

Investerings- zekerheid voor windenergie in Vlaanderen post- 2023

Studie uitgevoerd in opdracht van
VWEA (ODE) en FEBEG

12/12/2023
FINAAL





Investerings-zekerheid voor windenergie in Vlaanderen post-2023

Studie uitgevoerd in opdracht van VWEA (ODE) en FEBEG

Client:

ODE nv – Organisatie Duurzame Energie

Contact person:

Maarten Dedeyne, maarten.dedeyne@ode.be

3E reference:

PR116310

3E contact person:

Ruben Baetens, ruben.baetens@3e.eu

Date:

12/12/2023

Version:

Finaal

De algemene voorwaarden van 3E zijn van toepassing op dit document. Klant ontvangt het niet-exclusieve, niet-overdraagbare recht om dit document (met inbegrip van zijn bijlages indien van toepassing) uitsluitend te gebruiken voor zijn zakelijke doeleinden en activiteiten. Dit document is gebaseerd op een overeenkomst afgesloten enkel tussen Klant en 3E, en niet ten voordele van derde begunstigden. Tenzij de vertrouwelijkheidsclassificatie aangegeven door 3E het toelaat, gaat Klant akkoord dit document niet mee te delen aan of te kopiëren voor derden, noch geheel noch gedeeltelijk, zonder de voorafgaande schriftelijke toestemming van 3E. In ieder geval, en dit ongeacht of de vertrouwelijkheidsclassificatie verspreiding toelaat of niet, zal 3E niet aansprakelijk zijn t.a.v. derden voor de gevolgen van het gebruik van deze offerte door een derde partij.

Inhoudstabel

Documentgeschiedenis	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	6
2. Wind op land, pre-crisis	10
2.1. Trends in windontwikkeling op land	10
2.2. Kosten, waarde en rendabiliteit	12
3. De nood aan ondersteuning	16
3.1. Opwaartse trendbreuken in kosten en LCOE	16
3.2. Hoge, maar onzekere marktwaarde	20
3.3. Noodzaak aan ondersteuning	22
4. Doelstellingen en richtlijnen	25
5. PPA's be/of CfD's ?	29
5.1. Theory of change	29
5.2. CfD-ontwerpen voor elektriciteitsproductie	32
5.3. Overzicht van buitenlandse gebruiken	36
6. Vlaams maatwerk voor wind op land	39
Bijlage A. Kosten-rapportering in referenties	40
Bijlage B. CfD's in Frankrijk	41
Bijlage C. CfD's in Groot-Brittanië	44
Bijlage D. CfD's in Denemarken	47

Documentgeschiedenis

N°	Datum	Auteur	Review	Samenvatting van de wijzigingen
1	07/06/2023	RBA	--	Draft rapport voor interne review
2	02/10/2023	RBA	--	Draft final report
3	16/10/2023	RBA	ODE/FEBEG	Verwerking opmerkingen
4	21/11/2023	RBA	Leden	Finale versie ter review aan leden
5	12/12/2023	RBA	--	Finale versie

Confidentiality of the document:

Client only

Samenvatting

De kostenstructuur van klassieke (fossiele) bronnen van elektriciteit en hernieuwbare bronnen van elektriciteit verschillen erg:

- De opwekking van stroom op basis van fossiele brandstoffen is OPEX-gebaseerd via korte-termijn marginale kosten die rechtstreeks gekoppeld zijn aan brandstofprijzen.
- Wind- en zonnestroom zijn op CAPEX gebaseerd en werken met lage marginale kosten.

Dit maakt dat de voorspelbaarheid van de toekomstige inkomsten voor wind en zon cruciaal zijn voor het verminderen van de investerings-onzekerheid en dus hun financieringskosten.

Gezien de dringende noodzaak om windenergie op grote schaal uit te bouwen, hebben we dus een marktontwerp nodig dat verschillende opties tegelijk biedt. Verbintenissen op lange termijn zijn cruciaal om de windproductie en bijhorende technologische ontwikkeling te stimuleren. Om dit te bereiken, moeten de inkomsten voor windontwikkelaars uit de kortetermijn-markten worden ondersteund door langetermijncontracten en/of door de overheid om de prijsonzekerheid voor ontwikkelaars en voor investeerders te verminderen - al moet de prijs in day-ahead- en intra-day markten de referentieprijs blijven in langetermijncontracten.

De kostenstructuur van wind op land is zeer sterk CapEx-dominant, en deze CapEx is de voorbije 2 jaar sterk gestegen met 30-40%. Om deze initiële investering terug te verdienen, dienen investeerders de geproduceerde stroom gedurende 20 jaar te verhandelen aan een prijs in de range van 73-85 €/MWh, afhankelijk van het project.

Hier stellen zich echter twee problemen:

- Allereerst is er een groot gebrek aan langetermijncontracten in de markt. Kopers zijn namelijk conservatiever dan verkopers. Daar waar verkopers of investeerders termijncontracten van 10-20 jaar willen aangaan, willen kopers eerder contracten met een duurtijd van 2-3 jaar.
- Daarenboven geven de huidige marktnoteringen en lange-termijn prijssimulaties vandaag geen garantie of indicatie dat de korte-termijnmarkt het beoogde prijsniveau gedurende 20 jaar lang zal halen op de momenten van windproductie.

Beide samen stellen dat, indien de overheid als doelstelling heeft om wind op land verder te blijven ontwikkelen, er ook na 2024 nog steeds een mechanisme nodig is dat (1) het prijs- en investeringsrisico dekt via stabilisatie en (2) marktinkomsten aanvult indien deze onvoldoende blijken.

1. Inleiding

Context

De kostenstructuur van klassieke (fossiele) bronnen van elektriciteit en hernieuwbare bronnen van elektriciteit verschillen erg:

- De opwekking van stroom op basis van fossiele brandstoffen is OPEX-gebaseerd via korte-termijn marginale kosten die rechtstreeks gekoppeld zijn aan brandstofprijzen.
- Wind- en zonnestroom zijn op CAPEX gebaseerd en werken met lage marginale kosten.

Dit maakt dat de voorspelbaarheid van de toekomstige inkomsten voor wind en zon cruciaal zijn voor het verminderen van de investeringsonzekerheid en dus hun financieringskosten.

In theorie zorgt de combinatie van elektrificatie van de vraag en de uitrol van hernieuwbare energie voor een stabilisatie van de prijzen: wanneer day-ahead prijzen te laag worden zullen flexibele lasten en opslag hier voordeel uit halen en zorgen voor een verhoging van de prijzen. Op lange termijn kan deze tendens bijdragen aan het veiligstellen van de inkomsten en dus investeringen in windenergie, maar vooralsnog zijn de marktprijzen (en dus toekomstige inkomsten) erg volatiel en onvoorspelbaar.

Gezien de dringende noodzaak om windenergie op grote schaal uit te bouwen, hebben we dus een marktontwerp nodig dat verschillende opties tegelijk biedt. Verbintenissen op lange termijn zijn cruciaal om de windproductie en bijhorende technologische ontwikkeling te stimuleren. Om dit te bereiken, moeten de inkomsten voor windontwikkelaars uit de korte-termijnmarkten worden ondersteund door langetermijncontracten en/of door de overheid om de prijsonzekerheid voor ontwikkelaars en voor investeerders te verminderen - al moet de prijs in day-ahead- en intra-day markten de referentieprijzen blijven in langetermijncontracten.

Heden geldt er in Vlaanderen een (variabele) certificatensteun, die de marktinkomsten van de ontwikkelaar aanvult tot een gegarandeerd, stabiel en voorspelbaar minimuminkomen.

Het Regeerakkoord van de Vlaamse Regering 2019-2024 bepaalt echter de **uitfasering van alle steun** voor nieuwe of vernieuwde hernieuwbare projecten tegen 2025 via een geleidelijke reductie van de maximale steun.

Indien de Vlaamse regering in 2025 doorzet met de uitfasering van de certificatensteun op basis van de onrendabele top (OT) met bandingfactoren (Bf), dient er dus een andere complementariteit gezocht te worden om voor stabiliteit te zorgen. Deze kan mogelijks door de markt, door de overheid, of door een combinatie van beide geleverd worden.

Met de huidige Europese richtlijnen zijn er intrinsiek drie mogelijke opties om investeringen in nieuwe windcapaciteit te stimuleren. De allereerste is de marktbasis voor de meeste contracten, i.e.

1. Day-ahead en intraday-markten. Een day-ahead markt met veilingen van maximaal 15 minuten en een continue intra-day markt is de beste combinatie om de liquiditeit van de markt te garanderen en handel in hernieuwbare elektriciteit te vergemakkelijken. De day-ahead markt bepaalt de baseline, en de continue intra-day markt maakt de nodige realtime aanpassingen mogelijk.

Deze worden typisch aangevuld met de mogelijkheid tot langetermijnscontracten om stabiliteit te brengen in de inkomsten.

In de huidige beleidscontext bestaan er hiervoor twee mogelijkheden: via zakelijke power purchasement agreements (of PPA's) en/of via Contracts-for-Difference (of CfD's) zoals 2-zijdige CfD's en vaste of glijdende premies (zoals het onrendabele top model).

2. Tweezijdige contracts-for-difference (of 2-sided CfD's) zijn (vanuit het perspectief van de consument) de goedkoopste CfD's de goedkoopste optie om het investeringsrisico te verminderen, en worden typisch door nationale regeringen georganiseerd via concurrerende veilingen.
3. Zakelijke power purchasement agreements (of PPA's) kunnen ook voor een prijsafdekking op lange termijn zorgen. Steeds meer bedrijven stellen zich tot doel om hun elektriciteitsvraag geheel of deels te dekken met wind- en zonne-energie. Hieraan wordt vaak voldaan met een combinatie van PPA's, opwekking ter plaatse (achter de meter) en niet-gebundelde GO-aankopen.

Ook combinaties van verschillende opties en verschillende modellen op hetzelfde project zouden kunnen worden toegepast: ontwikkelaars die de mogelijkheid hebben om PPA's voor hernieuwbare energie van bedrijven en toegewezen inkomstenstabilisatie te combineren in een door de overheid beheerde veiling, versnellen het tempo van de decarbonisatie.

Deze optie is zinvol voor onshore windprojecten vanwege de typische doorlooptijd van ongeveer 3 jaar tussen de gunning van de aanbesteding en de datum van ingebruikname.

Vraagstelling

In de bovenstaande context van een mogelijks einde van de certificatensteun in Vlaanderen, wensten VWEA en FEBEG met de voorliggende studie inzicht te krijgen in de volgende vragen:

1. Is er na 2024 nog steeds een noodzaak voor een ondersteunings-systeem (zoals OT/Bf) om investerings-zekerheid en zekerheid tot financiering te garanderen?
2. Wat is het potentieel van CfD's om de ontwikkeling van onshore windenergie in Vlaanderen te ondersteunen?
3. Wat is het potentieel van corporate PPA's, al dan niet gecombineerd met een CfD, om de ontwikkeling van onshore windenergie in Vlaanderen te ondersteunen?
4. Is er een mogelijkheid om het principe of de berekeningsmethodiek van de OT/Bf-methode als instrumenten of toetssteen te gebruiken voor de alternatieve scenario's van een PPA of CfD?

De vraagstelling betreffende het potentieel van CFD's en PPA's werd verder uitgesplitst.

Potentieel van CfD's

Het potentieel van CfD's als beleidsinstrument wordt vooral bepaald door een aantal keuzes in de methodiek. Daarom werden de volgende vragen onderzocht:

1. Hoe wordt een CfD best ontworpen: Eenzijdige met enkel een floor, tweezijdig met een aparte floor en cap, of tweezijdig met één fixed price? Of bestaan er nog andere alternatieven?
2. Hoe wordt de cap en/of floor best bepaald: Door de overheid op basis van een OT-model, of via een concurrentiële veiling? Indien via OT-model: op basis van welke data, en is het nuttig om te werken met windzones? Indien via veiling: hoe zou zo'n veiling dan best verlopen, en kunnen hierin ook niet-weerhouden projecten toegang krijgen tot realisatie op basis van de parameters van het hoogst (i.e. goedkoopst) gerangschikt project?
3. Wat zou de overheadskost zijn van een ondersteunings-mechanisme met een CfD?

