 m (regio 4). Voor het ruimtelijk beperkte project is de as-hoogte beperkt tot 90 m en de rotor diameter tot 108 m om de tip-hoogte te beperken tot 150 m.
- Voor de algemene verliezen, elektrische verliezen en *wake* verliezen zijn waarden gedefinieerd die representatief zijn voor windprojecten van de gekozen omvang. Onder algemene verliezen vallen *turbine downtime*, verlies van aerodynamisch prestaties, enz. De genoemde bruto capaciteitsfactoren (*gross capacity factors*) voor elke project variëren tussen 35 % de 41%, dit is in lijn met de trend van toenemende capaciteitsfactoren in de markt.

Tabel 2 Onderscheidende karakterisering van de proto-projecten voor windenergie op land

	A High wind	B Mid wind 1	C Mid wind 2	D Low wind	E Spatially constrained
Site wind regime	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 3
WTG class	IEC IB/IIA	IEC IIA	IEC IIB/IIIA	IEC IIIB	IEC IIB/IIIA
Hub height	115 m	115 m	130 m	140 m	90 m
Rotor diameter	117 m	126 m	136 m	136 m	108 m
Rated power	3.6 MW	3.6 MW	3.6 MW	3.6 MW	2.3 MW
Wind farm capacity	101 MW	101 MW	101 MW	18 MW	11 MW
Mean wind speed at hub height	8.5 m/s	7.8 m/s	7.6 m/s	7.4 m/s	7.0 m/s
Gross capacity factor	41%	38%	38%	37%	35%
Electrical losses	5%	5%	5%	3%	3%
Wake losses	10%	10%	10%	6%	8%
General losses	5%	5%	5%	5%	5%
Non-standard losses	-	-	-	-	5%

3.2 Overige invoergegevens

Door middel van enquêtes is er bij verschillende Nederlandse actoren in de windenergie markt informatie gevraagd over de kostencomponenten van windprojecten. Met deze informatie zijn de basiskosten van de proto-projecten berekend. Er zijn verschillende kosten gebruikt voor grotere projecten (projecten A, B en C) en kleinere projecten (D en E). De gebruikte waarden zijn te vinden in Tabel 3 en 4. De kosten zijn in vijf componenten uitgesplitst: ontwikkelingskosten (DEVEX), investeringskosten (CAPEX), operationele- en onderhoudskosten (OPEX), financieringskosten en kosten voor het ontmantelen van het project. Deze componenten zijn onder figuur 3 toegelicht.

Tabel 3 Algemene invoergegevens voor het kostenmodel

Cost component	Parameter	Unit	<36 MW	>=36 MW
Development (DEVEX)	Duration	a	7	7
	Development team	k€/yr	100	600
	Lump sum ⁴	k€	1200	3000
Financing	Debt share	%	80	80
	Interest rate	%	2,5	3,0
	Debt term	yr	14	14
	Equity return rate	%	14	14,5
	Equity term	yr	15	15
	Operational lifetime	yr	20	20
Investment cost (CAPEX)	Windturbine (WTG CAPEX)*	k€/MW	1112-1167	910-998
	Foundation & Civil works	k€/MW	90	80
	Electrical infrastructure	k€/MW	200	300
Operational expenses (OPEX)	Turbine OPEX	€/MWh	6	7
	Land lease	€/MWh	2	4
	Maintenance infrastructure (balance-of-plant)	€/MWh	0,56	0,56
	Insurance	€/MWh	0,5	0,4
	Other	€/MWh	2,5	2,5
Decommissioning	Decommissioning costs	k€/MW	50	50

* Zie tabel 4

Bron: Enquête onder NWEA-leden

Tabel 4 Overzicht project-specifieke kosten: wind turbine (WTG CAPEX en OPEX)

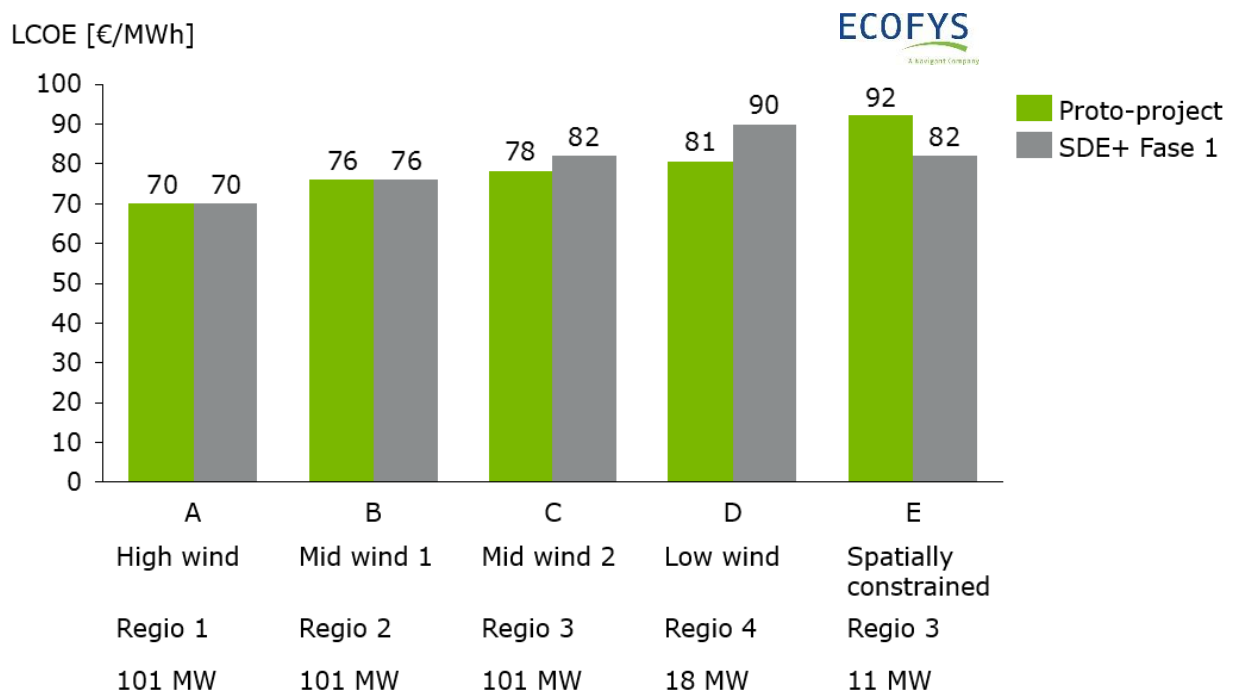
Parameter	Unit	Project A	Project B	Project C	Project D	Project E
Turbine CAPEX	k€/MW	910	944	998	1167	1112
Turbine OPEX	€/MWh	7	7	7	6	6

Bron: Enquête onder NWEA-leden

⁴ Onder lump sum kosten vallen alle kosten die nodig zijn voor ontwikkeling van een project, buiten de kosten van het ontwikkelteam om. Hieronder vallen bijvoorbeeld de *Wind measuring campaign*, Milieu effect rapportage, leges en geluid-, slagschaduw- en risico-studies, *wind resource assessment*, juridische kosten en de kosten voor het rond krijgen van de financiering.

