



Evaluatie van het gebruik van de Internal Rate of Return (IRR) methode en van de impact van maximale bandingfactoren

(m.b.t. ondersteuning
milieuvriendelijke energieproductie)

Definitief rapport

Contractgegevens

Vlaams Energieagentschap (VEA)
Referentienummer 19083253
IRR-studie

Aangeboden door

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
Nederland

Contactpersonen

Luc van Nuffel
T: +32 (0) 478 65 26 37
E: luc.vannuffel@trinomics.eu

Onne Hoogland
T: +31 (0) 6 1036 0790
E: onne.hoogland@trinomics.eu

Datum

Rotterdam, 17 februari 2020

INHOUDSOPGAVE

1	Introductie	4
1.1	Aanleiding van de studie	4
1.2	Onderzoeksdoel en rapportstructuur	4
2	Metten van rendement op investeringen	5
2.1	Definities en begrippen	5
2.1.1	Projectfasen	5
2.1.2	Projectrendement (IRR)	6
2.1.3	Rendement op eigen en vreemd vermogen	6
2.1.4	Gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC)	6
2.1.5	Hurdle rate	8
2.1.6	Verdisconteringsvoet (discount rate)	10
2.1.7	Invloed van belastingen	10
2.1.8	Invloed van inflatie	11
2.1.9	Project- versus bedrijfsfinanciering	11
2.1.10	Investeerders in verschillende fasen	11
2.2	Toepassing op de Vlaamse stimuleringsregeling voor groene stroom en WKK	12
2.2.1	Stimuleren van groene stroom en WKK - in theorie	12
2.2.2	Stimuleren van hernieuwbare energieproductie en WKK - de Vlaamse praktijk	13
2.2.3	Specifieke afwegingen	13
3	Marktconforme rendementen	15
3.1	Data vereisten	15
3.2	Bevindingen uit literatuur en vergelijkbare stimuleringsregelingen	15
3.2.1	Context	15
3.2.2	Overzicht gegevens uit relevante literatuur en vergelijkbare stimuleringsregelingen	16
3.2.3	Bevindingen en conclusies per techniek	20
3.2.4	Vergelijkbaarheid en ontwikkeling risico's	21
4	Impact van maximale bandingfactoren	23
4.1	Analysestructuur	23
4.2	Aannames voor benodigde parameters	25
4.2.1	Traject voor maximale bandingfactoren	25
4.2.2	Toegestaan rendement (IRR)	25
4.2.3	Investeringskosten	26
4.2.4	Operationele kosten	26
4.2.5	Energieprijzen	26
4.3	Resultaten en conclusies	26
4.3.1	Zon-PV	28
4.3.2	Windturbines op land	28
4.3.3	Biogas	29
4.3.4	Biomassa	30
4.3.5	WKK-fossiel	31
5	Conclusies	33
	Bronnen	34

1 Introductie

1.1 Aanleiding van de studie

De Vlaamse overheid heeft in 2013 beslist om de Internal Rate of Return (IRR)-methode toe te passen voor de berekening van de Onrendabele Top (OT) en de vaststelling van het aantal GroeneStroomCertificaten (GSC) of Warmte-KrachtCertificaten (WKC) per technologie. Deze methode werd destijds gekozen omdat deze maatstaf in de betrokken sectoren het beste inzicht en het meeste vertrouwen geeft voor de inschatting van de rendabiliteit van projecten. Op dezelfde manier worden bijvoorbeeld ook investeringen in andere sectoren in het kader van de convenanten beoordeeld op het totale projectrendement. De gehanteerde IRR-waardes voor de OT-berekeningen zijn in 2013 vastgelegd in het Energiebesluit en zijn verschillend per technologie, rekening houdend met het verschillende risico- en financieringsprofiel: 5% voor PV, 8% voor wind en 12% voor biogas/biomassa en WKK. Op 15 december 2017 heeft de Vlaamse regering beslist om de IRR waarde voor wind te verlagen naar 7.5%, en op 20 december 2019 heeft zij beslist om de IRR waardes verder te verlagen naar respectievelijk 4.75, 6.5 en 10.5%.