Potentieel van PPA's

In tegenstelling tot CfD's wordt het potentieel van zakelijke PPA's niet dominant bepaald door beleidskeuzes, maar door de context ervan, i.e. het economisch weefsel, de projectgrootte,... Daarom werden volgende vragen mee onderzocht:

1. Wat is de haalbaarheid van zakelijke PPA's op de ruimtelijke schaal van Vlaanderen met veel kleine windparken en veel KMO's?

2. Wat is de impact van een zakelijke PPA op de bankability van een investering in wind?
3. Wat zou de overheadskost zijn van een ondersteuningsmechanisme met PPA's?
4. Hoe valt een zakelijke PPA te combineren met een CfD?

Structuur van document

Het voorliggende document is als volgt gestructureerd:

- Hoofdstuk 2 beschrijft kort de huidige, Vlaamse ondersteuningsmethodiek en haar geschiedenis. In dat kader worden ook de algemene principes en doelstellingen van een ondersteuning verder uitgeklaard.
- Hoofdstuk 3 vat de Europese regelgeving samen waaraan een financiële ondersteuning dient te voldoen.
- Hoofdstuk 4 behandelt de vragen met betrekking tot PPA's en CfD's. Het beschrijft de ontwerp-keuzes en hun impact op de ontwikkeling van wind, verwijzend naar de implementaties van CfD's in onze buurlanden.
- Hoofdstuk 5 formuleert tot slot de preferente oplossing voor wind op land in Vlaanderen.

Scope

De scope van deze studie is beperkt tot de ontwikkeling van onshore wind in Vlaanderen, i.e. rekening houdend met de bestaande 'markt' van de ontwikkelaars en de ruimtelijke context in Vlaanderen.

2. Wind op land, pre-crisis

In Vlaanderen werd de voorbije twee decennia in totaal al 1,7 GW aan wind op land ontwikkeld.

Door trends in kosten, subsidiesystemen en juridische regels kende deze groei ups en downs, met een jaarlijkse groei van zo'n 200 MW in de piek-jaren en 80 MW in de dal-jaren. We gaan in dit hoofdstuk in op enkele van de voornaamste tendensen en evoluties.

2.1. Trends in windontwikkeling op land

Figuur 1 geeft een overzicht van het bijkomend jaarlijks geïnstalleerd vermogen (MW) aan windenergie en de gemiddelde grootte van de ontwikkelde windturbines voor de periode 2006-2022.

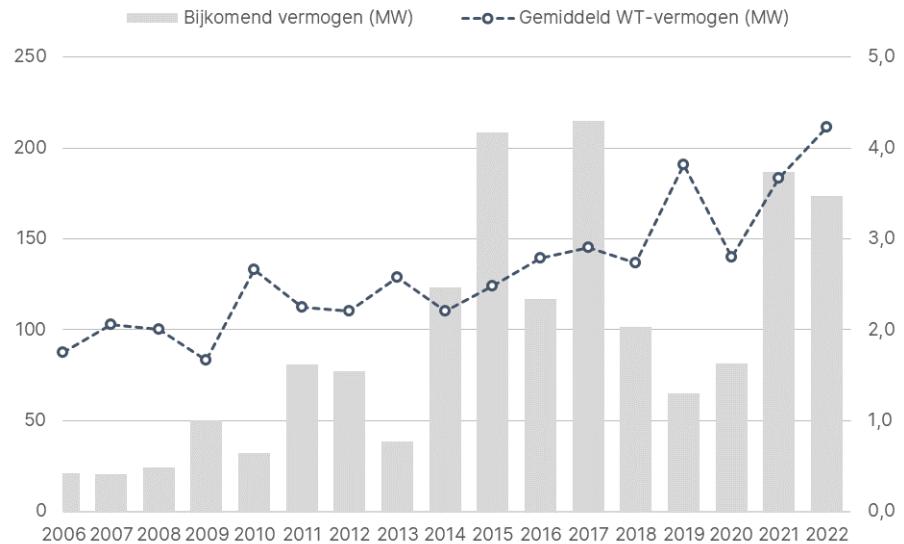
Algemene project-tendensen

Het voorbije decennium werden er gemiddeld 45 turbines per jaar ontwikkeld in Vlaanderen, maar deze ontwikkeling gaat gepaard met scherpe pieken (i.e. 84 turbines in 2015 en 74 in 2017) en dalen (i.e. 17 turbines in 2019).

De gemiddelde turbine-grootte steeg het voorbij decennium jaar per jaar van gemiddeld 2 MWe in 2009 naar 3 MWe in 2018 door trends in turbine-ontwikkeling en in OT/Bf, maar kende in de periode 2020-2022 een sterke sprong naar een gemiddeld grootte van 4 MWe.

Daarenboven wordt de Vlaamse context ook gekenmerkt door:

1. (Zeer) kleine project-groottes van gemiddeld 2 turbines per ontwikkeld project
2. Steun via een variabele premium in de vorm van groenestroomcertificaten, door de overheid bepaald volgens de OT/Bf-methode.



Figuur 1. Overzicht van het bijkomend jaarlijks geïnstalleerd vermogen (MW) aan windenergie en de gemiddelde grootte van de ontwikkelde windturbines voor de periode 2006-2022.

Certificatensteun via OT/Bf-mechanismen

De bepaling van de financiële steun wordt vandaag in Vlaanderen opgesplitst in 4 project-categorieën, i.e. projecten met turbines met een vermogen kleiner dan 300 kWe, tussen 300 kWe en 2,5 MWe, tussen 2,5 en 4,5 MWe en groter van 4,5 MWe.

De OT/Bf-methode is enkel van toepassing op de middelste categorieën; voor de kleinste en grootste categorie wordt de steun project-specifiek bepaald. Het principe van OT/Bf bestaat uit de volgende stappen:

1. De overheid brengt de gemiddelde kosten en productie in kaart van een referentie-project.
2. De overheid legt voor dit referentie-project een financieel doelrendement op.
3. Jaarlijks berekent de overheid ex post hoeveel inkomsten (€/MWh) dit project ontbreekt om het beoogde rendement te behalen, i.e. de zogenaamde 'onrendabele top'.
4. Rekening houdend met de op dat moment geldende waarde van groenestroomcertificaten, wordt vastgelegd hoeveel certificaten (GSC/MWh) het project het volgende jaar toegewezen krijgt om bijkomende inkomsten te genereren, i.e. de zogenaamde bandingfactor.

Door de recente sterke stijging van de energieprijzen is de bandingfactor op dit moment 0. Bij dalende prijzen kan deze in de toekomst opnieuw positief worden.

2.2. Kosten, waarde en rendabiliteit

Door de werking van het OT/Bf-mechanisme en de bijhorende steun via groenestroomcertificaten zit er een kloof tussen de werkelijke waarde van de investering en de rendabiliteit ervan. We behandelen beide apart.

2.2.1. Kosten-tendensen

In 2021 voerde 3E een benchmarkstudie uit van de trends in kosten (en rendabiliteit) van de ontwikkeling van wind in Vlaanderen, in opdracht van VWEA en FEBEG. De studie omvatte een gedetailleerde kostenanalyse voor ongeveer 50% van alle ontwikkelde projecten die operationeel werden in de periode 2017-2021, met 5 verschillende turbine-merken. Sindsdien staan vele turbine-fabrikanten echter sterk onder druk en is het aanbod verder beperkt. Door de kleine projectgroottes en kleine turbinegroottes in Vlaanderen is de regio onaantrekkelijk voor turbineleveranciers, wat leidt tot verdere CapEx-stijgingen.

In de studie uit 2021 werden de volgende tendensen in CapEx, OpEx en LCOE in de periode 2017-2021 geobserveerd:

CapEx

De mediaan turbine-gerelateerde CapEx daalde van €930 per kW in 2017-2018 naar €840 per kW in 2020-2021. Deze daling wordt voor 1/16e verklaard door de stijgende turbine-grootte.

De niet-turbine-gerelateerde CapEx¹ varieert sterk project-per-project, en ligt tussen €200-600 per kW. De 'soft' CapEx² varieert sterk project-per-project, en ligt tussen €200-350 per kW.

OpEx

De mediaan O&M-gerelateerde jaarlijkse OpEx daalde van €27 per kW in 2017 naar €22 in 2021. Deze daling wordt voor 2/5e verklaard door de stijgende turbine-grootte.

De mediaan niet-O&M gerelateerde jaarlijkse OpEx daalde van €22 per kW in 2017 naar €15 in 2021. Deze daling wordt voor 1/6e verklaard door de

¹ Niet-turbine-gerelateerde CapEx betreft de CapEx gerelateerd aan civiele en elektrische werken.

² Soft CapEx 'soft' betreft de CapEx gerelateerd aan vergunningen, aan compensaties, aan fees, ... maar verbergt ook vaak de up-front kosten voor niet-geslaagde projecten die worden verrekend in de business modellen van de uitgevoerde projecten.

stijgende turbine-grootte. De land lease voor het recht van opstal is de dominante factor in deze kost, met een range van €11-25 per kW

LCOE

Rekening houdend met de P50 capaciteitsfactoren van 28-30% in de LTYA van deze projecten kan er samenvattend gesteld worden dat:

- De mediaan LCOE voor de ontwikkeling van turbines kleiner dan 2,5 MWe is in de periode 2017-2021 gedaald van €80 naar €73 per MWh, rekening houdende met een WACC van 5,5% en een periode van 20 jaar.
- De mediaan LCOE voor de ontwikkeling van turbines groter dan 2,5 MWe is in de periode 2017-2021 gestégen van €58 naar €66 per MWh, rekening houdende met een WACC van 5,5% en een periode van 20 jaar.
- Wanneer we de 'soft' CapEx buiten beschouwing laten in de berekening van de LCOE, is de 'harde' LCOE gedurende de periode 2017-2021 stabiel gebleven rond een mediaan van €57 per MWh.
- Gemiddeld bepaalt de CapEx drie kwart van de LCOE, en OpEx het resterende kwart. De trends in vollaasturen en in de 'soft' CapEx zijn bepalend voor de trends in LCOE.

Algemeen kan het volgende gesteld worden dat de mediaan LCOE voor nieuwe windturbines 66 €/MWh bedraagt in 2017-2021 in Vlaanderen, rekening houdende met een WACC van 5,5%, een periode van 20 jaar en de kost van niet-vergunde projecten. Wanneer we deze laatste soft CapEx buiten beschouwing laten in de berekening van de LCOE, bedraagt de 'harde' LCOE 57 €/MWh.

Ter vergelijking: In Duitsland bedraagt de Gebotswerde (i.e. de veiling-resultaten voor steun) voor onshore wind 60-61 €/MWh, en werd ook hier in de laatste jaren geen dalende trend waargenomen.³ Ook BloombergNEF's New Energy Outlook 2022 rapporteert mondiaal een range van 54-70 €₁₈/MWh.⁴ vraag

2.2.2. Marktwaaarde windstroom

Stroom wordt typisch verhandeld in PPA's, en de marktwaaarde van stroom wordt samenvattend bepaald door de Cal-YY notaties, de onbalans en de bijhorende onbalanskosten. De handelswaarde hangt dus af van de trends in zowel marktprijzen als de zgn. 'capture rate' van onshore wind.

In de periode 2016-2021 was de capture rate van onshore wind behoorlijk hoog, met een gemiddelde van 86% Cal-YY en een range van 82-90%

³ "Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Erstes Halbjahr 2021" by DWG, die Deutsche Windguard

⁴ BloombergNEF New Energy Outlook 2022

afhankelijk van het jaar. Het crisisjaar 2022 was een outlier, met een capture rate van 72% Cal-YY.

Door de gelijktijdig schommelende marktprijzen was de marktwaarde van onshore wind in de periode 2016-2021 gemiddeld 39 €/MWh, met een range van 29-53 €/MWh. Ondanks de uitzonderlijk lage capture rate van 72% in 2022, lag de marktwaarde er met gemiddeld 142 €/MWh wel uitzonderlijk hoog.

2.2.3. Rendabiliteit van investeringen, incl. GSC-steun

De schommelende marktwaarde en -inkomsten van onshore wind worden aangevuld met inkomsten uit het OT/BF-mechanisme: lagere inkomsten in jaar Y worden gecorrigeerd met extra inkomsten in jaar Y+1 uit de toewijzing van groenestroomcertificaten.

Door de continue correcties in OT/Bf met als doel om de (door de politiek te hoog geachte) marges en de bijhorende steunbijdragen te doen dalen, daalt de rendabiliteit van de ontwikkeling van wind in Vlaanderen jaar na jaar. 3E berekende voor 2016-2017 een verwachte IRR ten gevolge van OT/Bf van 12-13%, die daalde tot 6% voor de ontwikkelingen die operationeel werden in 2022.