3.3 Levelised cost of electricity van de proto-projecten

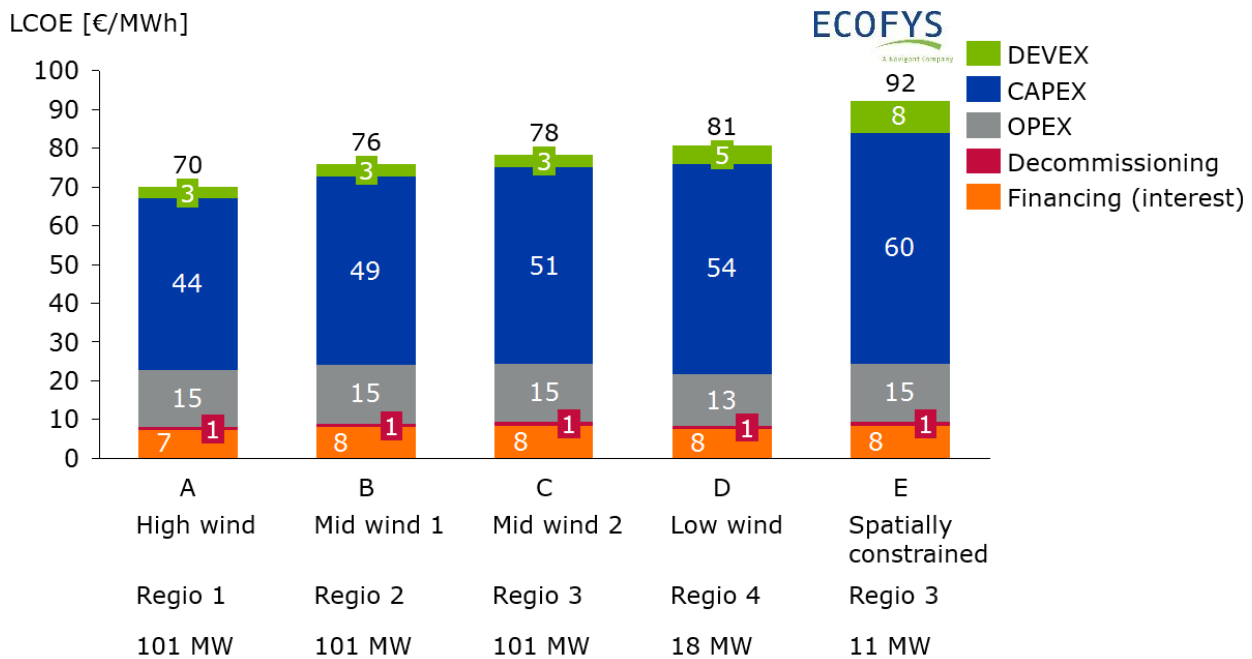
Door middel van de eerder beschreven karakterisering van de proto-projecten en de vergaarde kennis over de kostencomponenten is de *levelised cost of electricity* (LCoE) berekend. Dit is de gemiddelde kostprijs voor een eenheid elektrische energie over de gehele levensduur van een windpark. De berekende waarden zijn te vinden in Figuur 2. In deze figuur is ook de hoogte van SDE+ (2016) subsidie voor het bijbehorende windregime weergegeven. In de figuur is te zien dat met uitzondering van project E (ruimtelijk beperkt) alle projecten een kostenniveau hebben dat gelijk of lager is dan de bedragen in de SDE+-subsidie⁵. Project E heeft een kostenniveau dat hoger is dan de bijbehorende subsidie, een verschil dat kan worden verklaard door de beperkingen van het project, waardoor de opbrengsten suboptimaal zijn. Deze studie heeft niet tot doel om de kosten van de proto-projecten af te stemmen op de SDE+-subsidie, maar deze vergelijking laat wel zien dat de kosten van de proto-projecten representatief zijn.



Figuur 2 Levelised cost of electricity (LCoE) van de proto-projecten (deze studie)

⁵ Voor de projecten A t/m D zijn geen hoogtebeperkingen meegenomen, project D heeft bijvoorbeeld een as-hoogte van bijna 140 m (zie Tabel 2). Hoogtebeperkingen hebben een grote invloed op de kostprijs van een project. De SDE+ categorieën zijn gebaseerd op de windsnelheid op 100 m hoogte.

In Figuur 3 is per project de opbouw van de kosten weergegeven, onderverdeeld in ontwikkelingskosten (DEVEX), investeringskosten (CAPEX), operationele kosten (OPEX), project ontmantelingskosten (Decommissioning) en financieringskosten (Financing).



Ontwikkelingskosten (DEVEX)

Dit zijn kosten die ontstaan tijdens de ontwikkeling van het project. Hieronder vallen bijvoorbeeld de kosten van het projectteam, de *wind measuring campaign*, de Milieu Effect Rapportage, leges, studies naar geluid-, slagschaduw- en risico's, de *wind resource assessment*, juridische kosten en de kosten voor het rond krijgen van de financiering.

Investeringskosten (CAPEX)

Hier vallen de investeringen voor de aanschaf en constructie van de windturbines, elektrische infrastructuur, funderingen, wegen en andere civiele werken.

Operationele- en onderhoudskosten (OPEX)

Alle kosten die tijdens de operationele fase gemaakt worden. Dit betreft onder andere onderhoud en bediening, reparatie, grondkosten, verzekeringen.

Kosten voor het ontmantelen van het project (Decommissioning)

Deze kosten worden gemaakt aan het eind van de levensduur van het project. Dit betreft de kosten van het afbreken van een project, zoals het weghalen en afvoeren van de windturbines en de elektrische infrastructuur.

Financieringskosten (Financing interest)

Rente op de lening.

Figuur 3 Kostenopbouw van de levelised cost of electricity per proto-project (deze studie)

4 Technologische innovaties

Zowel de technologische innovaties als de effecten daarvan zijn gebaseerd op onderzoek uitgevoerd door een consortium onder leiding van Ecofys voor het Directoraat-generaal Energie van de Europese Commissie.⁶ De technologische innovaties zijn gegroepeerd in zes groepen: *wind resource*, *rotor concepts*, *tower concepts*, *Power conversion and control*, *drive train* en *Operation and maintenance* (O&M). Eerst worden de verschillende innovaties toegelicht, waarna een overzicht met de impact van elke technologie wordt gegeven.

4.1 Wind resource

3D Scanning LiDAR: Een 3D Scanning LiDAR is een technologie waarmee windsnelheden over een groter gebied kunnen worden gemeten. Met de scanning LiDAR kan de onzekerheid in windsnelheid verlaagd worden en de opstelling van een windpark geoptimaliseerd worden.

4.2 Rotor concepts

Active aero control: *Active aero control* is een techniek die in de luchtvaart wordt gebruikt om de aerodynamica van vleugels te beïnvloeden. Voor windturbines kan dit gebruikt worden om aerodynamica van bladen te verbeteren door bijvoorbeeld grenslaag controle met *air jets* of zogenaamde *trailing edge flaps*. Dit verhoogt de energieopbrengst van een windturbine, maar vereist ook een hogere CAPEX en OPEX.

Noise reduction: Geluidsreductie van windturbines is essentieel om windenergie op land grootschalig te ontwikkelen. De grootste bron van windturbine-geluid is aerodynamisch geluid. Windturbine-ontwikkelaars richten zich daarom op verschillende blad-innovaties die dit aerodynamisch geluid minimaliseren (b.v. Siemens' "Dynotails®" en Enercon's "TES" concept).

Production and transportation efficiencies: De efficiëntie in productie van bladen kan verhoogd worden door processen te automatiseren en grotere productievolumes te realiseren. De grote windturbinefabrikanten ontwikkelen nieuwe bladfabrieken met de nieuwste computergestuurde systemen om productiesnelheid en -volume te verhogen. Door de hoge transportkosten van bladen, worden productiefaciliteiten nu vaak gebouwd in regio's met voldoende vraag naar windturbines. Het transport van de steeds grotere windturbinebladen vormt een toenemende uitdaging.

⁶ D. de Jager, B. van Wijk, B. Vree, B. Prinsen, J. Voormolen (Ecofys) and G. Wolken-Möhlmann (Fraunhofer IWES): Elements for a shared innovation strategy for wind energy in the European Union, Ecofys, (to be published). Task 2 report of the project "ENER/C2/2013-766 Support to EU Wind energy technology development and demonstration, with a focus on cost competitiveness and smart integration"

Innovaties in transport en logistiek is bijvoorbeeld het vervoer via het spoor, en het gebruik van modulaire bladen die op locatie worden geassembleerd. Als de transportuitdaging aangepakt kan worden zal dit resulteren in grotere, gecentraliseerde productiefaciliteiten en een verhoogde productie-efficiëntie.

Ice control and anti-biofouling: De accumulatie van ijs en *biofouling* op de turbinebladen kan tot significant verlies in de energieopbrengst leiden. Door gebruik te maken van innovatieve coatings op bladen kan deze accumulatie tegengegaan worden.

4.3 Tower concepts

Novel tower concepts: Door gebruik te maken van een beton-stalen hybride toren kunnen hoge windturbinetorens gebouwd worden zonder eigenfrequentie-problemen. Het vervangen van een gedeelte van de stalen toren met betonnen componenten leidt ook tot een lagere CAPEX.

Een andere innovatie is de *space frame* toren, een lichtere stalen structuur waar de onderdelen met bouten aan elkaar worden gekoppeld. Dit zorgt voor eenvoudiger transport, waardoor ook complexe sites bereikt kunnen worden. Daarentegen is het installeren van deze toren complexer.

4.4 Power conversion and control

Nacelle mounted LiDAR: Met een vooruitkijkende LiDAR op de gondel kan de inkomende wind op de rotor worden gemeten. Deze metingen kunnen enerzijds worden gebruikt om de windturbine (onder)prestatie te meten. Daarnaast kan de LiDAR gekoppeld worden aan de controller van de turbine om de belasting op de turbine te verlagen en energieopbrengst te optimaliseren.