Het Vlaamse regeerakkoord 2019-2024 bepaalt dat elke oversubsidiëring van hernieuwbare energie- en WKK-projecten moet vermeden worden. Om die reden wordt een evaluatie voorzien van het gegarandeerde rendement op eigen vermogen in functie van het specifieke risicoprofiel van hernieuwbare energie- en WKK-projecten. Tegen 2025 zal de certificatensteun voor nieuwe of vernieuwde hernieuwbare energieprojecten via een geleidelijke reductie van de maximale bandingfactor in principe worden afgebouwd. De maximale bandingfactoren voor nieuwe WKK-installaties zouden met 30% worden verlaagd tegen 2025 en afgebouwd worden op 10 jaar.

1.2 Onderzoeksdoel en rapportstructuur

De opdracht beoogt om te evalueren:

1. in hoeverre de IRR een geschikte methode is om de onrendabele top van energieprojecten, en derhalve het aantal toegekende GSC of WKC per projecttype, te bepalen. Hierbij zullen de voor- en nadelen van de huidige IRR-methode worden vergeleken met een alternatieve methode waarbij de referentie Return on Equity (RoE) per projectcategorie (of -type) zou bepaald worden door de overheid, en de financieringskosten zouden geraamd worden op basis van een standaard financieringsmodel per projectcategorie (aandeel eigen versus vreemde financiering, gemiddelde kost voor financiering);
2. of de door de Vlaamse regering bepaalde IRR-waardes per categorie marktconform zijn en op een accurate manier rekening houden met het specifieke huidige en toekomstige risicoprofiel van iedere projectcategorie;
3. in hoeverre een voorgesteld traject voor maximale bandingfactoren de investeringsbereidheid in het algemeen zou beïnvloeden, en of de toepassing van maximale bandingfactoren meer specifiek investeringen in bepaalde technologieën negatief zou beïnvloeden.

Deze onderzoeksvragen behandelen we ieder in een apart hoofdstuk (2 t/m 4). Tot slot vatten we de conclusies samen in hoofdstuk 5.

2 Meten van rendement op investeringen

Om te bepalen of de IRR de meest geschikte maatstaf is voor het vaststellen van een marktconform rendement en om marktcijfers over rendementen juist te interpreteren (zie volgende hoofdstuk) is het essentieel om de relevante begrippen eerst scherp te definiëren. Hier zullen we dan ook in het eerste deel van dit hoofdstuk mee starten. Vervolgens beoordelen we of de huidige toepassing van minimale rendementseisen binnen de Vlaamse stimuleringsregeling in lijn is met de theorie en in hoeverre een aantal specifieke aanpassingen die overwogen worden tot een betere regeling zullen leiden.

2.1 Definities en begrippen

2.1.1 Projectfases

Voor een juiste interpretatie van rendementen is het van belang om een aantal begrippen nauwkeurig te definiëren. We gebruiken de projectontwikkelingscyclus van energieprojecten als de basis hiervoor. Binnen de projectontwikkelingscyclus onderscheiden we drie fases:

1. **Planning:** in deze fase is er nog geen definitieve beslissing genomen over de financiering en realisatie van het project. Het project wordt vormgegeven en de verwachte geldstromen, risico's en financiering worden in kaart gebracht. Deze fase eindigt wanneer de nodige vergunning afgeleverd is, een financieringsovereenkomst gesloten is en definitief besloten is dat het project gerealiseerd zal worden. In deze fase vormt het regulerend kader (onzekerheid over het bekomen van de vergunning en over het niveau van steun) doorgaans het grootste risico;
2. **Realisatie:** in deze fase wordt de installatie gebouwd en opgeleverd. Verschillende risico's (o.a. constructierisico's) kunnen in deze fase optreden. Het totale risicoprofiel is doorgaans al beduidend lager dan in de planningsfase. Deze fase eindigt wanneer de installatie is opgeleverd en in gebruik is genomen;
3. **Exploitatie:** in deze fase wordt de installatie geëxploiteerd en worden inkomsten gegenereerd. Verschillende risico's (o.a. operationele en marktrisico's) kunnen in deze fase optreden, maar een groot deel van de risico's zijn al niet meer van toepassing (o.a. regulatorie en constructierisico's) waardoor het totale risicoprofiel beduidend lager is dan in de voorgaande fases. Hierdoor kunnen meer risicomijdende investeerders zoals pensioenfondsen in deze fase geïnteresseerd zijn om een belang in het project te nemen. Deze fase eindigt wanneer de installatie uit gebruik is genomen en is afgebroken.