Ter vergelijking: In onze buurlanden Frankrijk en Nederland, maar ook in Denemarken en Oostenrijk wordt de nominale WACC op 5.7-6.5% ingeschat voor onshore wind. De verwachte IRR in Vlaanderen ligt binnen deze range, wat ervoor zorgt dat financiële interesse in deze projecten beperkt is.

Tabel 1. Overzicht van de trend in marktprijzen, onbalans(-kosten) en PPA-waarde van onshore wind in de periode 2016-2022

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cal-YY	€/MWh	34	40	45	61	43	49	197	224
correctie	%	-14%	-10%	-12%	-13%	-15%	-18%	-28%	--
PPA	€/MWh	29	36	40	53	37	40	142	--
Onbalans		4%	5%	7%	5%	7%	8%	5%	--
Onbalans kost	€/MWh	1,3	2,4	4,1	2,0	2,1	9,5	11,8	--

Tabel 2. Overzicht van de trend in verwachte IRR voor onshore wind in de periode 2016-2022

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
IRR	--	13,4%	12,1%	10,0%	8,3%	7,7%	6,5%



3. De nood aan ondersteuning

Heel wat relevante algemene of markt-specifieke financiële en economische parameters zijn de voorbije jaren sterk gewijzigd ten gevolge van de oorlog in Oekraïne. We bespreken achtereenvolgend de stijgende kosten, de marktwaarde, en de impact van beide op de rendabiliteit en financierbaarheid van wind op land.

3.1. Opwaartse trendbreuken in kosten en LCOE

Ook hernieuwbare energie houdt zich aan de zgn. 'wet van Wright' en dus luidt het algemene credo dat *"windenergie steeds goedkoper wordt."*

Wright wet stelt dat elke technologie een leercurve heeft die voor een kostendaling van zo'n 20% zorgt telkens het geproduceerde aantal ervan verdubbelt. Ook IRENA's recentste kosten-rapport⁵ bevestigt dit: het duidt een steeds dalend mondiaal gemiddelde LCOE van 316 €/MWh in 1984 naar 100 €/MWh in 2010 en 31 €/MWh in 2022 door de uitbouw van 759 GW aan onshore wind.

Achter dit dalend gemiddelde schuilen echter grote regionale verschillen en ook trendbreuken met stijgende kosten. Hetzelfde rapport duidt bv. dat:

- Onshore wind in Europa een gemiddelde CapEx kent van 1510 €/kW en daarmee merkbaar duurder is dan in China, Brazilië en India waar de CapEx 980-1045 €/kW bedraagt. Ook binnen Europa bestaat er een grote spreiding van 950-1860 €/kW tussen de verschillende landen.
- In Frankrijk, Denemarken, Duitsland, Spanje, Canada, Japan, ... de gemiddelde CapEx in de voorbije 10 jaar nog amper tot niet daalde, of zelfs steeg.

Verschillende kosten kenden de voorbije jaren opwaartse trendbreuken, wat ook in Vlaanderen resulteert in een stijgende LCOE voor wind op land.

3.1.1. Stijgende ontwikkelingskosten

We kijken verder in detail naar de recentste trends investeringskosten, O&M-kosten en kapitaalkosten.

⁵ IRENA (2023), "Renewable Power Generation Costs in 2022"

Investeringskosten

De belangrijkste oorzaak van een stijging van de investeringskost in 2020-2022 is een stijging van de grondstofprijzen ten gevolge van de COVID-19 pandemie, de crisis in de toevoer en de oorlog in Oekraïne.

De belangrijkste grondstoffen zijn staal, maar ook koper, zink, mangaan, chroom, nikkel, molybdenum en de zeldzame metalen zijn cruciale mineralen voor de productie van windturbines. Van deze 7 mineralen steeg volgens IMF Primary Commodity Prices⁶ de prijs met gemiddeld 93% in de periode 2020-2022. Volgens verschillende bronnen steeg hierdoor de voorbije 2 jaar de gemiddelde turbinekost met **30-40%**:

- **Fitch Ratings** rapporteert⁷ jaarlijks over het aantal orders, de prijzen en de marge van de belangrijkste fabrikanten. Vestas (+41%), Nordex (+21%) en Siemens Gamesa RE (+26%) voerden de voorbije 2 jaar een prijscorrectie van gemiddeld +30% door, waardoor de kost voor een turbine steeg van 700-740 €/kW in 2020 naar 850-1.040 €/kW in 2022 (exclusief installatie). Deze prijs ligt gemiddeld 15% boven de prijs van 2017, het begin van hun rapportering.
- **Global Data** en **EnergyMonitoring.ai** rapporteren⁸ over de impact van de stijging van de grondstofprijzen, en noteert een stijging van de gemiddelde turbinekost van +38% in 2 jaar, van 860 €/kW naar 1.180 €/kW (inclusief installatie). De gemiddelde prijs staat daarmee terug op niveau van 2012. Ook de kost voor een versnellingsbak en generator, de belangrijkste onderdelen van een turbine, zijn met 38% gestegen.
- Volgens **IRENA**⁹ zijn de turbinekosten sinds 2020 in stijgende lijn, en staan ze in 2023 weer op hetzelfde niveau als in 2017. Zowel de prijsindices voor Vestas als die voor turbines van BNEF Class II en III staan op 800-1000 €/kW. IRENA rapporteert een gemiddelde installatiekost van 1500 €/kW voor Europa, en zelfs 1800 €/kW voor Frankrijk, Duitsland en Denemarken. Voor Duitsland betekent dit een verdere continue daling van de kost, maar voor Denemarken en Frankrijk is het een trendbreuk of stagnatie en is de huidige totale installatiekost dezelfde als deze in 2000.

Figuur 2 toont de langetermijntrend van de eindprijzen van verschillende turbine-types zoals gerapporteerd door IRENA. Specifiek voor Vlaanderen is er nog een bijkomende oorzaak voor verdere kostenstijgingen merkbaar:

Mondiaal is er een sterke trend naar de installatie van steeds grotere turbines met hogere capaciteitsfactoren, zowel offshore als onshore. Voor wind op land betekent dit binnen Europa een verschuiving richting turbines

⁶ <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>

⁷ FitchRatings (2023), "Rising Costs Squeeze European Wind Turbine Manufacturers' Margins"

⁸ EnergyMonitor.ai (2023), "Data insight: the cost of a wind turbine has increased by 38% in two years"

⁹ IRENA (2023), "Renewable Power Generation Costs in 2022"

van 4 tot 6 MW met tiphoogtes van 200 meter of meer. Hierdoor halen fabrikanten steeds vaker de turbines van 3 MW of kleiner uit (massa-) productie. In een dichtbevolkt en ruimtelijk versnipperde regio als Vlaanderen met (op vele plaatsen) lagere hoogterestricties van ± 150 meter zorgt dit voor een steeds beperktere keuze aan turbintypes (en reserveonderdelen).

Deze schaarste aan keuzes zorgt voor bijkomende opwaartse prijsdruk in onze regio bovenop de prijsstijgingen door stijgende grondstofprijzen.

O&M-kosten

Net zoals voor de CapEx duidt IRENA eveneens een recente, sterke stijging van de kost voor OEM full-service contracten van 21 €/kW.yr in 2019 naar 28 €/kW.yr in 2022. De totale O&M kost ligt in Duitsland en Denemarken daardoor in de range van 28-38 €/kW.yr. Het belangrijkste verschil tussen beide landen is de extra (niet-O&M gerelateerde) operationele kosten zoals land leases, verzekeringen, taksen, ...

IRENA hanteert in haar LCOE berekening een range van 40-44 €/kW.yr als O&M-kost voor onze buurlanden.

Kapitaalkosten

Naast de investeringskosten en de O&M-kosten zijn ook de kapitaalkosten de voorbije 2 jaar sterk gestegen. BloombergNEF (of BNEF) rapporteerde voor 2022 een globale stijging van de WACC voor onshore wind met meer dan 50 basispunten tot gemiddeld 6,4%. Daarmee staat volgens BNEF de WACC weer op hetzelfde niveau als in 2017.¹⁰

AURES¹¹ rapporteerde in opdracht van de EU in 2021 reeds een gedetailleerd overzicht van de financieringscondities, en concludeerde het volgende voor onshore wind in België:

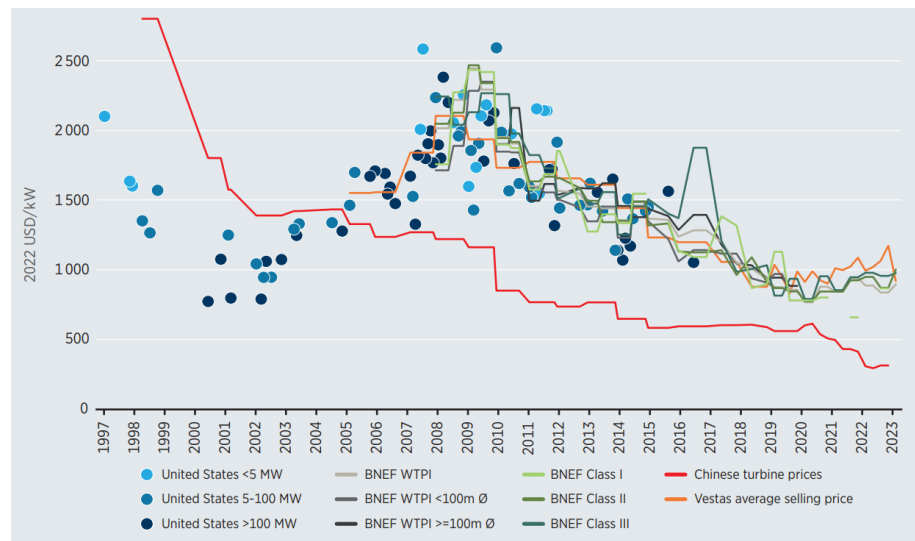
- De Cost-of-Debt (CoD) bevindt zich voor onshore wind in de range van 1.5-3.5%, met een gemiddelde van 2.7%. Deze CoD is gelijkaardig aan deze in Nederland, maar hoger dan de 0.8-2.0% in Frankrijk en Duitsland.
- De Cost-of-Equity (CoE) bevindt zich voor onshore wind in de range van 7.0-10.8%. Deze CoE is gemiddeld 2%-pt lager dan de CoE in Nederland, maar ook 3-4%-pt hoger dan in Duitsland en Frankrijk.

¹⁰ BNEF (2023), "Cost of Clean Energy Technologies Drop as Expensive Debt Offset by Cooling Commodity Prices" <https://about.bnef.com/blog/cost-of-clean-energy-technologies-drop-as-expensive-debt-offset-by-cooling-commodity-prices/>

¹¹ AURES (2022), "Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis Insights on cost of capital, significance of explanatory variables, and cash-flow impacts on support cost in auction and non-auction environments"

Rekening houdend met een debt-to-equity ratio van 75/25 of 80/20 en een looptijd van 18-20 jaar resulteerde deze CoD en CoE op het moment van BloombergNEF's rapportering (2019) voor België in een WACC van 2.6-5.0%.

Op het moment van deze rapportering was de langtermijnrente in België 1.3%. Rekening houdend met de relatie tussen de rente en de CoD zou de CoD voor onshore wind nu gemiddeld 5% bedragen en de CoE 9%, wat resulteert in een WACC van 6%.



Figuur 2. IRENA's (2023) prijsindices voor verschillende types aan onshore windturbines

3.1.2. Impact van de stijgende kosten op de LCOE in Vlaanderen

De hierboven vermelde gerapporteerde startwaarden alsook de stijgingen van de kosten komen grotendeels met de geobserveerde ontwikkelingskosten in Vlaanderen.

Impact van de stijgende CapEx

Projecten met een datum van ingebruikname tussen 2016-2020 en een turbinegrootte van 3 MW of hoger hadden een mediaan installatiekost van 1180 €/kW, samengesteld uit een turbinekost van 870 €/kW en niet-turbine gerelateerde technische kosten van 300 €/kW. Met de gerapporteerde kostenstijging van 30-38% stijgt deze mediaan installatiekost naar 1530-1630 €/kW, wat overeenkomt met IRENA's gemiddelde waarde voor Europa en net onder deze van Duitsland en Frankrijk ligt.