Pitch control innovations: Innovaties in *pitch control* gebeuren zowel voor *collective pitch* systemen als *individual pitch* systemen. Een verbeterde *pitch control* kan namelijk de vermoeingsbelasting op de windturbine en daarmee de OPEX verlagen.

Active wind farm control: In grote windparken veroorzaken zog-effecten voor verliezen in energieopbrengst van het park en verhoogde turbulentie voor benedenwindse windturbines. Door een controlesysteem te ontwikkelen voor het gehele park kunnen de individuele zoggen langs benedenwindse windturbines worden gebogen. Hierdoor wordt de energieopbrengst van het park geoptimaliseerd en de belasting op de turbines verlaagd.

AC power take off innovations: De meeste innovaties op dit gebied vinden plaats in de frequentie-omvormer, een belangrijke schakel in de koppeling van een windturbine met het elektriciteitsnet. Door geavanceerdere materialen te gebruiken kan de omvormer hogere vermogensdichtheden aan en wordt de betrouwbaarheid verhoogd.

4.5 Drive train

Mid speed drive trains: In deze innovatie wordt het hoge-snelheidsgedeelte van een traditionele versnellingsbak verwijderd en vervangen door een nieuwere, geavanceerdere *multi-pole* generator. Dit leidt tot een reductie van de grootte, complexiteit en verliezen van de versnellingsbak tegen een verhoging van de grootte en complexiteit van de generator. Deze innovatie zou moeten leiden tot een hogere betrouwbaarheid.

Improvements in drive train design and testing: Door de verkregen inzichten en ervaring met aandrijfsystemen, verbeterde sensoren, monitoringstechnieken en fabriekstesten verwacht men dat de levensduur van aandrijfsystemen verhoogd kan worden. Dit zal leiden tot een verlaging van de OPEX.

4.6 Operation and Maintenance

Verschillende innovaties zijn reeds genoemd die een grote impact kunnen hebben op de O&M fase. Naast de reeds besproken innovaties zullen er hier nog twee apart beschreven worden.

Production forecasting and condition-based monitoring: Door gebruik te maken van weers- en opbrengstvoorspellingen kan onderhoud slimmer gepland worden. Door de verhoogde nauwkeurigheid van dergelijke voorspellingen in combinatie met betere besluitvormingsprocessen kan O&M geoptimaliseerd en OPEX verlaagd worden.

Holistic asset management strategies: Door de verkregen inzichten en ervaring in windenergie operatie, zal infrastructuur beheer van windturbines meer gestructureerd en professioneler worden. Daarnaast kan de verhoogde beschikbaarheid van 'big data' en daarvoor ontworpen software leiden tot meer informatiedeling tussen beheerders en daarmee inzichten in het verlagen van OPEX.

4.7 Overzicht technologische innovaties

In onderstaande tabel worden de invoergegevens voor de technologische innovaties samengevat. Tevens is aangegeven welke actor (overheid (GOV) of industrie (IND)) verantwoordelijk is voor het tot stand komen van elke innovatie.

Tabel 5 Aannames voor de technologische innovaties voor windenergie op land

Topic	Innovation/measure	Affected parameter	Effect	Responsible
Wind resource	3D Scanning LiDAR	Yield	+0,2%	IND
	Active aero control	Yield WTG CAPEX	+0,8% +0,4%	IND
	Noise reduction (project E)	Yield	+1%	IND
	Production and transportation efficiencies	CAPEX blade WTG installation cost	-10% -15%	IND
	Ice control and anti-biofouling	Yield	+0,2%	IND
Tower concepts	Novel tower concepts	Tower CAPEX	-10%	IND
Power conversion and control	Nacelle mounted LiDAR	Yield	+0,2%	IND
	Pitch control innovations	WTG OPEX	-0,5%	IND
	Active wind farm control	Yield	+0,3%	IND
	AC power take off innovations	WTG OPEX	-0,6%	IND
Drive train	Mid speed drive trains	WTG OPEX	-0,55%	IND
	Improvements in drive train design and testing	WTG OPEX	-0,7%	IND
Operation and maintenance	Production forecasting and condition-based monitoring	OPEX availability	-1,5% +0,1%	IND
	Holistic asset management strategies	OPEX	-1%	IND

*Innovatie-verantwoordelijke: GOV: Overheid / IND: Industrie Bron: Ecofys (deze studie / DG ENER studie⁶)

5 Systeem- en institutionele innovaties

Naast de technologische innovaties kunnen ook innovaties in bijvoorbeeld de waardeketen en beleid bijdragen aan kostenreducties (zogenaamde systeem- en institutionele innovaties). Deze innovaties kunnen zowel op een internationaal (met name Europees) als nationaal niveau plaatsvinden.

5.1 Internationale systeem- en institutionele innovaties

Onder internationale systeem- en institutionele innovaties vallen de innovaties die op internationaal niveau ontwikkeld moeten worden. De Nederlandse overheid en industrie kunnen hieraan wel een bijdrage leveren of hierin een leidende rol spelen.

Optimised processes and increased production volumes: De kostendaling van veel technologische producten is gekoppeld aan de cumulatieve hoeveelheid producten die zijn geproduceerd; de kosten gaan omlaag naarmate er meer is geproduceerd. Deze leercurve is ook aanwezig bij windturbines. Met de verwachte wereldwijde groei van geïnstalleerd vermogen van 50% de komende 5 jaar⁷ (IEA 2016) en een vermindering van 7% van de windturbine CAPEX per verdubbeling in geïnstalleerd vermogen⁸ (IRENA 2016) wordt er een reductie van 4% verwacht (zie ook het volgende hoofdstuk).

Alignment of national codes (e.g. tip height limitation): Ieder land heeft eigen specifieke codes voor het ontwikkelen van windparken. Dit zorgt ervoor dat windturbine fabrikanten aan een groot aantal diverse specificaties moeten kunnen voldoen. Standaardisering van deze codes zorgt voor dat de fabrikanten een kleiner assortiment hebben, wat de kosten voor de windturbines kan drukken. Omdat het ontwikkelen van windparken in verschillende landen op deze manier wordt versimpeld, zullen ook de ontwikkelingskosten omlaag gaan.

Wind resource standardisation: Standaarden voor windopbrengst-berekeningen, WRA's (*wind resource assessments*) verschillen per land, en zelfs binnen landen worden verschillende methodes gehanteerd. Door deze standaarden internationaal gelijk te trekken kan er beter worden vergeleken tussen de verschillende WRA's. Dit kan zorgen voor een groter vertrouwen bij projectfinanciers, wat de kosten van kapitaal voor windprojecten kan verlagen.

⁷ IRENA (2016): The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025.
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

⁸ IEA (2016): IEA Medium Term Renewable Energy Market Report - 2016

Tabel 6 Aannames voor de internationale systeem- en institutionele innovaties voor windenergie op land

Topic	Innovation/measure	Affected parameter	Effect	Responsible
Manufacturing	Optimised processes and increased production volumes	WTG CAPEX	-4%	IND
Standards and codes	Alignment of national codes	DEVEX WTG CAPEX	-5% -2%	GOV
	Wind resource standardisation	Debt interest rate	-,2%. (abs.)	GOV

* Innovatie-verantwoordelijke: GOV: Overheid / IND: Industrie Bron: Ecofys (deze studie), IEA 2016, IRENA 2016

5.2 Nationale systeem- en institutionele innovaties

Asset management standardisation: Door het gebruik van de grote hoeveelheid data die beschikbaar komt door het beheer van een grote hoeveelheid windparken, kan het asset management en O&M regime verbeterd worden. Hier wordt door beheerders van grotere windprojecten al gebruik van gemaakt. Ook beheerders van kleinere projecten kunnen hier gebruik van maken door het asset management te laten uitvoeren door daarvoor gespecialiseerde bedrijven. Voor de kleinere projecten kan dit zorgen voor de verlaging van de O&M kosten en verhoging van de opbrengst.

Support lifetime extension: Windturbines zijn typisch ontworpen voor een technische levensduur van 20-30 jaar. Doordat de SDE+ subsidie verstrekt voor een periode van 15 jaar, wordt voor de projecten door investeerders thans ook een economische levensduur van 15 jaar gehanteerd. Door de investering in een windpark over een langere tijd af te schrijven kan de LCoE aanzienlijk worden verlaagd. Dit kan worden bereikt door de subsidietermijn van de SDE+ te verlengen tot bijvoorbeeld 20 jaar (zoals in Duitsland het geval is). De zekerheid van een langdurige subsidie staat de ontwikkelaar toe de genoemde afschrijfduur te verhogen. Het verhogen van de subsidieduur zal niet voor elke type investeerder aantrekkelijk zijn (eventueel zou de termijn b.v. alleen voor coöperaties kunnen worden aangepast).