Deze fases en mijlpalen zijn in Figuur 2.1 grafisch weergegeven.

Figuur 2.1 Fases en belangrijke mijlpalen in projectontwikkelingscyclus



2.1.2 Projectrendement (IRR)

Het (verwachte) rendement van het project wordt gedurende de drie fases gemonitord en wordt steeds zekerder naarmate het project vordert. In de planningsfase worden alle verwachte geldstromen (kosten en inkomsten) in kaart gebracht en wordt een verwacht projectrendement bepaald (exclusief financieringskosten). Dit wordt ook wel de 'Internal Rate of Return' (IRR) genoemd en geeft aan welk rendement op het geïnvesteerde vermogen jaarlijks verwacht wordt (% per jaar). Op basis van dit verwachte rendement wordt getracht een financiering rond te krijgen.

Het daadwerkelijke projectrendement wordt steeds duidelijker naarmate de realisatie vordert en de daadwerkelijke kosten voor de installatie gekend zijn. Toch is het uiteindelijke projectrendement pas volledig duidelijk als de installatie aan het einde van zijn levensduur is en buiten gebruik is gesteld, omdat de hoeveelheid elektriciteit die in de toekomst opgewekt zal worden, de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en de operationele kosten onzeker blijven. Aangezien er slechts een beperkt aantal hernieuwbare energie- en WKK-projecten het einde van hun levensduur bereikt hebben, is slechts een beperkte hoeveelheid gegevens over de definitieve IRR bekend en zijn dit grotendeels projecten die niet representatief zijn voor de huidige technologie. Daardoor moeten cijfers van het projectrendement over het algemeen geïnterpreteerd worden als het *verwachte* projectrendement. Verder kan onderscheid gemaakt worden tussen het verwachte projectrendement in verschillende fases, waarbij het verwachte projectrendement aan het einde van de planningsfase het meest relevant is in de context van het stimuleren van energieproductie uit hernieuwbare bronnen of WKK's. Op dat moment wordt namelijk de keuze gemaakt om het project wel of niet te realiseren en is het dus cruciaal dat het verwachte rendement voor kapitaalverstrekkers hoog genoeg is.

2.1.3 Rendement op eigen en vreemd vermogen

Het projectrendement komt ten goede aan de verschillende financiers van het project. Hierbij wordt in eerste instantie de vergoeding voor de verstrekkers van vreemd vermogen (bankleningen of obligaties) vergoed door middel van een rente op de verstrekte lening. Het rendement wat hierna overblijft komt ten goede aan de verstrekkers van eigen vermogen en wordt overgedragen in de vorm van dividenden en/of een toename van de aandelenwaarde.

Hierbij is het belangrijk om op te merken dat het rendement op vreemd vermogen doorgaans vooraf vastgesteld is door middel van een afgesproken rentepercentage. Dit rendement is dan ook zeker zo lang de onderneming niet in betalingsproblemen verkeert. Het rendement op eigen vermogen is echter zeer onzeker omdat het beïnvloed wordt door onverwachte kosten- of opbrengstenevoluties en dus hoog kan uitvallen als er meevallers optreden, maar ook zeer laag of negatief bij tegenvallers. Bij het bepalen van een marktconform rendement op eigen vermogen is het dan ook zeer lastig om een representatief niveau vast te stellen, omdat de selectie (sample) van beoordeelde projecten een grote invloed kan hebben op de resultaten. Een meer robuuste vergelijking kan gemaakt worden wanneer gekeken wordt naar *verwachte* rendementen op eigen vermogen van investeerders in dezelfde technologie. Hierbij moet echter ook opgepast worden dat een vergelijkbare verhouding tussen vreemd en eigen vermogen aangenomen wordt.