Enkel rekening houdende met de impact van de CapEx stijgt de gemiddelde $LCOE_{20yr}$ met 10.6-13.4 €/MWh van 65.1 €/MWh in de periode 2016-2020 naar 75.7-78.5 €/MWh nu.

Impact van de stijgende OpEx

Projecten met een datum van ingebruikname tussen 2016-2020 en een turbinegrootte van 3 MW of hoger hadden een mediaan jaarlijkse kost van 28 €/kW.yr, samengesteld uit een onderhoudskost van 14 €/kW.yr en niet-onderhoudsgerelateerde kost van 14 €/kW.yr (inclusief land lease). Met de gerapporteerde kostenstijging van O&M full-service contracten stijgt deze mediaan kost naar 36-42 €/kW.yrs, wat overeenkomt met IRENA's gemiddelde waarde voor Europa.

Enkel rekening houdende met de impact van de OpEx stijgt de gemiddelde $LCOE_{20yr}$ met 5.7-9.8 €/MWh van 65.1 €/MWh in de periode 2016-2020 naar 70.8-74.9 €/MWh nu.

Impact van de stijgende WACC

Een stijging van de WACC met 100 basispunten van 5,5% naar gemiddeld 6,5% zorgt voor een stijging van de $LCOE_{20yr}$ met 5,7%.

Gemiddelde LCOE

Gecombineerd zorgen de opwaartse trendbreuk van de CapEx en OpEx ervoor dat in Vlaanderen de $LCOE_{20yr}$ stijgt naar gemiddeld **85 €/MWh** nu. Zonder de 'soft-CapEx' in de vorm van development fees bedraagt de gemiddelde $LCOE_{20yr}$ voor wind op land in Vlaanderen 73-77 €/MWh.

Deze waarden liggen 31% hoger dan de geobserveerde $LCOE_{20yr}$ in de periode 2016-2020.

3.2. Hoge, maar onzekere marktwaarde

Zoals eerder geduid wordt de marktwaarde van stroom afkomstig van windturbines zowel bepaald door de trends in de marktprijzen alsook door de trend in de zgn. 'capture rate' van wind. Deze beschrijft de impact van prijs-kannibalisatie van wind in verhouding tot de gemiddelde marktprijzen.

We bespreken hieronder beide afzonderlijk.

Moeilijk voorspelbare marktprijzen

De marktnoteringen voor Cal-YY blijven momenteel uitzonderlijk hoog in vergelijking met de periode pre-2022, maar ze noteren wel lager dan de 197 en 224 €/MWh voor resp. 2022 en 2023. De dato 28/08/2023 staat Cal-24 voor België genoteerd op 130 €/MWh, Cal-25 op 125 €/MWh en Cal-26 op 105 €/MWh.

Er zijn voor België echter geen prijsnoteringen bekend voor na 2026, maar deze verlopen meestal gelijkaardig aan de Nederlandse en Duitse prijzen (die waar er tot resp. 2029 en 2033 verhandeld wordt). Zoals getoond in Tabel 3 noteren beide landen rond 90 €/MWh voor 2027 en 80 €/MWh daarna (i.e. tot 2029 voor NL en 2033 voor DE).

Langetermijn prijssimulaties van **Kpler** geven voor België een gemiddelde baseload prijs van 76,4 €/MWh voor de periode 2024-2050, met een bodemprijs van 58 €/MWh in 2035 en een prijs van 97 €/MWh in 2050. Voor de jaren 2024-2028 komen deze simulaties relatief goed overeen met de huidige marktnoteringen.

De verwachte marktprijzen blijven wel een van de belangrijkste onbekenden in de bepaling van businessmodellen voor onshore wind.

Tabel 3. Baseload noteringen op eind augustus 2023 voor België, Nederland en Duitsland, in €/MWh

	Cal-24	Cal-25	Cal-26	Cal-27	Cal-28	Cal-29	Cal-30	Cal-31	Cal-32	Cal-33
BE	130	125	105	--	--	--	--	--	--	--
NL	125	117	103	89	77	77	--	--	--	--
DE	135	124	106	92	82	80	79	81	79	77

Fluctuerende capture rate

De capture rate van 75% in 2022 was uitzonderlijk laag, en schommelde in de range van 75-90% in de voorgaande jaren.

De meeste studies verwachten tussen nu en 2030 echter een veel hogere capture rate, al dateren al deze studies van voor 2022:

- **ICIS**¹² berekende voor Duitsland, Frankrijk, Spanje en de UK voor de periode 2019-2030 een capture rate in de range van 85-90% voor onshore wind, met een uitzonderlijke 105% voor Spanje in 2030 door het grote belang van zon-PV in de prijszetting.
- **AURES**¹³ berekende voor België voor 2030 een marktwaarde van 91%, binnen de range van 89-96% die ze rapporteerde voor 2018

¹² ICIS (2019), "The renewable cannibalisation problem: Why full merchant risk will become increasingly challenging"

¹³ AURES (2021), "D5.2 Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis"

en 2019. Voor buurland Nederland berekende ze 87% en in Frankrijk 86%. Binnen de gehele EU-27 berekende ze enkel voor uitzonderlijke landen (i.e. ES, PT, LT, IE, EL, DE en EE) capture rates lager dan 80%.

- **IEA Task 26** berekende hogere marktwaardes dan AURES (2021), maar deed dit slechts voor enkele sleutellanden.

Uurprijs-simulaties van Kpler voor de periode 2024-2050 suggereren een opmerkelijke hoger capture rate van gemiddeld 107%. Capture rates boven de 100% duiden dat de neerwaartse prijszetting op de markt gedomineerd wordt door een andere technologie (in dit geval PV), en dat de betreffende technologie (i.e. wind) de prijs slechts in beperktere mate drukt.

De verwachte capture rates blijven een van de belangrijkste onbekenden in de bepaling van business-modellen voor onshore wind.

Verwachte capture value van windenergie

Met Belgische prijsindicatoren die fluctueren tussen 58 €/MWh (Kpler, 2035) en 130 €/MWh (Cal-24) en gerapporteerde capture rates tussen 82 en 107% is de finale onzekerheid voor de capture values behoorlijk hoog.

Verwachte marktwaarde

Vertrekkende van de verschillende prijsindicatoren en de spreiding in geciteerde capture rates is elke waarde tussen **59-78 €/MWh** een realistische inschatting voor de gemiddelde capture value in de komende 20 jaar, i.e. 2024-2044.

Deze verwachte capture value ligt gemiddeld 75% hoger dan de behaalde 29-53 €/MWh in de periode 2016-2021.

3.3. Noodzaak aan ondersteuning

De recente prijsstijgingen voor winturbines en de onvoorspelbare energiemarkten zorgen anno 2023 voor het volgende investeringskader:

- Wind op land wordt ontwikkeld aan een levelized cost of electricity (LCOE) van 73-85 €/MWh, uitgaande van een periode van 20 jaar
- Stroom uit windenergie wordt in de komende 20 jaar verhandeld aan 59-78 €/MWh

Dit betekent dat er (alvast in theorie) een context kan bestaan waarin wind op land zou kunnen ontwikkeld worden zonder steun, i.e. als een sector turbines kan ontwikkelen zonder omgevings- en vergunningsrisico (zodat de overheadkosten laag kunnen gehouden worden) en als er op het moment van investeren een stroomafnemer kan gevonden worden die

bereid is om zich voor (bij voorkeur) 20 jaar te verbinden aan een stroomafname-overeenkomst (PPA) met historisch hoge prijzen (met bijhorende kopers-risico). Geen van beide situaties of voorwaarden doen zich echter voor in Vlaanderen anno 2023:

- Het ontwikkel- en vergunningsrisico van wind op land blijft zeer hoog in Vlaanderen, wat voor relatief hoge development fees zorgt. Het ontwikkelingstraject van een niet-vergunde windturbine kost zo'n € 300.000 en die kost moet verhaald worden op de vergunde projecten.
- In tijden van onzekere en volatiele energiemarkten wil niemand een langetermijn-stroomafnameovereenkomst aangaan tenzij er een hoge discount aan verbonden is die ook het kopersrisico afdekt. En dan nog blijft 10-20 jaar een enorm lange contractduur voor een PPA. Een klassieke PPA wordt namelijk typisch afgesloten voor slechts 5 jaar, en bevat daarenboven meestal geen vaste prijs maar een prijsformule die gelinkt is aan Belpex en/of zelfs aan day-ahead prijzen.

Hoewel er dus uitzonderlijk mogelijks wel rendabel wind op land ontwikkelt kan worden, lijkt het dus niet financierbaar zonder externe langetermijns-garanties die het ontwikkelingsrisico afdekken: ontwikkelaars kunnen geen garanties vinden dat ze op lange termijn voldoende inkomsten gaan vinden om hun initiële investeringskosten terug te verdienen.

Als de overheid doelstellingen voor hernieuwbare energie vooropstelt, is het de taak van de overheid om deze garanties te blijven voorzien, zoals ze dat eerder deed met het OT/Bf- mechanisme en het principe van GSC's. Daarenboven zorgt een hoge financierbaarheid door middel van overheids garanties op zijn beurt voor een hoge dept/equity-verhouding, welke op zijn beurt voor lagere kosten en lagere financiële winstverwachtingen zorgt.

Samenvatting

De kostenstructuur van wind op land is zeer sterk CapEx-dominant, en deze CapEx is de voorbije 2 jaar sterk gestegen met 30-40%. Om deze initiële investering terug te verdienen, dienen investeerders de geproduceerde stroom gedurende 20 jaar te verhandelen aan een prijs in de range van 73-85 €/MWh, afhankelijk van het project.

Hier stellen zich echter twee problemen:

- Allereerst is er een groot gebrek aan langetermijncontracten in de markt. Kopers zijn namelijk conservatiever dan verkopers. Daar waar verkopers of investeerders termijncontracten van 10-20 jaar willen aangaan, willen kopers eerder contracten met een duurtijd van 2-3 jaar.
- Daarenboven geven de huidige marktnoteringen en langetermijns-prijssimulaties vandaag geen garantie of indicatie dat de kortetermijns-markt het beoogde prijsniveau gedurende 20 jaar lang zal halen op de momenten van windproductie.

Beide samen stellen dat, indien de overheid als doelstelling heeft om wind op land verder te blijven ontwikkelen, er een mechanisme nodig is dat (1) het prijs- en investeringsrisico dekt via stabilisatie en (2) marktinkomsten aanvult indien deze onvoldoende blijken.

4. Doelstellingen en richtlijnen

Bij het ontwerpen van steunmechanisme streven beleidsmakers en regelgevers typisch drie overkoepelende doelen na:

1. **het stimuleren van investeringen in hernieuwbare energie** (conform de geformuleerde politieke doelstellingen)
2. **het integreren van deze energiebronnen in de energiemarkten** met zo min mogelijk marktverstoring
3. **het garanderen van de beginselen van het energiesysteem**, i.e. het maken systeemoptimale investeringskeuzes (e.g. het ontwerp en locatie van projecten) en systeemoptimale operationele keuzes (e.g. onderhoud en flexibiliteit)

De elementen om dit te bereiken verschillen van land tot land, afhankelijk van andere lokale markt-, regelgevings- en/of systeemfactoren – maar zijn vaak gebaseerd op enkele gemeenschappelijke ontwerpprincipes:

- Steunmechanismen leveren een **hedge op de verkoopwaarde** en dekken zo het prijsrisico. Dit zorgt voor meer inkomenszekerheid en verlaagt de financieringskost. Idealiter dekken ze ook het volumerisico, zodat ze het volledige inkomensrisico dekken – maar dit is complexer om te ontwerpen.
- Duurzame energie moet produceren wanneer de marktprijs hoger is dan de variabele kosten, en niet produceren wanneer de prijs lager is dan de kosten. Om verstoringend biedgedrag op day-ahead markten te minimaliseren, voorzien vele landen **uitzonderingsregels voor momenten met negatieve prijzen**.
- Onderhoud worden liefst gepland op waarde-optimale tijdstippen i.p.v. kosten-minimale tijdstippen. Daarom hanteren steunmechanismen vaak **een gemiddelde prijs over een langere periode**, zo kunnen producenten hun inkomsten verbeteren door onderhoud te plannen tijdens de uren met de laagste prijs.
- Projecten worden gestimuleerd om zich te vestigen op locaties die de systeemwaarde maximaliseren i.p.v. de waarde van het project. Hiervoor worden soms **paramaters ruimtelijk gedifferentieerd**.