Removal of cap on the SDE+-subsidy: De SDE+-bijdrage per MWh is gemaximaliseerd. De bijdrage is gelijk aan het basisbedrag (vergelijkbaar met de LCoE) verminderd met een correctiebedrag, dat overeenkomt met de marktprijs van elektriciteit in een bepaald jaar. Het correctiebedrag kan echter niet onder de zogenaamde basisprijs (gelijkgesteld aan 2/3^e van de verwachte langjarige elektriciteitsprijs) komen, om te voorkomen dat te grote budgetreserveringen gemaakt moeten worden. Als de marktprijs onder de basisprijs zakt, wordt de onrendabele top van het project niet volledig gedekt. Dit risico vertaalt zich in hogere kosten van kapitaal (rente, rendementseis) en het aanhouden van een grotere *debt service reserve account (DSRA)*. Door deze beperking af te schaffen neemt het risico in de inkomstenstroom af en zal een lagere kostprijs (LCoE) kunnen worden verwacht. De grootte van dit effect hangt van veel factoren af en is niet eenvoudig te kwantificeren. In deze studie wordt geen kwantitatieve inschatting gemaakt.

New income models: Kosten kunnen ook worden verlaagd door het inzetten van nieuwe *business models*. Dit kan bijvoorbeeld het handel op de onbalansmarkt zijn, of het afsluiten van *direct corporate PPA's*. Aangezien we in het gehanteerde kostenmodel niet naar de opbrengsten, maar naar de kosten van windenergie kijken is het effect van deze innovatie meegenomen door de opbrengst van het park te verhogen.

New financing models: Door nieuwe financieringsmodellen te gebruiken kunnen de kosten voor kapitaal worden verlaagd. Hierbij kan worden gedacht aan burgerparticipatie, of bijvoorbeeld aan investeringen door de turbine leverancier in het park. Het effect van deze innovatie is moeilijk te kwantificeren en is daarom niet kwantitatief meegenomen in deze studie.

Flexible permits: Vergunningen die een verscheidenheid aan turbine- en project-configuraties toestaan. De flexibiliteit zorgt voor een grotere keuzevrijheid op het moment van *financial close*, waardoor de meest geschikte turbines kunnen worden gekozen. Dit kan zorgen voor windturbines die én hogere opbrengst en/of lagere kosten hebben. Wettelijk gezien zijn deze flexibele vergunningen al mogelijk, maar in de praktijk worden ze niet vaak toegepast omdat lokale overheden huiverig zijn om ze toe te passen.

Combined roll out of concession, subsidy and permit rights: Het tendersysteem voor wind op zee heeft voor grote kostenreducties gezorgd. Een vergelijkbaar model kan worden gehanteerd voor een deel van de projecten voor wind op land. Hierbij wordt een door de overheid aangewezen gebied ontwikkeld en wordt de benodigde vergunning verkregen. Vervolgens wordt door middel van een tender het recht van ontwikkeling verstrekt en de SDE+-bijdrage vastgesteld. Deze innovatie kan zorgen voor een drastische verlaging van de ontwikkelingstijd voor de projectontwikkelaar, lagere investeringskosten door een betere onderhandelingspositie voor de winnaar, lagere vereiste ROI en rente door het verminderde risico. De verwachting is dat de ontwikkelingstijd van een windproject in totaal met 5 jaar kan worden teruggedrongen. Er is hierbij rekening gehouden voor de benodigde tijd voor het voorbereiden voor een tender, waar een duur van een half jaar voor wordt verwacht. Bij een gestandaardiseerde tender procedure zoals bij wind op zee geval is zal het meedoen aan additionele tenders in verhouding minder kosten met zich meebrengen. Het verkorten van de ontwikkelingstijd verlaagd de kosten voor het project op twee manieren. Ten eerste zal er minder geld worden uitgegeven aan het ontwikkelingsteam, ten tweede zal de netto contante waarde van het project stijgen. Een gedeelte van de lump-sum kosten wordt gedragen door de overheid, voorbeelden hiervan zijn de *wind measuring campaign*, Milieu effect rapportage, leges, studies voor geluid-, slagschaduw- en risico's. Een gedeelte van de kosten van ontwikkeling zal nog steeds worden gedragen door de ontwikkelaar, zoals de kosten voor de *wind resource assessment*, juridische kosten en de kosten voor het rond krijgen van de financiering. In totaal wordt hierdoor een afname van minsten 50% van de lump-sum kosten voor de ontwikkeling verwacht (analyse Ecofys).

Een gedeelte van de kostenbesparing in de ontwikkeling kan gezien worden als een kosten verschuiving in plaats van kostenvermindering. Er zullen echter ook daadwerkelijk kosten worden vermeden: veel investeringen in de ontwikkeling van windprojecten gaan verloren omdat de projecten uiteindelijk niet gerealiseerd worden. Voor de grootte van de kosten-effecten is gekeken naar de impact die deze innovatie op de offshore wind kosten heeft gehad.

In deze studie is deze maatregel alleen op de grotere projecten toegepast (A, B en C). Dit neemt echter niet weg dat deze innovatie ook op projecten kleiner dan 36 MW kan worden toegepast.

Low cost land provided by government: De kosten voor landgebruik variëren sterk per project. Door het beschikbaar stellen van grond voor het ontwikkelen van windparken voor een lage prijs of om niet kunnen de prijzen gelijkgetrokken en verlaagd worden.

More flexibility in grid connection regulations: De kosten voor de aansluiting op het nationale elektriciteitsnetwerk variëren sterk per project. Door de regelgeving van de netwerkaansluiting is de manier van aansluiten niet altijd kosten-optimaal. Door het flexibiliseren van de regulering kunnen zowel investerings- als de onderhoudskosten worden gedrukt.

Tabel 7 Aannames voor de nationale systeem- en institutionele innovaties voor windenergie op land

Topic	Innovation/measure	Affected parameters	Effect	Responsible
Business model	Asset management standardisation (project D and E)	OPEX Yield	-10% +0,5%	IND
	Extension of support lifetime	Operational lifetime	+5 years	GOV
	Removal of cap on SDE+-subsidy	Demanded ROI Debt interest rate Debt service reserve account	Not quantified	GOV
	New income models	Revenue (modelled as change in Yield)	+2%	IND
	New financing models	Cost of capital DEVEX	Not quantified	IND
Permitting and regulatory regime	Flexible permits	Yield WTG CAPEX	+2% -2,5%	GOV
	Combined roll out of concession, subsidy and permit rights (project A, B and C)	CAPEX Development period DEVEX lump sum cost Demanded ROI Debt interest rate	-5% -5 years -50% -4% -0.1%	GOV
	Low cost land provided by government	Land lease	-25%	GOV
	More flexibility in grid connection regulations	E-infra CAPEX E-infra OPEX	-5% -5%	GOV

* Innovatie-verantwoordelijke: GOV: Overheid / IND: Industrie

Bron: Ecofys (deze studie)

6 Resultaten

Met de gegeven kostencomponenten en de innovaties zijn de kosten en kostenreducties van de proto-projecten berekend. In paragraaf 6.1 en 6.2 zijn de mogelijke kostenreducties door de technologische en systeem- en institutionele innovaties systeem- en institutionele innovaties uiteengezet. Paragraaf 6.3 laat de reductiepotentieel door het gecombineerd toepassen van alle innovaties zien.

6.1 Kostenreductie door technologische innovaties

Met het Ecofys kostenmodel kan per proto-project het effect van de technologische innovaties op de LCoE worden berekend. In Tabel 8 zijn de verschillende innovaties en hun impact op de LCoE weergegeven. Als deze reductie hetzelfde is voor elk project wordt deze waarde genoemd, als deze verschilt is de bandbreedte weergegeven.