Deze principes zitten ook vervat in twee Europese richtlijnen (of voorstel tot richtlijn) die betrekking hebben tot de bevordering van hernieuwbare energie, i.e. **Richtlijn (EU) 2018/2001** van het Europees parlement en de raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen, en **Voorstel 2023/0077(COD)** voor een verordening van het Europees parlement en de raad tot wijziging van de Verordeningen (EU) 2019/943 en (EU) 2019/942 en de Richtlijnen (EU) 2018/2001 en (EU) 2019/944 om de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie te verbeteren

We bespreken hieronder de relevante artikelen die betrekking hebben op de financiële aspecten.

Richtlijn 2018/2001

De financiële aspecten van de Europese Richtlijn 2018/2001 zitten vervat in Artikel 4, en in de verwijzing naar Artikel 107 en Artikel 108 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU).

Artikel 4 beschrijft de mogelijkheden gerelateerd aan de steunregelingen voor energie uit hernieuwbare bronnen als volgt:

- Lid 1 Om het streefcijfer voor HEB te behalen of overtreffen, kunnen de lidstaten steunregelingen aanwenden.
- Lid 2 Steunregelingen moeten een prikkel bieden voor een marktconforme en op de markt afgestemde integratie van HEB in de elektriciteitsmarkt, waarbij (a) onnodige verstoringen van de markten worden vermeden en (b) rekening wordt gehouden met systeemintegratiekosten en netstabiliteit.
- Lid 3 Steunregelingen worden zodanig ontworpen dat HEB maximaal wordt geïntegreerd in de elektriciteitsmarkt, dat producenten inspelen op marktprijsignalen en hun marktinkomsten maximaliseren. Bij rechtstreekse prijssteunregelingen wordt steun verleend in de vorm van een marktpremie.
- Lid 4 Steun wordt toegekend op een open, transparante, concurrerende, niet-discriminerende en kosteneffectieve wijze. Lidstaten mogen mechanismen instellen om regionale diversificatie te waarborgen om een kosteneffectieve systeemintegratie te garanderen.
- Lid 5 De lidstaten kunnen aanbestedingsprocedures beperken tot specifieke technologieën wanneer de toegang tot steunregelingen voor alle producenten zou leiden tot een suboptimale uitkomst, met het oog op (a) het langetermijn-potentieel van een bepaalde technologie, (b) de noodzaak van diversificatie, (c) netintegratiekosten, (d) netwerkrestricties en netstabiliteit, en (e) voor biomassa, om de noodzaak verstoringen op de grondstoffenmarkten te voorkomen.
- Lid 8 Elke 3 jaar brengt de Commissie verslag uit over de uitvoering van steun die is verleend door middel van aanbestedingsprocedures, waarbij ze onderzoekt of de procedures in staat zijn om (a) de kosten te beperken, (b) technologische verbeteringen tot stand te brengen, (c) een hoge realiseringgraad te bereiken, (d) te zorgen voor niet-discriminerende participatie van kleine actoren en, in voorkomend geval, lokale overheden, (e) het milieueffect te beperken, (f) te zorgen voor lokaal draagvlak, en (g) continuïteit van energievoorziening en netintegratie te bewerkstelligen.

Lid 9 De toepassing van dit artikel laat de artikelen 107 en 108 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese unie (VWEU) onverlet, i.e. (107) steunmaatregelen die de mededinging door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties vervalsen of dreigen te vervalsen zijn onverenigbaar met de interne markt, voor zover deze steun het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig beïnvloedt, en (108) de Commissie onderwerpt bestaande steunregelingen aan voortdurend onderzoek.

Kleinschalige installaties en demonstratieprojecten kunnen worden vrijgesteld van Lid 3 (i.e. de maximale integratie in de markt) en Lid 4 (i.e. het organiseren van concurrentie).

Herziening 2023/0077(COD)

In voorstel tot herziening 2023/0077(COD) worden Lid 76 en 77 aan Artikel 2 van Richtlijn (EU) 2018/2001 toegevoegd. Deze definiëren twee types contracten, i.e. contracts for difference (of CFD's) en power purchase agreements (of PPA's), als volgt:

Lid 76 **Een two-way contracts for difference (CFD) of 'tweerichtings contract ter verrekening van verschillen'** is een contract tussen een exploitant van een elektriciteitsproductiefaciliteit en een tegenpartij, meestal een overheidsinstantie, dat zowel voorziet in een bescherming van de minimumvergoeding als in een limiet voor een te hoge vergoeding. Het contract is bedoeld om stimulansen te behouden voor de opwekkingsinstallatie om efficiënt te werken en deel te nemen aan de elektriciteitsmarkten en voldoet aan de beginselen van artikel 4(2) en 4(3) van Richtlijn 2018/2001.

Lid 77 **Een power purchase agreements (PPA) of 'stroomafname-overeenkomst'** is een commercieel contract tussen een elektriciteits-afnemer en een producent, waarbij de producent ermee instemt om energie (rechtstreeks) aan de klant te verkopen tegen een bepaalde prijs.

De definitie van een CfD verwijst expliciet naar Artikel 4 van Richtlijn 2018/2001, welke steunregelingen voor energie uit hernieuwbare bronnen beschrijft. Concreet legt deze verwijzingen de volgende verplichtingen op:

Lid 2 CfD's moeten een prikkel bieden voor een marktconforme en op de markt afgestemde integratie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsmarkt, waarbij onnodige verstoringen van de elektriciteitsmarkten worden vermeden en rekening wordt gehouden met mogelijke systeemintegratiekosten en netstabiliteit.

Lid 3 CfD's worden zodanig ontworpen dat elektriciteit uit hernieuwbare bronnen maximaal wordt geïntegreerd in de elektriciteitsmarkt en ervoor wordt gezorgd dat producenten van hernieuwbare energie

inspelen op marktprijssignalen en hun marktinkomsten maximaliseren.

Ook hier geldt dat voor kleinschalige installaties en demonstratieprojecten CfD's van Lid 3 kunnen worden vrijgesteld, onverminderd het toepasselijke Unierecht inzake de interne elektriciteitsmarkt.

Samenvatting

Volgende kernpunten zitten vervat in de Europese Richtlijn 2018/2001 en het voorstel tot herziening 2023/0077:

- Financiële steun is niet verplicht, maar gebeurt bij voorkeur in de vorm van investeringssteun of een premium (i.e. een CfD) bovenop de marktinkomsten
- Steunregelingen moeten marktverstoringen vermijden en rekening houden met systeemintegratie. Producenten moeten inspelen op marktprijssignalen en hun marktinkomsten maximaliseren.
- Steun wordt op een open, transparante, concurrerende, niet-discriminerende en kosteneffectieve wijze toegekend.
- Regionale diversificatie is toegelaten om een kosteneffectieve systeemintegratie te garanderen.
- Concurrerende aanbestedingsprocedures zijn niet verplicht indien het zou leiden tot een suboptimale uitkomst.
- Aanbestedingsprocedures dienen om de kosten te beperken, technologische verbeteringen tot stand te brengen, een hoge realiseringsgraad te bereiken, niet-discriminerende participatie van kleine actoren te verzekeren, milieueffecten beperken, te zorgen voor lokaal draagvlak, en de continuïteit van energievoorziening en netintegratie.

5. PPA's be/of CfD's ?

Herziening 2023/0077(COD) schuift contracts-for-difference (CfD's) en zakelijke power purchasement agreements (cPPA's) naar voren als de preferente mechanismen om de gewenste investeringen in hernieuwbare energieproductie met hoge initiële kosten te stimuleren door de investeerder stabiele prijzen te bieden over een lange periode.

Ook kunnen ze consumenten beschermen tegen hoge elektriciteitsprijzen, door ze een stabiele(re) afnameprijs te garanderen.

Van oorsprong zijn CfD's afkomstig uit de financiële wereld, waar ze in 1974 zijn ontstaan om te handelen in de financiële marge van een activum zonder het activum zelf te verhandelen.

5.1. Theory of change

Zowel PPA's als CfD's hebben dezelfde basisgedachte: beide contracten zijn een hedge tegen prijsfluctuaties, en dus voor meer voorspelbare inkomsten voor de investeerder. Het lagere risico vertaalt zich in lagere risico premies en lagere financieringskosten.

Er zijn echter enkele cruciale verschillen tussen beide.

5.1.1. Zakelijke power purchasement agreements (cPPA's)

cPPA's zijn over het algemeen langetermijncontracten tussen 2 commerciële entiteiten, i.e. een elektriciteitsproducent en een -consument, maar kent mogelijk ook nutsbedrijven als tussenpersonen. Deze contracten voorzien in **de werkelijke aankoop van elektriciteit**. Deze aankoop kan een fysieke levering zijn (bij on-site productie) of financieel van aard zijn (vergelijkbaar met financiële termijncontracten).

Door de sterk stijgende marktprijzen in de periode 2020-2021 is de interesse in zulke PPA's sterk gestegen en is de aanvaardbaarheid van een zakelijke langetermijn PPA voor turbines bij bedrijven toegenomen. Dit geeft echter geen garanties dat deze interesse noch de gewenste prijsniveau's behouden kunnen worden wanneer de forwardprijzen opnieuw zakken en/of de economie vertraagt.

Om een voldoende instrument zou zijn voor een investeerder om een project financierbaar te maken, moet een cPPA aan twee eisen voldoen:

- De overeengekomen prijs tussen de 2 commerciële partijen moet vast (of voorspelbaar) zijn

- De contractduur moet lang genoeg zijn om met de overeengekomen prijs het beoogde financiële rendement te behalen. Typisch is hiervoor een contractduur van 10-20 jaar nodig.

Indien aan beide eisen voldaan is, heeft de investeerder zekerheid over zijn verdienmodel en is zijn project financierbaar.

Maar...

Deze combinatie van eisen zorgen er echter voor dat cPPA's ook belangrijke beperkingen hebben voor de financiering van wind op land in Vlaanderen:

- PPA's zijn financieel interessanter bij fysieke levering van stroom in vergelijking met een financiële PPA, wat voor windproductie uitzonderlijk is.
- Kopers beogen meestal een veel kortere duurtijd van 2-3 jaar voor stroomafname-overeenkomsten. Ook op de termijnmarkt kan je maar tot Cal-Y+3 kopen, en de handel hierop is beperkt.
- Kopers overhalen tot een vaste prijs op langere termijn noodzaakt een significante korting op of lage projectie van de ingeschatte marktprijzen, omdat ook de koper zijn aankooprisico wil indekken.
- De verkoper kan slechts beperkte volume's van ongeveer 20 GWh in de markt zetten, en moet dus een koper vinden die geïnteresseerd is in zo'n volume. Dit in tegenstelling tot de offshore wind markt, waar PPA's met industriële bedrijven courant zijn maar volume's verhandelen die een factor 100 groter zijn.

De observatie dat (i) het reeds onzeker lijkt dat de verwachte toekomstige marktprijs voldoende zou zijn om de nodige inkomsten te genereren om een investering in een windturbine op land in 2023 terug te verdienen, dat (ii) hierbovenop een commerciële korting zou moeten gegeven worden om een vaste prijs op zeer lange termijn overeen te komen en dat (iii) het aangeboden volume klein en daardoor mogelijks oninteressant is voor kopers, ondersteunt de conclusie dat cPPA's vandaag een onvoldoende instrument zijn om op zichzelf de financierbaarheid van wind op land te garanderen.

5.1.2. Contracts for difference (CfD's)

Een CfD is principieel **een financieel derivatencontract** en gelijkaardig aan opties, futures en forwards (termijncontracten) of swaps¹⁴ (ruilcontracten). Eigen aan een derivaat is dat niet het werkelijke activum verhandeld wordt, maar dat het een zuiver financiële transactie is. Dit laatste is het belangrijkste verschil tussen een PPA en een CfD.

¹⁴ De CfD's die gehanteerd worden om investeringen in elektriciteitsproductie te promoten zijn wat men in de financiële sector generisch ook een fixed-for-floating swap noemt.

Een CfD is een overeenkomst waarin wordt bepaald dat de koper aan de verkoper het verschil betaalt tussen de huidige prijs van een activum en de prijs ervan op het moment van het contract. Dat wil zeggen:

- Als de prijs op het moment van levering hoger is dan de afgesproken contractprijs, dan betaalt de verkoper het verschil aan de koper en is de winst voor de koper.
- Als de prijs bij levering lager is dan in het contract, dan zal de verkoper, in plaats van de koper, profiteren van het verschil.

Het zijn dus de prijsschommelingen die de betalingen tussen de partners veroorzaken, zonder dat het activum van eigenaar verandert.

CfD's worden typisch gebruikt wanneer één contractpartij (met name de verkoper) blootgesteld is aan variabele prijzen, en deze wil stabiliseren. Ze verkopen daarbij hun variabele prijs aan een koper die een vaste prijs teruggeeft, zonder dat het effectieve activum (waarvan de prijs gehanteerd wordt) mee verhandeld wordt. In het geval van een investering in energieproductie zijn het de producenten die blootgesteld zijn aan de variabele prijzen op de energiemarkt, en die in een CfD de 'verkoper' worden van de variabele prijs. Daartegenover staat (meestal) een overheidsinstantie die als 'koper' in het contract het vaste tarief levert.

Tijdens de looptijd van het contract worden de vaste en variabele prijzen vervolgens continu met elkaar vergeleken en financieel verrekend om de netto betalingsverplichting tussen de partijen voor elke verrekeningsperiode te bepalen.¹⁵ CfD's voor hernieuwbare energie verschillen hierin klassiek op één punt sterk van zuiver financiële CfD's, i.e. dat er (i.t.t. traditionele CfD's) meestal een volume-gewogen verschil gehanteerd van het prijsverschil. Dit betekent dat de uurlijkse day-ahead prijs wordt gehanteerd, gewogen aan de uurlijkse productie van die asset. CfD's vormen dus een hedge op de prijzen, wat op zijn beurt voor een minimum rendement, een verlaagd risico en bijhorende lagere financiële kosten zorgt.

Maar...

Zoals eerder beschreven zijn er twee belangrijke criteria voor het ontwerp van steunmechanismen, i.e. ze moeten de uitrol van hernieuwbare versnellen maar ook zorgen voor een efficiënte dagdagelijkse marktwerking.

Waar we in de vorige sectie beschreven dat cPPA's (op dit moment, met de huidige marktnoteringen) vooral moeite hebben om de eerste (en belangrijkste) eis in te vullen om hernieuwbare energie voldoende te kunnen financieren, hebben CfD's vooral nadelen op het tweede aspect. Bij

¹⁵ Florence School of Regulation (2023), "Contracts-for-Difference", Available on: <https://fsr.eui.eu/contracts-for-difference/>

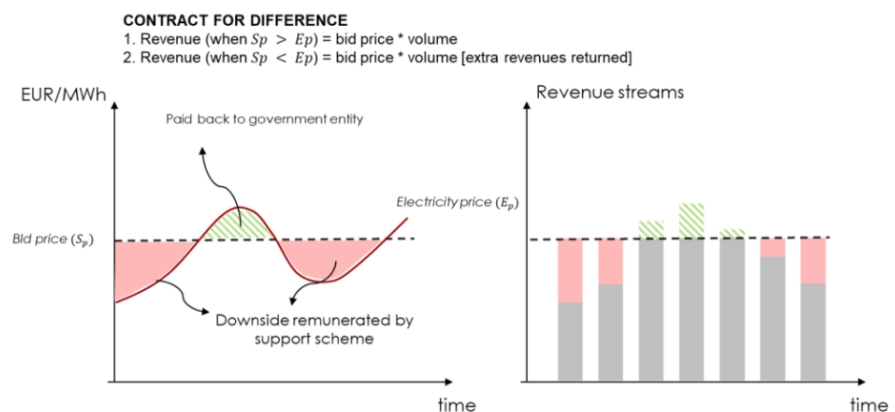
een ondoordacht ontwerp hebben ze namelijk enkele nadelige effecten op de dagdagelijkse handel van stroom:

- De garantie tot vaste prijs die losgekoppeld is van de verkoop van de stroom zorgt ervoor dat er geen incentive is om in te spelen op de dagdagelijkse prijsvorming, maar geeft de incentive om maximaal te produceren. Dit betekent ook dat het ontwerp van de installatie, de dispatching, alsook de planning van onderhoud niet of nauwelijks aan de marktwerking zal worden aangepast.
- Omdat de uurlijkse day-ahead prijs wordt gehanteerd als referentie en deze dus ook day-ahead gekend is, wordt de day-ahead prijs een opportuniteitskost voor het inspelen op de intraday markten en

Daarenboven kan ook gesteld worden dat:

- ... CfD's enkel het prijsrisico dekken, maar niet het volume-risico. Dit betekent dat het investeringsrisico dat gelinkt is aan de hoeveelheid wind niet gedekt wordt onder de CfD en bij de investeerder blijven liggen.
- ... CfD's vooral efficiënt zijn wanneer de markt via veilingen de afgesproken prijs kan bepalen. Dit noodzaakt echter dat er een overaanbod is aan projecten in verhouding tot de doelstelling, en er veel competitie is.

Verschillende landen hebben echter reeds door een aangepast ontwerp van het CfD een oplossingen proberen vinden op de bovenstaande tekortkomingen. Deze worden in de volgende 2 secties besproken.



Figuur 3. Basisschema voor een twee-zijdig contract for difference (CfD's)

5.2. CfD-ontwerpen voor elektriciteitsproductie

We beschrijven in de volgende secties in meer detail de CfD's die in Frankrijk, Groot-Brittannië en Denemarken ontworpen en ingevoerd zijn om

de ontwikkeling van hernieuwbare energie in het algemeen en/of van onshore wind specifiek te ondersteunen.

Vooraleer we dit doen, vatten we nog even de basisprincipes samen van het ontwerp van een CfD.

5.2.1. De basisprincipes

Zoals gesteld is het contract for difference dat beoogd of gehanteerd wordt ter ondersteuning van investeringen in elektriciteitsproductie typisch een fixed-for-floating swap. Deze kunnen beschreven worden door de gehanteerde *prijzen*, *volumes* en *symmetrie* in het contract.

Contractprijzen

Deze worden contractueel bepaald door twee prijzen:

- de volatiele 'reference price' (of 'referentiemarktprijs')
- de vaste 'strike price' (of 'uitoefenprijs').

We beschrijven beide hieronder verder in detail

De referentiemarktprijs is de volatiele prijs waaraan de investeerder is blootgesteld. Het gros van de elektriciteitsproductie wordt gewaardeerd aan de day-ahead markt, met een variabele prijs op uurbasis die afhankelijk is van het evenwicht tussen vraag en aanbod. Daarom wordt de reference price van het contract meestal gelijkgesteld aan de uurlijkse day-ahead prijs, of aan een afgeleide ervan.

De strike price (SP) of 'uitoefenprijs' is de vaste prijs dat door de staat wordt verstrekt, en is een van de belangrijkste beslissingen die bij CFD's moet worden genomen. Dit gebeurt voor investeringen in elektriciteitsproductie meestal via een concurrerende biedprocedure, een aanbesteding of een veiling, waarbij producenten met elkaar concurreren over welke vaste prijs voldoende is om door te gaan met hun respectieve project.

Nadat de producent en de staat een CFD hebben afgesloten, zal de producent zijn stroom blijven verkopen op de markt en zullen de CfD-betalingen in een aparte financiële regeling worden bepaald:

- Als de uitoefenprijs boven de referentiemarktprijs ligt, is er sprake van **een uitbetaling** van de staat aan de producent.
- Als de uitoefenprijs onder de referentiemarktprijs ligt, is er sprake van **een tergvordering** en betaalt de producent het verschil tussen de twee prijzen aan de staat.

Beide transacties leveren de producent een opbrengst op die (per eenheid) samen sterk lijkt op de afgesproken uitoefenprijs. Zo stabiliseren CfD's de inkomsten van de producent, wat de bankability verhoogt en kapitaalkosten verlaagt.

Contractvolumes

Een CFD wordt afgesloten voor een bepaald volume, in MWh en/of MW. Typisch wordt het vastgestelde prijsverschil (in EUR per MWh) vermenigvuldigd met de feitelijke gemeten productie (in MWh) van het volledige vermogen waarvoor het contract is afgesloten om te komen tot de effectieve periodebetaling (in EUR).

In principe kan een CFD ook worden afgesloten voor een deel van de productie, voor een vooraf bepaald productieprofiel (zoals bij PPA's), of voor een vaste basislast (zoals bij market forwards).

Symmetrie

Een klassieke CFD is symmetrisch, wat betekent dat dezelfde voorwaarden gelden voor de uitbetaling en de terugbetaling. Hierdoor is het normaliter voor de producent niet mogelijk om een te profiteren van stijgende of hoge marktprijzen (i.e. momenten waarop de referentieprijz boven de uitoefenprijs ligt). Een CFD kan wel zo worden ontworpen dat een deel van de hogere opbrengst door de producent kan worden behouden (e.g. door een verschillende uitoefenprijs te hanteren voor uitbetaling en terugbetaling, of door alleen op bepaalde momenten de terugbetaling te activeren), maar de mogelijkheid tot terugvordering is de reden waarom CFD's fixed-for-floating swaps zijn.

Sliding premiums worden soms 'eenzijdige CFD's' genoemd omdat ze slechts één zijde van een CFD toepassen: ze kunnen enkel leiden tot uitbetalingen en niet tot terugvorderingen. Tegelijkertijd hebben sliding premiums finaal hetzelfde of gelijkaardig effect als feed-in tariffs.

Merk op dat CfD's en sliding premiums zich exact hetzelfde gedragen wanneer de referentieprijz nooit hoger is dan de uitoefenprijs. Dit was bv. de voorbije decennia het geval bij hernieuwbare energie, waar de marktprijz steeds onder de LCOE (een proxy voor de uitoefenprijs) lag.

Het OT/Bf-model dat Vlaanderen sinds 2012 hanteert voor de ondersteuning van hernieuwbare energie een sliding premium is, en aldus al (een vorm van) een eenzijdige CfD is.

5.2.2. Klassieke oplossingen voor problemen bij CfD's

Correctie #1: een slimmere keuze van de referentieprijz

Klassiek wordt als referentieprijz de uurlijkse day-aheadprijs gehanteerd, wat de door de overheid gesteunde toeslagen maximaliseert. Zoals eerder

gesteld zal het zal windparken echter ook stimuleren om hun productie naar het net te maximaliseren, ongeacht de werkelijke vraag naar elektriciteit op de markt.

Een oplossing om windparken meer verantwoordelijk te maken voor marktsignalen en systeembehoeften kan bestaan uit tweezijdige CfD's die de windgewogen maandelijkse (of wekelijkse) gemiddelde groothandelsprijs als referentie gebruiken (berekend op basis van de reële windproductie tijdens de referentieperiode). Hierdoor zouden 2-zijdige CfD's bankabel blijven en goedkope financiering garanderen, maar tegelijkertijd windparken stimuleren om meer marktgericht te zijn in de day-aheadmarkt en actiever in parallelle markten (e.g. in de intra-day markt, voor balancering en bij niet-frequente ondersteunende diensten).

Echter, hoe verder de vereffening afstaat van de werkelijk inkomsten van de producent, hoe meer risico de producent loopt: de blootstelling aan prijsrisico's neemt bv. toe bij langere middelingstijden, maar ook bij uurlijkse day-aheadprijzen blijven ontwikkelaars blootgesteld aan het risico van de balanceringskosten. Ook dit risico zou kunnen gedekt worden in de CfD door de referentieprijs te corrigeren met de (gemiddelde) balanceringskost voor wind.

**Correctie #2:
uitzonderingen op de referentieprijs**

Zelfs bij een referentieprijs die een gemiddelde hanteert over een lange termijn, krijgt de ontwikkelaar incentives om stroom te verhandelen op momenten dat de prijs negatief is. Daarom wordt soms een uitzondering toegevoegd, waarbij de productie op de momenten dat de day-ahead prijs negatief is, niet worden vergoed in de CfD.

**Correctie #3:
een niet-concurrentie bepaling van de strike price**

Idealiter wordt de strike price bepaald door middel van een veiling. In zo'n veiling wordt de prijs echter slechts efficiënt bepaald wanneer er voldoende concurrentie is, en de vraag naar CfD's groter is dan het aanbod. Voor de productie van hernieuwbare stroom zou dit dus betekenen dat er meer projecten in voorbereiding zijn dan het aanbod aan steun en/of de doelstellingen.

In kleine regio's zoals Vlaanderen is het echter moeilijk om een veiling te organiseren die de strike price drukt door concurrentie. Ook onze ruimtelijke ordening zorgt er zelden voor dat er een over-aanbod aan projecten is in verhouding tot de doelstelling.