Tabel 8 Gemiddelde kostenreducties door technologische innovaties voor de wind-op-land proto-projecten

Topic	Innovation/measure	LCoE reduction
Wind resource	3D Scanning LiDAR	-0.1%
Rotor concepts	Active aero control	-0.6%
	Noise reduction	-1.0%
	Production and transportation efficiencies	-1.5%...-1.7%
	Ice control and anti-biofouling	-0.2%
Tower concepts	Novel tower concepts	-1.0%...-1.1%
Power conversion and control	Nacelle mounted LiDAR	-0.2%
	Pitch control innovations	-0.1%
	Active wind farm control	-0.3%
	AC power take off innovations	-0.1%
Drive train	Mid speed drive trains	0.1%
	Improvements in drive train design and testing	-0.1%
Operation and maintenance	Production forecasting and condition-based monitoring	-0.5%...-0.8%
	Holistic asset management strategies	-0.1%

De totale kostenreductie per proto-project als gevolg van technologische innovaties is te vinden in Tabel 9. Uit Tabel 8 en Tabel 9 kan de conclusie worden getrokken dat de individuele innovaties slechts een klein impact hebben, maar dat ze gezamenlijk wel een significant reductiepotentieel hebben. Verder is de kostenreductie min of meer gelijk voor alle proto-projecten, ongeveer 6%, ca. 4-5 €/MWh.

Tabel 9 Kostenreducties door technologische innovaties per wind-op-land proto-project

Proto-project	Percent	€ / MWh
A High wind	-6%	€ 4.1
B Mid wind 1	-6%	€ 4.5
C Mid wind 2	-6%	€ 4.7
D Low wind	-6%	€ 4.8
E Spatially constrained	-6%	€ 5.2

6.2 Kostenreductie door systeem- en institutionele innovaties

Op vergelijkbare wijze kan per proto-project ook het effect van de systeem- en institutionele innovaties op de LCoE worden berekend. We maken hierbij onderscheid tussen de internationale (met name Europese) en Nederlandse systeem- en institutionele innovaties. In onderstaande tabellen zijn de verschillende innovaties en hun impact op de LCoE weergegeven. Als deze reductie hetzelfde is voor elk project wordt deze waarde genoemd, als deze verschilt is de bandbreedte weergegeven.

6.2.1 Impact van internationale systeem- en institutionele innovaties

De totale kostenreductie van internationale systeem- en institutionele innovaties is per proto-project te vinden in onderstaande tabellen. Ook hieruit kan de conclusie worden getrokken dat de individuele innovaties slechts een kleine impact hebben, maar dat ze gezamenlijk wel een significante reductiepotentie hebben, die min of meer gelijk is voor alle proto-projecten, namelijk 4-5%, ca. 3-4 €/MWh.

Tabel 10 Gemiddelde kostenreducties door internationale, systeem- en institutionele innovaties voor de wind-op-land proto-projecten

Topic	Innovation/measure	LCOE reduction
Manufacturing	Optimised processes and increased production volumes	-2.0%...-2.2%
Standards and codes	Alignment of national codes (e.g. tip height limitation)	-1.6%...-2.1%
	Wind resource standardisation	-0.6%...-0.8%

Tabel 11 Kostenreducties door internationale, systeem- en institutionele innovaties per wind-op-land proto-project

Proto-project	Percent	€ / MWh
A High wind	-4%	€ 3.0
B Mid wind 1	-4%	€ 3.3
C Mid wind 2	-4%	€ 3.5
D Low wind	-5%	€ 3.8
E Spatially constrained	-5%	€ 4.3

6.2.2 Impact van nationale systeem- en institutionele innovaties

De totale kostenreductie van nationale systeem- en institutionele innovaties is per proto-project te vinden in onderstaande tabellen. Voor deze categorie zijn de verschillen per proto-project groter, namelijk ca. 35-36% voor de grotere proto-projecten, en 20-21% voor de kleinere projecten. Ook enkele individuele innovaties/maatregelen hebben een grote bijdrage aan de kostenreductie. Het uitbreiden van de subsidieduur van 15 naar 20 jaar heeft een grote impact, evenals de introductie van een tender-procedure voor wind op land (respectievelijk 13-14% en 18%). Voor de kleinere projecten wordt overigens verondersteld dat hiervoor geen tender-procedure zal worden ingericht.

Tabel 12 Gemiddelde kostenreducties door nationale, systeem- en institutionele innovaties voor de wind-op-land proto-projecten

Topic	Innovation/measure	LCOE reduction
Business model	Asset management standardisation (project D and E)	-2.0%...-2.2%
	Extension of design and support life-time	-13.1%...-13.9%
	New income models	-2.0%...-2.0%
Permitting and regulatory regime	Flexible permits	-3.2%...-3.3%
	Combined roll out of concession, subsidy and permit rights (project A, B and C)	-18.2%...-18.4%
	Low cost land provided by government	-0.5%...-1.4%
	More flexibility in grid connection regulations	-0.4%...-0.7%

Tabel 13 Kostenreducties door nationale, systeem- en institutionele innovaties per wind-op-land proto-project

Proto-project	Percent	€ / MWh
A High wind	-35%	€ 24.8
B Mid wind 1	-36%	€ 27.1
C Mid wind 2	-36%	€ 27.9
D Low wind	-21%	€ 16.7
E Spatially constrained	-20%	€ 18.2

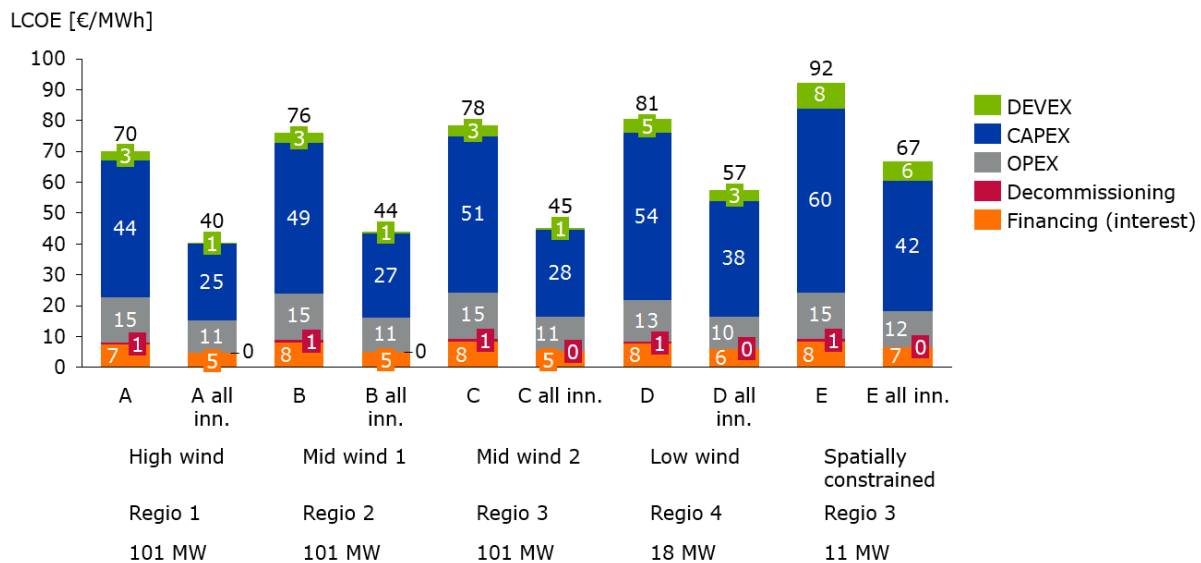
6.3 Totale kostenreductie-potentieel

In Tabel 14 staat een overzicht van de totale kostenreductie per type innovatie/maatregel, per proto-project. In Figuur 4 tot en met Figuur 9 zijn de waarden voor de proto-projecten gevisualiseerd. Er kan worden geconcludeerd dat de technologische en systeem- en institutionele, internationaal georiënteerde innovaties een kleinere maar significante impact hebben. De systeem- en institutionele, nationaal georiënteerde innovaties laten daarentegen het grootste potentieel zien. De totale set van maatregelen resulteert in een kostenreductie van 28-42%, afhankelijk van het proto-project, en brengt de kosten van wind op land tot een niveau van 40-70 €/MWh.