Een alternatieve manier om de strike price te bepalen bestaat er uit om een referentie-installatie te hanteren, en voor deze referentie-installatie de kosten, opbrengsten en noden in kaart te brengen. Er moet hierbij echter

steeds afgewogen worden of de 'fout' die hierbij optreedt door de asymmetrie van informatie opweegt tegen de 'fout' die kan optreden bij een niet-concurrentiële veiling.

Correctie #4:

Volume-risico's dekken

Wanneer de CfD de werkelijke productie van de asset hanteert om uitbetalingen te doen, dekt de CfD het volume-risico van de investeringen niet. Dit wil zeggen dat de investeerder minder dan nodige inkomsten zal krijgen in de jaren dat er minder wind (of productie) is dan verwacht, maar ook dat hij meer inkomsten dan nodig zal krijgen in de jaren dat er meer wind (of productie) is dan verwacht.

Een oplossing hiervoor is om een CfD zuiver als financieel product te formuleren, waarbij de volumes gebaseerd zijn op een (al dan niet fictieve en/of een gemiddelde) referentie-installatie, in plaats van gerelateerd aan een specifieke asset die ze financiert. Dit principe is uitgewerkt in het 'Financial Wind CfD' concept van Schlecht, Hirth & Maurer (2022).¹⁶ Het volume-risico lijkt hier echter alleen 1-zijdig ingedekt, i.e. zolang de referentieprij is lager is dan de strike price – in de omgekeerde situatie wordt het risico voor de ontwikkelaar vergroot.

Het risico wordt wel 2-zijdig gedekt indien de CfD niet gebaseerd is op de werkelijke productie, maar op het vermogen of het beschikbare vermogen om te produceren – wat het risico op curtailment dekt.

5.3. Overzicht van buitenlandse gebruiken

Onderstaande Tabel 4 en Tabel 5 geven een overzicht van alle gelijkenissen en verschillen tussen het gebruik van CfD's in Frankrijk, Groot-Brittannië en Denemarken. De CfD's van de landen worden verder in detail besproken in Bijlage's B, C en D.

Tabel 4 geeft het overzicht van de belangrijkste ontwerp-keuzes, en Tabel 5 toont de implicaties van deze keuze's op de belangrijkste doelstellingen voor steun.

¹⁶ Schlecht, Ingmar; Hirth, Lion; Maurer, Christoph (2022) : Financial Wind CfDs, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg

Tabel 4. Overzicht van de belangrijkste keuze's in de CFD's van Frankrijk, Groot-Brittannië en Denemarken

		FR	GB	DK
Sinds...		2016	2014	2020
Contractduur		20 jaar	15 jaar	20 jaar
Toewijzing	Scope	On-shore wind	Technologie-neutraal	Technologie-neutraal
	Toewijzing	Vastgelegde strike voor max. 6 WT van ≤ 3 MW, anders: veiling	Veiling	Veiling
Strike	Voorzien	72-74 €/MWh voor max. 6 WT van ≤ 3 MW	82 €/MWh in kosten-inschatting	Maximum bid van 32 €/MWh
	Veiling	65-67 €/MWh (2022)	66 €/MWh (2022)	-- (2021)
Referentieprijs		Gewogen gemiddelde day-ahead prijs	Uurlijkse day-ahead prijs	Jaar-gemiddelde spotmarktprijs van het vorige jaar
Volume		Maandelijke verhandelde stroom bij positieve prijzen, mits plafond	Uurlijkse injectie bij positieve prijzen	Injectie op uren met marktprijs hoger dan premium
Symmetrie		✓	✓	✓ Maar cap op uitbetaling

Tabel 5. Overzicht van de ontwerp-
beslissingen in FR, GB en DK gelinkt aan de
doelstellingen van een steunmechanisme

	FR	GB	DK
Stimuleren van investeringen in hernieuwbare energie	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aparte CFD-kader op maat van kleinschalige (<3 MW_{WT} en <6 WT) en grootschalige onshore wind projecten ✓ Een bonus van +1 of +3 €/MWh voor participatieve projecten 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Technologie-neutrale veiling met afzonderlijke toewijsrondes voor mature technologieën (onshore wind, PV, afval) en minder mature technologieën (offshore wind, biomassa, golfslag, getijde, geothermie) ✓ Aparte referentieprijis voor intermitterende (hernieuwbare) en niet-dispatchable ✓ Herziening van strike bij wijzigend beleid 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Technologie-neutrale veiling voor hernieuwbare energie (onshore en offshore wind, PV, golfslag, hydro) × Maximum bid lager dan gemiddelde marktprijs
Integreren van bronnen in de energiemarkten met zo min mogelijk marktverstoring	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Geen steun bij negatieve prijzen of nul-prijzen ✓ Lagere strike boven een bepaald productieplafond behoedt voor windfall profits ✓ Jaarlijkse herrekening van de werkelijke balanceringskosten in de strike 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Jaarlijkse herrekening van de werkelijke balanceringskosten in de strike × Geen steun indien meer dan 6 uur negatieve prijzen × Vergoeding voor verlies aan productie door netbeheer × Uurlijkse verrekening van productie en difference neemt incentive weg voor waarde-maximalisatie 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Geen steun bij negatieve prijzen ✓ Geen steun bij prijzen lager dan de difference, indien er sprake is van een terugvordering ✓ Jaargemiddelde referentieprijis van Y-1 bevordert optimaal inspelen op de markt
Systeemoptimale investeringskeuzes	<ul style="list-style-type: none"> × Lagere strike boven een bepaald productieplafond geeft geen incentive om windrijke locaties op te zoeken 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Technologie-neutrale tender ✓ Werkelijke productie vergoeden geeft incentive voor windrijke locaties 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Technologie-neutrale tender ✓ Gemiddelde prijs van beide balanceringszones hanteren promoot de optimale zone ✓ Werkelijke productie vergoeden geeft incentive voor windrijke locaties
Systeemoptimale operationele keuzes	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inrekenen van een vaste beheerskost geeft incentive tot kostminimalisatie 	<ul style="list-style-type: none"> × Uurlijkse verrekening van productie en difference neemt incentive weg voor waardemaximalisatie 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Jaargemiddelde referentieprijis van Y-1 bevordert optimaal inspelen op de markt

6. Vlaams maatwerk voor wind op land

Samenvattend kunnen we uit de vorige hoofdstukken stellen dat de ontwikkeling van nieuwe windturbines op land vandaag een gemiddelde LCOE van 85 €/MWh heeft door een recente sterke stijging van 30-40% van de CapEx - en nog steeds 73-77 €/MWh als we abstractie maken van de 'soft' CapEx. Daartegenover staat met de huidige noteringen een verwachte marktwaarde van windenergie van 59-78 €/MWh in de komende 20 jaar.

Beiden gecombineerd impliceren dat niet enkel de financierbaarheid verzekert dient te worden, maar ook de rendabiliteit.

Het is op dit moment namelijk onwaarschijnlijk dat de marktwaarde van de stroom voldoende zal zijn om een investering in wind op land vandaag terug te verdienen. Zakelijke PPA's kunnen daarom wel een interessante manier zijn om stroom te verhandelen, maar zullen onvoldoende zijn om wind op land rendabel en financierbaar te maken – mede omdat zakelijke PPA's een korting op de marktnoteringen toepassen om ook voor de koper interessant te zijn, en het Vlaamse windlandschap betekent dat slechts kleine volumes van 20 GWh per keer kunnen verhandeld worden.

Dit impliceert dat een CfD de preferente keuze is (of blijft) om wind op land financieel te ondersteunen, ondanks zijn tekortkomingen. De volgende aandachtspunten bij een CfD worden daarbij best opgelost met een aangepast ontwerp: (1) de bepaling van de strike price bij een beperkte marktgrootte in Vlaanderen, (2) het maximale behoud van het prijssignaal op de markt, en (3) het indekken van het volume-risico.

Een belangrijk aandachtspunt hierbij is dat, wanneer een nieuw ondersteunings-mechanisme ontworpen wordt, de continuïteit steeds verzekerd wordt en er aandacht is voor de nodige overgangsmaatregelen.

Bijlage A. Kosten-rapportering in referenties

Tabel 6 Evolutie van de gemiddelde turbinekost per kW (geleverd) voor de belangrijkste Europese fabrikanten, volgens FitchRatings (2023)

€/kW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Vestas					910	800	760	780	740	810	1.040
YoY						-12%	-5%	+3%	-5%	+9%	+28%
Nordex					950	810	780	710	700	730	850
YoY						-15%	-4%	-9%	-1%	+4%	+16%
Siemens						790	750	700	700	660	880
YoY							-5%	-7%	0%	-6%	+33%

Tabel 7. Evolutie van de gemiddelde turbinekost per kW (geïnstalleerd), volgens GlobalData en EnergyMonitor.ai (2023)

€/kW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kost	1.170	1.020	950	870	890	880	860	850	860	1.090	1.180
YoY		-13%	-7%	-8%	+2%	-1%	-2%	-1%	+1%	+27%	+8%

Bijlage B. CfD's in Frankrijk

Sinds mid 2016 is het Franse steunmechanisme van feed-in tarieven (FIT) hervormd tot een systeem met markt-gebaseerde premiums.¹⁷

Het inkomen van de hernieuwbare producent is hierin niet langer de FIT maar afhankelijk van de prijs die verkregen wordt op de markt. Producenten verkopen hun elektriciteit op EPEX SPOT via een aggregator. Daarenboven is **Électricité de France** (of EDF) verplicht om een CFD van 20 jaar te ondertekenen die een markt-gebaseerde complément de rémunération (of CR) omvat. Deze CR bevat twee termen:

- een prime à l'énergie (of energiepremie), die overeenkomt met het verschil tussen (i) een referentietarief berekend op basis van de **gemiddelde financierings- en werkingskosten voor een efficiënte en representatieve installatie**, en (ii) **de gemiddelde prijzen op de elektriciteits- en capaciteitsmarkt**.
- een prime de gestion (of beheerspremie), die de kosten weerspiegelt van de aggregator om de productie op de energie- en capaciteitsmarkten te verkopen.

Wanneer de producent extra inkomsten heeft uit de verkoop van capaciteits-garanties worden deze van beide premies afgetrokken.

Om zekerheid te bieden voor investeringen in het kader van de marktgebaseerde premie, wijst het bestuursorgaan **een noodkoper** aan als de producent aantoont dat hij zijn elektriciteit niet rechtstreeks of onrechtstreeks op de markt kan verkopen. In dit geval is de koper in laatste instantie verplicht om een PPA te ondertekenen voor de elektriciteit die geproduceerd wordt door de installaties die onder de marktgebaseerde premie vallen. De prijs die wordt betaald voor de elektriciteit mag echter niet meer bedragen dan 80% van de initiële prijs die krachtens de CFD verschuldigd was.

Prijzen

Het 'complément de rémunération' (of CR) of contractueel bedrag dat gesettled moet worden wordt in Art.314-33 van het Franse energiedecreet als volgt gedefinieerd:

$$CR = \sum_{i=1}^n E_i (\alpha T_{ref} - M_{0,i}) - (N_{b_{cap}} P_{ref, cap}) + \sum_{i=1}^n E_i P_{gestion}$$

¹⁷ Twee uitvoeringsbesluiten werden gepubliceerd: Besluit nr. 2016-682 van 27 mei 2016 betreffende de aankoopverplichting voor elektriciteit en de marktgebaseerde premie, en Decreet nr. 2016-691 van 28 mei 2016 ter bepaling van de lijsten en kenmerken van centrales die kunnen genieten van steunregelingen.

Waarbij

$1 \dots n$	is het aantal perioden dat verrekend wordt in een jaar, en ligt tussen 1 (i.e. jaarlijks) en 12 (i.e. maandelijks)
E_i	is de verhandelde stroom in periode i
α	is een dimensie-loze coëfficiënt die standaard 1 is, of optioneel degressief in de tijd is
T_{ref}	is het uitoefentariaf (in €/MWh)
$M_{0,i}$	is een referentiemarktprijs voor de valorisatie van hernieuwbare energie (in €/MWh)
$Nb_{cap}P_{ref,cap}$	is de totale vergoeding die de installatie krijgt voor het leveren van capaciteit, bepaald door het aantal garanties (Nb_{cap}) te vermenigvuldigen met hun prijs ($P_{ref,cap}$)
$P_{gestion}$	is een beheers- en balanceringskost (in €/MWh)

De referentiemarktprijs M_0 is het gemiddelde van de prijs op de day-ahead markt op de momenten dat de prijs positief of nul is, per technologie gewogen voor een gemiddeld productieprofiel.

Voor het uitoefentariaf T_{ref} worden 2 categorieën gedefinieerd i.f.v. de turbine- en projectgrootte:

- Voor WT's kleiner dan 3 MW en projecten van maximaal 6 turbines wordt de T_{ref} decretaal bepaald. Het tarief wordt zodanig berekend dat het een redelijk rendement geeft aan een type-installatie, rekening houdend met de gemiddelde investerings- en exploitatiekosten.
- Voor WT groter dan 3 MW en projecten groter dan 6 turbines wordt T_{ref} bepaald na halfjaarlijkse veilingen waarin per ronde ongeveer 500 MW steun wordt toegewezen.

Er zijn tot op heden 11 toewijsrondes geweest, maar voorlopig slechts 3 rondes na de laatste aanpassingen in 2021.

Participatieve projecten krijgen een bonus van +3 €/MWh, of +1 €/MWh wanneer het participatieve karakter zuiver financieel is.

Het decretaal bepaalde uitoefentariaf voor projecten met WT kleiner dan 3 MW en maximaal 6 WT bedraagt 74 €/MWh bij een rotordiameter van 80 m of kleiner en 72 €/MWh bij een rotordiameter van 100 m of meer.

De laatste veiling van januari 2023 resulteerde in een gemiddelde uitoefenprijs van 76,3 €/MWh.¹⁸ Dit was een stijging van 13% t.o.v. de

¹⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-mecanique-du-vent-imp>

vorige veiling in april 2022 en een stijging van 28% t.o.v. de 59.7 €/MWh die behaald werd in de toewijronde van november 2020.

De in 2023 geobserveerde stijging van de uitoefenprijs wordt door de regulator stijging verklaard door twee factoren:

1. Een zeer hoge aantal dossiers voldeed niet aan de nodige criteria voldeden. In totaal werden er voor 944 MW dossiers ingediend, maar werd slechts 236 MW conform verklaard.
2. In 2023 werd voor het eerst een prijsplafond ingevoerd, en men vermoedt dat er sprake was van gaming om dit plafond te bereiken. De werkelijke totale gemiddelde prijs van alle ingediende dossiers was met 89,5 €/MWh namelijk ongeveer 20 €/MWh hoger dan de voorbije jaren.

De veilingen in 2021 en 2022 leverden respectievelijk een uitoefenprijs van 64.5 en 67.3 €/MWh uit.

Volume

Alle verhandelde stroom valt onder het CFD-mechanisme, met uitzondering van de productie op de uren met spot-prijzen die negatief of nul zijn.

Wel wordt er een (jaarlijks) productieplafond opgelegd, waarboven een lagere uitoefenprijs van 40 €/MWh geldt. Het plafond wordt in Artikel r.314-33 van de energiecode bepaald i.f.v. de diameter:

$$P = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^n \frac{1430}{D_i} \times \pi \left(\frac{D_i}{2} \right)^2$$

Waarbij

1 ... n is het aantal turbines in het project

D_i is de rotordiameter van turbine i

Dit plafond komt (bij benadering) overeen met 2100 vollasturen.

Symmetrie

Het 'complément de rémunération' is symmetrisch. Wanneer de referentiemarkt-prijs M_0 lager ligt dan de uitoefenprijs betaalt EDF het verschil aan de ontwikkelaar. Wanneer M_0 hoger ligt, betaalt de aggregator het verschil aan EDF.

Bijlage C. CfD's in Groot-Brittanië

Producenten van hernieuwbare energie die aan bepaalde voorwaarden voldoen, kunnen sinds 2014 in Groot-Brittannië een aanvraag indienen voor een CfD in de vorm van een verzegeld bod bij toewijzingsrondes of veilingen.

Er zijn tot nu toe 4 rondes afgerond, waarbij verschillende technologieën direct met elkaar concurreerden voor een contract. De eerste veiling startte in Oktober 2014, en de vierde en laatste veiling liep af in Juli 2022. Een vijfde veiling is lopende sinds April 2023.

Ontwikkelaars van projecten sluiten een privaatrechtelijk contract met de Low Carbon Contracts Company (of kortweg LCCC), een Brits overheidsbedrijf. De LCCC geeft de contracten uit, beheert ze tijdens de bouw- en leveringsfase, en voert de betalingen uit. Het toewijzingsproces van de contracten wordt echter beheerd door de systeembeheerder National Grid ESO, onder toezicht van de regulator Ofgem.

De Standard Terms & Conditions (of STC) van het contract met LCCC zijn publiek beschikbaar op de volgende link:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/799137/AR3-Standard-Terms-and-Conditions.pdf

Prijzen

Ontwikkelaars krijgen een geïndexeerde vaste prijs betaald voor de elektriciteit die ze gedurende een periode van 15 jaar produceren. Alle bepalingen m.b.t. de referentieprijzen en de indexatie van de strike price zijn vastgelegd in de STC van het contract.

Omdat in de Britse veilingen verschillende energiebronnen met elkaar om steun wedijveren wordt er een onderscheid gemaakt in de definitie van de referentie-prijs i.f.v. het productieprofiel van de installatie:

- Voor 'intermittente' (i.e. hernieuwbare) producenten zoals onshore windprojecten wordt de referentieprijzen uurlijks vastgelegd o.b.v. de day-ahead markt. Deze wordt herdoopt tot de Intermittent Market Reference Price (of IMRP).
- Voor 'dispatchable' (of stuurbare) producenten wordt de referentieprijzen vastgesteld voor perioden van zes maanden op basis van verhandelde termijncontracten voor stroomlevering. Deze wordt herdoopt tot de Baseload Market Reference Price (of BMRP).

De IMRP wordt uurlijks gedefinieerd op basis van de day-ahead prijzen, conform STC §21.2(B) van het contract. De IMRP wordt berekend als het

handelsvolume-gewogen gemiddelde van de prijzen op EPEX GB en N2Ex, omdat er sinds Brexit een decoupling kan voorkomen tussen beide markten.

De veiling omvat verschillende technologieën, maar wordt 'gecleared' met één strike price per technologie. Deze strike price wordt jaarlijks geïndexeerd o.b. de consumptie-prijsindex en gecorrigeerd voor veranderende balanceringskosten en productie-beprekingen. Het contract hanteert hiervoor volgende formulering:

$$SP = (SP^{\text{base}} + ADJ_t^{\text{base}}) \times \Pi_t + \Delta BSC + \Delta TLM(D)$$

Waarbij

SP^{base}	is de initiële strike price
ADJ_t^{base}	zijn aanpassingen van de strike price uitgedrukt in base terms die (op- of neerwaarts) compenseren voor wijzigende qualificatie-eisen (QCiL), wijzigende duurzaamheidscriteria (SCiL) of wijzigingen in heffingen (GT).
Π_t	is de indexering van de strike price o.b.v. consumptieprijs-index (CPI) in jaar t
ΔBSC	is een correctie die betrekking heeft op de in de SP ingerekende balanceringskost, waarbij (conform STC §46) niet de CPI wordt gehanteerd maar wel de werkelijke evolutie van de kost
$\Delta TLM(D)$	is een (som van) correctie(s) die betrekking hebben op de in de SP ingerekende verminderde productievolumes t.g.v beperkingen op het transmissienet, waarbij (conform STC §47) niet de CPI wordt gehanteerd maar wel de werkelijke evolutie van de kost

De BSC- en TLM(D)-correcties zijn optioneel, en dus niet per definitie van toepassing op elke installatie met een CFD. Beide correcties zijn ook forward-looking correcties voor het komende jaar o.b.v. officiële rapportage van de systeembeheerder, en corrigeren niet op inschattingfouten in het vorige jaar.

De vierde toewijronde resulteerde dd 07/2022 voor onshore wind projecten met een opleverdatum in 2024/25 in een strike price van 42.5 £₁₂/MWh. Dit komt overeen met 66.0 €₂₃/MWh. De administratief vooraf voorziene strike price was 53.0 £₁₂/MWh. De veilingronde resulteerde dus in een besparing van 20%.

Er werd steun verleend aan 890 MW aan onshore wind. Alle toegewezen projecten zijn gelegen in Schotland, en hebben turbines van meer dan 5 MW.

Volume

Hernieuwbare bronnen rapporteren hun gemeten productie per uur, en deze wordt gebruikt voor de verrekening.

De gemeten waarden worden vervolgens gecorrigeerd voor de actieve (of verplichte) vermindering van productie zoals officieel gerapporteerd volgens de Balancing & Settlement Code.

Symmetrie

De financiële settlement van het contract is symmetrisch, en wordt in de STC als volgt gedefinieerd:

$$IDA_t = \Delta(SP_t, IMRP_t) \times \max(\min(Q_t h_t TLM_t, M_t), 0)$$

Waarbij

IDA_t	is het contractueel bedrag dat gesettled moet worden voor de periode t
M_t	is de gemeten output tijdens periode t
Q_t	is het contractueel vermogen
H_t	is de lengte van de periode t
TLM_t	is de gerapporteerde vermindering van productie conform de Balancing & Settlement Code

Voor alle uren in een zgn. Intermittent Rolling Negative Price Period wordt de settlement IDA_t gelijkgesteld aan nul. Dit betreft alle periodes van 6 of meer aansluitende uren met een negatieve referentieprijs.

Voor alle laattijdige betaling wordt er een interest aangerekend die gelijkgesteld wordt aan de base rate plus 5%-pt.

Bijlage D. CfD's in Denemarken

Denemarken ondersteunt sinds 2018 hernieuwbare energie met technologie-neutrale veilingen, en is hiervoor in 2020 overgestapt van een systeem met een fixed price premium naar een 'hybride' CFD.

Prijzen

De uitoefenprijs wordt bepaald door een technologie-neutrale tender met een maximum bid van 25 øre per kWh. De vastgelegde uitoefenprijs is een vaste prijs voor 20 jaar, en wordt gedurende de contractperiode niet geïndexeerd.

De gehanteerde referentieprijs is wat van de CFD's in Denemarken een zgn. 'hybride' CFD maken. Denemarken hanteert namelijk de jaar-gemiddelde prijs op de spotmarkt van het vorige jaar.¹⁹ Dat wil zeggen dat jaarlijks aan het begin van het jaar de 'premium' in het contract wordt vastgelegd op basis van de strike en de marktprijs van het voorgaande jaar, en dat gedurende het hele jaar deze premium van toepassing is.

De laatste tender in 2021 leverde geen enkele bid op, waarschijnlijk omdat men een maximum toegelaten bid van 25 øre per kWh of 32 €/MWh hanteert terwijl de gemiddelde stroomprijs in de periode 2010-2020 er respectievelijk 35 (DK1) en 37 (DK2) €/MWh bedroeg.

Volume

Alle MWh'n die verhandeld worden in de uren met een negatieve spotprijs in het gebied (DK1 of DK2) waarin de installatie zich bevindt vallen onder het CFD. Dit contract kan ook gedurende de gehele duurtijd niet verbroken worden.

Per toewijronde is er een maximaal steun-budget toegewezen, voor het geheel van alle steungerechtigde projecten. Indien over de loop der jaren dit plafond bereikt wordt, wordt er geen steun meer uitbetaald.

Symmetrie

Het Deense CFD is volledig symmetrisch, op twee uitzonderingsregels met betrekking tot budget en volume na:

In het geval dat de premium negatief is (i.e. als de ontwikkelaar een terugbetaling schuldig is aan de overheid) tellen ook de MWh'n die geleverd worden in de uren waarop de marktprijs in de bid zone van de installatie

¹⁹ De elektriciteitsmarkt in Denemarken is opgedeeld in 2 balanceringszones, i.e. DK1 en DK2. Concreet hanteert men het gewogen gemiddelde van beide zones.



lager ligt dan de premium niet mee. Op deze momenten zijn de inkomsten nl. lager dan de premium die zou moeten betaald worden.

Het budgetplafond geldt eveneens alleen voor de overheid die steun moet uitbetalen aan de ontwikkelaar, niet omgekeerd.



Contact person:

Ruben Baetens
RBA@3e.eu

3E NV/SA

Kalkkaai 6 – Quai à la Chaux
B-1000 Brussels – Belgium

T +32 2 217 58 68

F +32 2 219 79 89

Belfius Bank SA/NV

IBAN: BE12 0689 4198 3292

SWIFT/BIC: GKCCBEBB

RPR Brussels VAT BE 0465 755 594