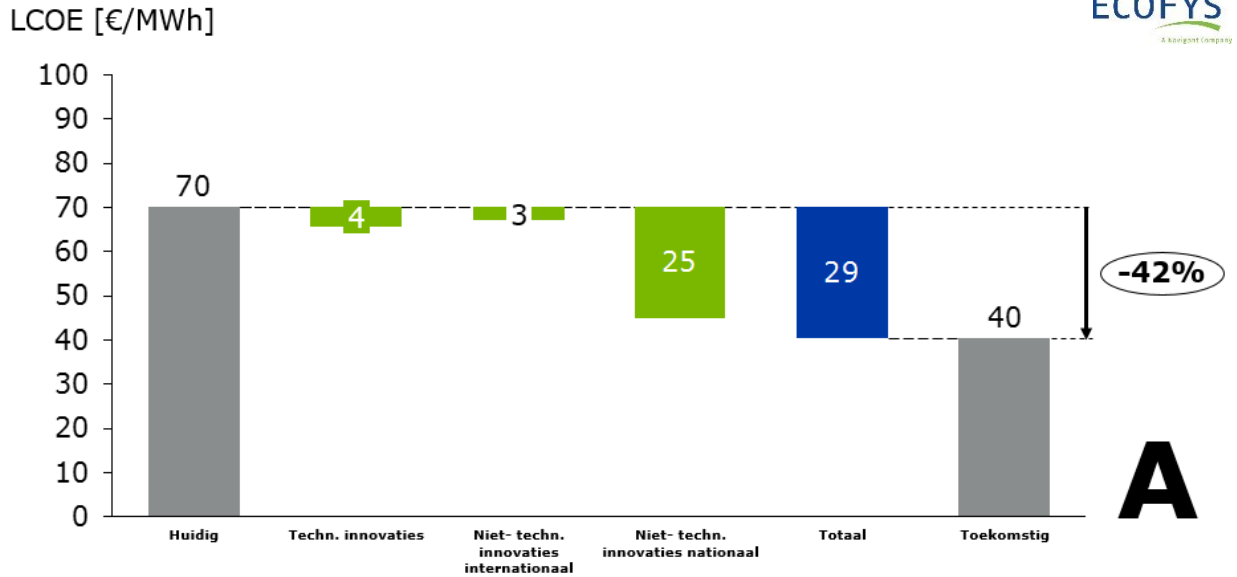
Figuur 4 laat specifiek zien welke kostencomponenten de grootste reducties laten zien. In alle gevallen laat met name de bijdrage van de CAPEX de belangrijkste absolute afname zien. Dit is het gevolg van de verlenging van de subsidietermijn en daarmee de economische levensduur van het project, en lagere kosten van kapitaal.

Tabel 14 Overzicht kostenreductie potentieel per wind-op-land proto-project (in €/MWh)

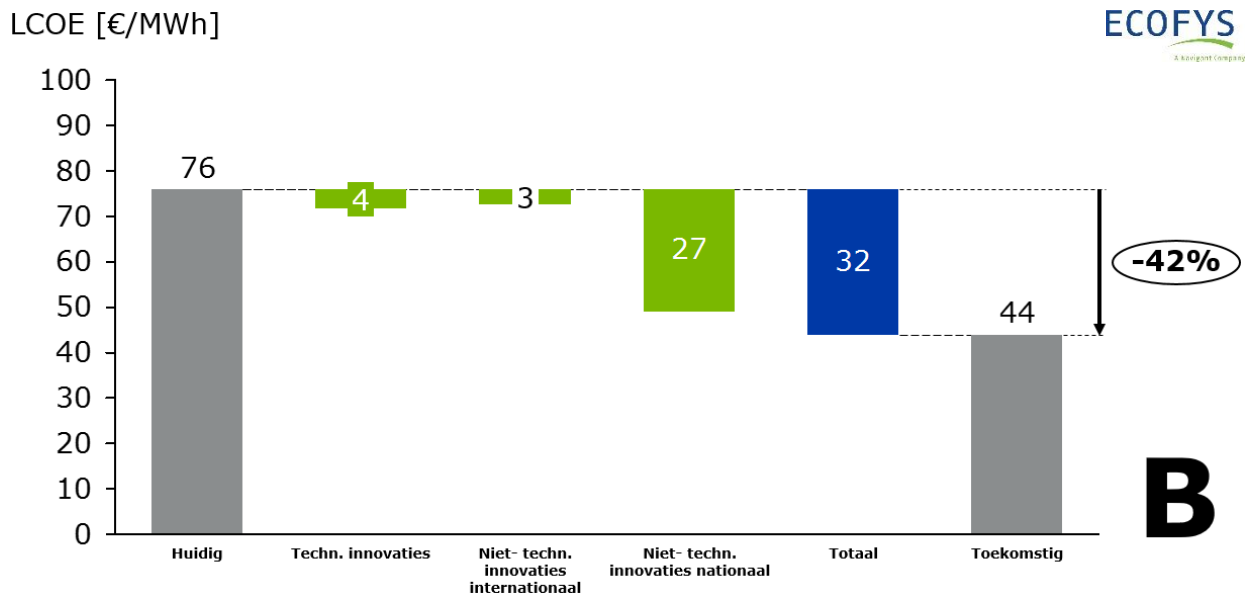
Proto-project	Basisprijs	Techn.	Niet - techn. internationaal	Niet - techn. nationaal	Absolute reductie	Resultaat	Relatieve reductie (%)
A High wind	69.9	-4.1	-3.0	-24.8	-29.4	40.5	-42%
B Mid wind 1	76.1	-4.5	-3.3	-27.1	-32.2	43.9	-42%
C Mid wind 2	78.5	-4.7	-3.5	-27.9	-33.2	45.3	-42%
D Low wind	80.7	-4.8	-3.8	-16.7	-23.4	57.3	-29%
E Spatially constrained	92.3	-5.2	-4.3	-18.2	-25.7	66.6	-28%



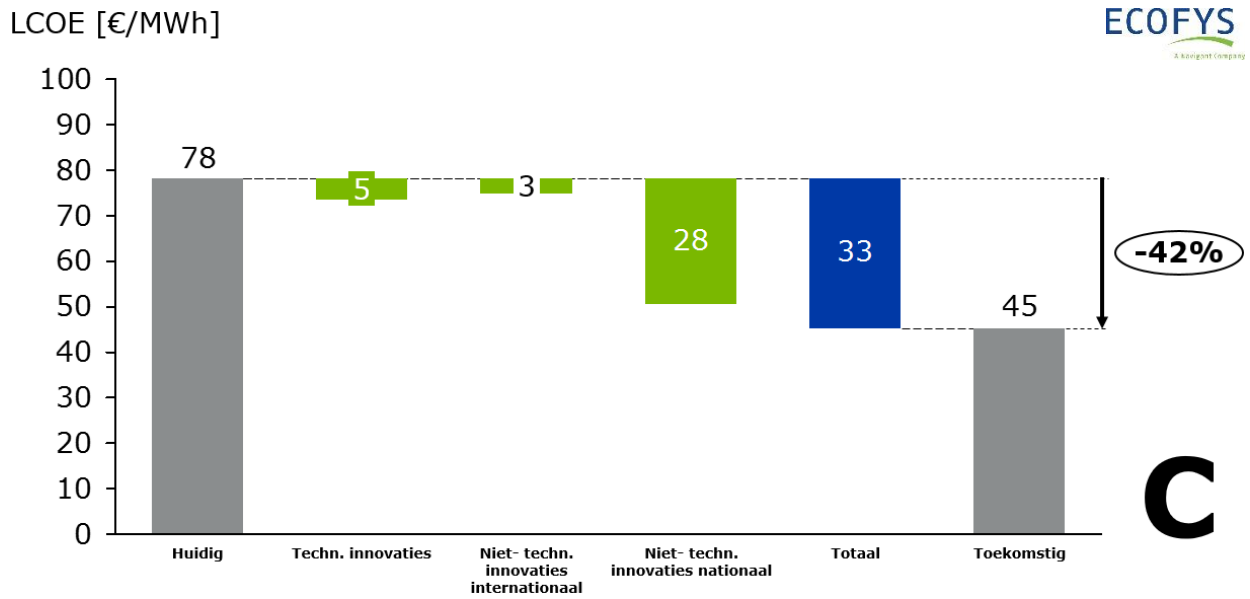
Figuur 4 Kostenopbouw van de levelised cost of electricity per proto-project, voor en na de implementatie van de geïdentificeerde innovaties en/of maatregelen (deze studie)



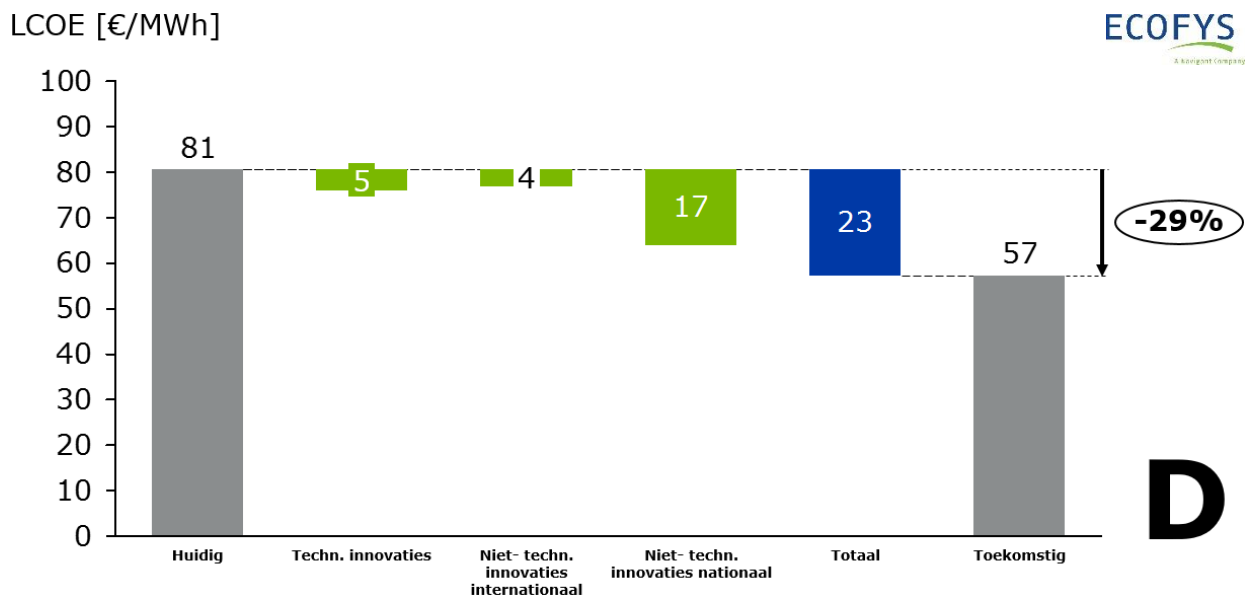
Figuur 5 Kostenreductie potentieel voor proto-project A (in €/MWh)



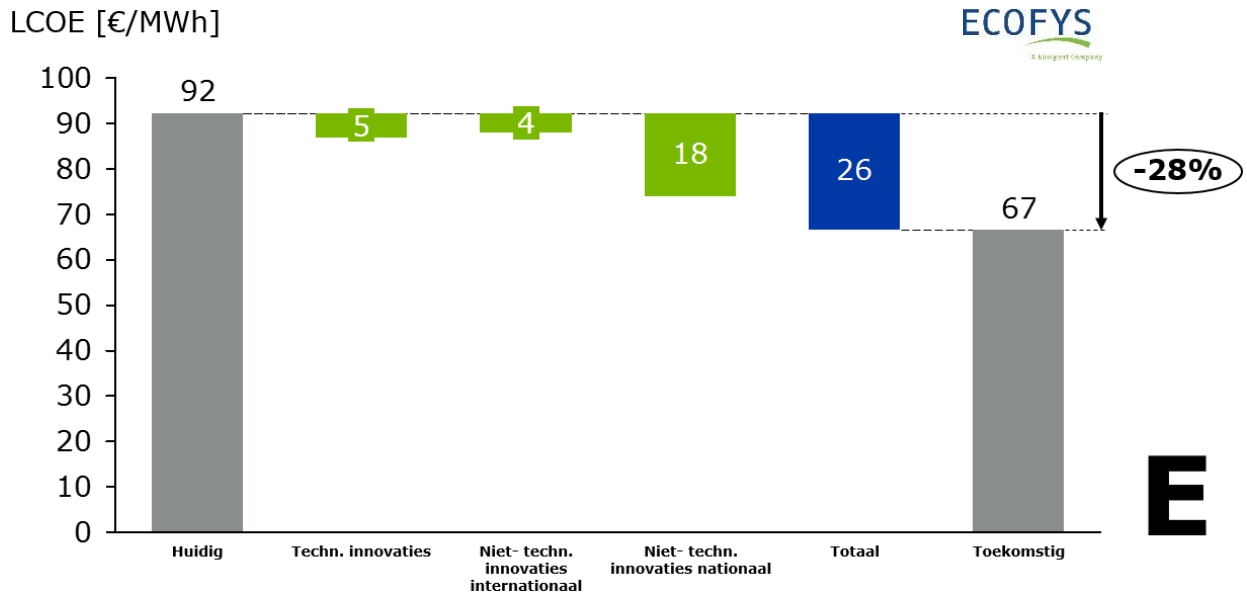
Figuur 6 Kostenreductie potentieel voor proto-project B (in €/MWh)



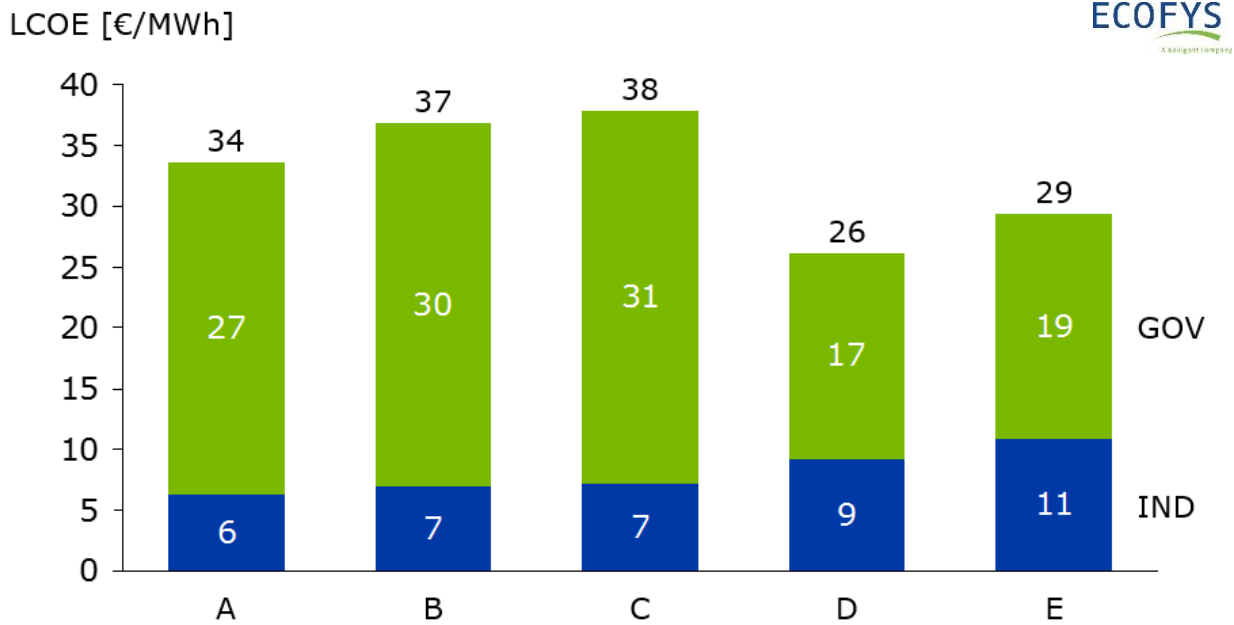
Figuur 7 Kostenreductie potentieel voor proto-project C (in €/MWh)



Figuur 8 Kostenreductie potentieel voor proto-project D (in €/MWh)



Figuur 9 Kostenreductie potentieel voor proto-project E (in €/MWh)



Figuur 10 Verdeling van de verantwoordelijkheid voor de kostenreductie tussen industrie (IND) en overheid (GOV)

Innovatie-verantwoordelijken: Een deel van de innovaties en maatregelen kan en zal door de sector zelf genomen worden. Voor een ander deel ligt de verantwoordelijkheid primair bij de overheid, bijvoorbeeld bij het ontwerp van beleidsinstrumenten en het beschikbaar stellen van gronden. Per maatregel is in de vorige hoofdstukken aangegeven welke actor innovatie-verantwoordelijke is. In Figuur 10 is deze verdeling per project weergegeven. Voor de kostenreductiepotentiëlen is de verhouding van verantwoordelijkheid van industrie/overheid ca. 20%/80% voor grote projecten en 35%/65% voor kleine projecten. Wind op land is nu al één van de goedkoopste bronnen voor elektriciteitsproductie. Dat is niet zichtbaar omdat in de marktprijzen de externe kosten van opwekking met conventionele technologie (fossiele- en kernenergie) niet of nauwelijks worden meegenomen. Daardoor is in Europa nog steeds overheidsbeleid nodig om de markt voor windenergie op land in stand te houden. Dit beleid is dus ook nodig om innovaties bij de industrie te 'provoceren'.

Termijn waarop de kostenreducties kunnen worden gerealiseerd: De technologische innovaties die in deze studie zijn geïdentificeerd kunnen op een termijn tot 5 jaar worden gerealiseerd, in een aantal gevallen al eerder (zie volgende hoofdstuk over een discussie over leereffecten). De termijn voor de internationale systeem- en institutionele innovaties is vergelijkbaar. De nationale systeem- en institutionele innovaties kunnen sneller worden geïmplementeerd. De twee belangrijkste maatregelen - namelijk: (1) het verlengen van de SDE+ looptijd tot 20 jaar, en (2) het introduceren van een proces van gecombineerde uitrol van subsidie en vergunningen, als onderdeel van een tender - kunnen in 1 tot 2 jaar worden gerealiseerd.

7 Conclusies en discussie

7.1 Technologische innovaties

De in deze studie gepresenteerde technologische innovaties resulteren in een kostprijsreductie van tenminste 6% binnen maximaal 5 jaar (LCoE). Windenergie laat een historische *improvement rate* zien van 7% voor de investeringskosten (reductie van 7% in de totale CAPEX bij een verdubbeling van het mondiaal geïnstalleerde vermogen)⁹. Voor de (mondiale) LCoE leidt IRENA (2016)⁹ een *improvement rate* van 12% af; een hoger percentage als gevolg van een veronderstelde toename in de gemiddelde capaciteitsfactor. Bij een door het IEA (2016)¹⁰ verwachte ontwikkeling van het totale opgestelde vermogen van 455 GW in 2016 tot 703 GW in 2021 resulteert dit in een kostprijsreductie van 4-8% over deze periode. Het kostprijsreductiepotentieel dat in deze studie is afgeleid ligt in dit bereik.

Het kostprijsreductiepotentieel is daarmee nog niet volledig benut. IRENA (2016)⁹ schat dat in 2025 wind op land een 26% lagere LCoE heeft dan in 2015. Ongeveer 50% hiervan is het gevolg van hogere capaciteitsfactoren, 20% van lagere CAPEX, 17% van lagere OPEX, en 13% van systeem- en institutionele maatregelen, zoals optimalisatie van de waardeketen en het toepassen van *best practices* bij projectontwikkeling en wet- en regelgeving. In Nederland wordt de verhoging van de gemiddelde capaciteitsfactor vooral beperkt door het gebrek aan acceptatie van turbines met grotere as-hoogtes en rotor-diameters. Gebaseerd op deze getallen is een ruwe schatting van het langere termijn (10 jaar) technologische reductiepotentieel voor wind op land in Nederland ongeveer 10-15% (LCoE), vergelijkbaar met de in deze studie geïdentificeerde 6% voor de korte termijn.

Een andere mondiale studie onder leiding van LBNL¹¹, waarin experts gevraagd is naar hun inschatting van de ontwikkeling van de belangrijkste technisch-economische parameters van windenergie, laat de volgende effecten zien voor 2030 ten opzichte van 2014: -12% in CAPEX, -9% in OPEX, +10% in capaciteitsfactor en technische levensduur, geen verandering met betrekking tot kosten van kapitaal. Dit resulteert in een reductie van 24% in de LCoE in 2030 (mediane waarde). Overigens is de spreiding in de door de experts genoemde waarden aanzienlijk: voor 2020 resulteert dit in een bandbreedte van +25% tot -20% in de LCoE, met -10% als mediane waarde. De effecten zijn voornamelijk het gevolg van technologische innovaties, hoewel optimalisaties in de waardeketen impliciet meegenomen kunnen zijn.

⁹ IRENA (2016): The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

¹⁰ IEA (2016): IEA Medium Term Renewable Energy Market Report - 2016

¹¹ LBNL (2016): Wiser, R.; K. Jenni; J. Seel; E. Baker; M. Hand; E. Lantz; A. Smith: Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts (LBNL /Insight Decisions / University of Massachusetts / NREL)

De conclusie is dat de in deze studie afgeleide waarden kostprijsreducties als gevolg van technologische innovaties overeenkomen met de resultaten van internationale studies. Op korte termijn (5 jaar) bedraagt dit ca. 6%, op langere termijn (10 jaar) ca. 10-15% in de LCoE van wind op land.

7.2 Systeem- en institutionele innovaties

De systeem- en institutionele innovaties en maatregelen hebben het grootste effect, waarbij een aantal maatregelen in internationaal verband genomen kunnen worden, maar vooral nationale maatregelen kunnen bijdragen aan een kostprijsreductie van ca. 24% (proto-project D en E) tot 38% (A-C).

Dit effect is aanzienlijk groter dan wordt gerapporteerd in de eerder genoemde studies van IRENA⁹ en LBNL¹¹. IRENA rapporteert voor 2015-2025 een kostprijsreductie van ca. 3.5% (LCoE) als gevolg van optimalisatie in de waardeketen en toepassen van *best practices*¹². Door LBNL wordt tot 2030 geen systeem- en institutionele innovaties genoemd die kan bijdragen aan kostprijsreducties.

De belangrijkste kostenreducties kunnen bereikt worden door:

- het wegnemen van een aantal project-risico's die de kosten en/of termijnen van de projectontwikkelingsfase vergroten,
- maatregelen die de kosten van kapitaal verlagen, en
- het vergroten van de concurrentie tussen projectontwikkelaarskosten en technologie-leveranciers.

Voor de proto-projecten kan dit worden gerealiseerd door:

- het verlengen van de SDE+-subsidie-periode van 15 naar 20 jaar;
- het opzetten van een vergelijkbare procedure als gevolgd voor wind op zee ten aanzien van vergunningen en tenders, voor projecten op gronden in eigendom van de overheid (in de berekeningen is overigens verondersteld dat alleen proto-projecten A-C hier voor in aanmerking komen);
- het voorkomen van extreem hoge kosten voor netinpassing, grondkosten of andere (gemeentelijke) heffingen, door meer transparantie, eventueel socialisatie van kosten, en/of (flexibiliteit in) regelgeving;

¹² In de IRENA studie wordt echter een aanzienlijke kostprijsreductie als gevolg van hogere capaciteitsfactoren ingecalculerd: van 27% in 2014 tot 28,5-34% in 2025. Dit zijn waarden die nog grotendeels onder de capaciteitsfactoren van de proto-projecten liggen. Zonder deze hogere capaciteitsfactoren is het absolute effect van de systeem- en institutionele innovaties en maatregelen hoger dan de eerder genoemde 3.5%, maar nog steeds ver onder de waarden in deze studie.

- het om niet beschikbaar stellen van overheidsgronden (vergelijkbaar met de wind-op-zee projecten buiten de 12-mijls zone).

De rente van de banklening heeft een directe en relatief grote invloed op de LCoE van wind op land, gezien de relatief hoge kapitaalkosten en de 80% financiering (zie Figuur 3). De rente is momenteel (zeer) laag, en kan eigenlijk alleen nog maar omhoog gaan. Dit zal de te realiseren kostprijsreductie van wind op land dempen. Een vergelijkbaar effect – maar kleiner – kan optreden bij een prijsstijging van de belangrijkste grondstoffen voor windenergie projecten (staal, koper, cement).

7.3 Gecombineerd effect

De kostprijs voor grote (≥ 36 MW) proto-projecten voor wind op land kan met meer dan 40% worden gereduceerd van 70-80 €/MWh tot ca. 40-45 €/MWh.

De kostprijs voor de kleinere (< 36 MW) proto-projecten voor wind op land kan tot 30% worden gereduceerd van 80-90 €/MWh tot 60-70 €/MWh. Voor de kleinere proto-projecten is in deze studie niet het meest gunstige windklimaat verondersteld. Indien kleinere projecten in gebieden met hoge windsnelheden worden gebouwd zal de kostprijs uiteraard lager liggen.

Deze kostprijsreducties – een combinatie van technologische en niet-technologische systeem- en institutionele innovaties en maatregelen – kunnen binnen vijf jaar worden gerealiseerd. Zowel industrie als overheid kunnen bijdragen en/of het initiatief nemen voor deze kostenreductie. De verhouding van deze bijdrage schatten we in als 20%/80% bij grote en 35%/65% bij kleine projecten.

De technologische innovaties resulteren in een kostenreductie (LCoE) van 6% op korte termijn (5 jaar) en mogelijk 10-15% op langere termijn (10 jaar).

Een groot deel van de kostprijsreductie wordt bereikt door systeem- en institutionele innovaties, zoals (1) het verlengen van de SDE+ looptijd van 15 tot 20 jaar (13%), en (2) het introduceren van een proces van gecombineerde uitrol van subsidie en vergunningen, als onderdeel van een tender (18%).

ECOFYS



A Navigant Company

ECOFYS



A Navigant Company

ECOFYS



A Navigant Company



ECOFYS Netherlands B.V.

Kanaalweg 15G
3526 KL Utrecht

T: +31 (0) 30 662-3300

F: +31 (0) 30 662-3301

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com