2.1.4 Gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC)

De gewogen gemiddelde kapitaalkosten, beter bekend als de *weighted average cost of capital* (WACC) zijn een maatstaf om de kapitaalkosten voor een project of onderneming weer te geven. De relevante kosten zijn hierbij de rente (rendement op vreemd vermogen) en het rendement op eigen vermogen,

waarbij het aandeel in de kapitaalkosten van vreemd en eigen vermogen gewogen wordt op basis van hun aandeel in de financiering. Van belang is dat de rentekosten aftrekbaar zijn van de belastbare inkomsten, waardoor de effectieve rentekosten voor het project lager uitvallen dan het rentepercentage. Dit is niet het geval voor vergoedingen aan verstrekkers van eigen vermogen (het uitkeren van dividend), waardoor het rendement op eigen vermogen volledig meetelt als kapitaalkosten.

In formulevorm is de WACC als volgt gedefinieerd.

$$WACC = \frac{VV}{VV + EV} r_{VV}(1 - T) + \frac{EV}{VV + EV} r_{EV}$$

Waarbij:

WACC: Gewogen gemiddelde kapitaalkosten

VV: Vreemd vermogen

EV: Eigen vermogen

r_{VV} : Rendement op vreemd vermogen (rente)

r_{EV} : (verwacht) Rendement op eigen vermogen

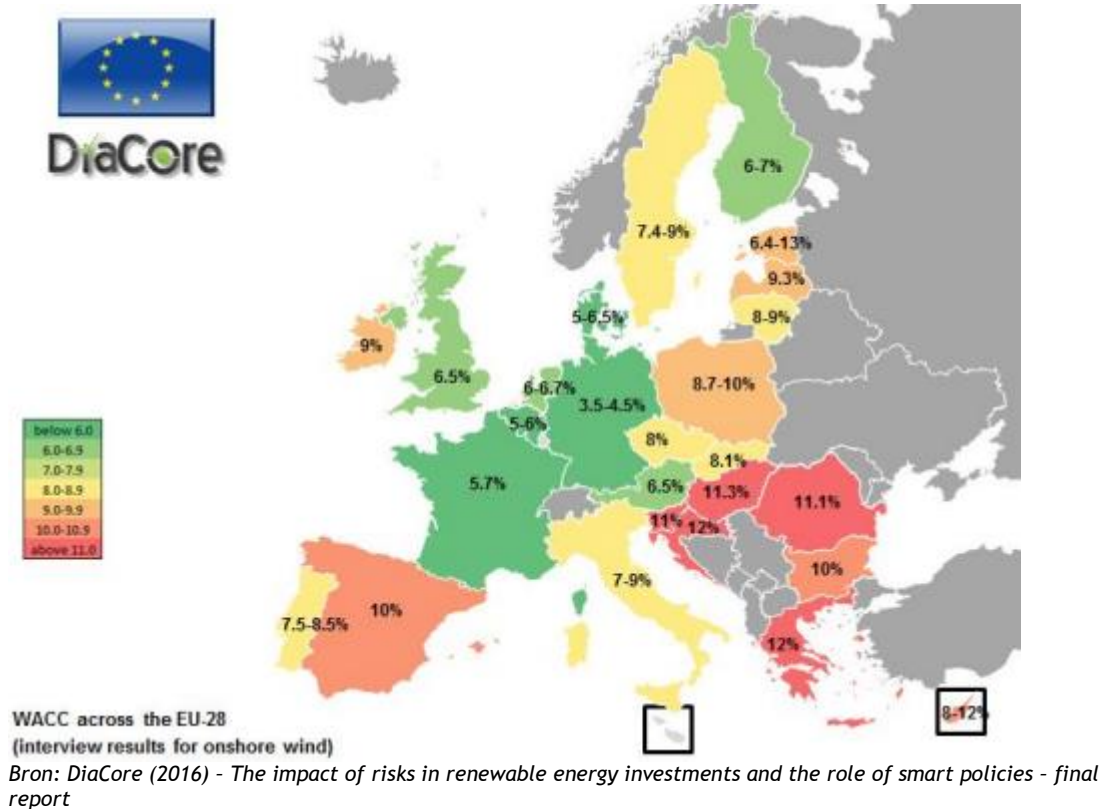
T: Vennootschapsbelasting

De relevantie van de WACC is dat het verwachte projectrendement (IRR) voldoende hoog moet zijn om aan de verwachte rendementen van kapitaalverstrekkers te voldoen om het project gefinancierd te krijgen en door te laten gaan. In andere woorden: de IRR moet groter zijn dan of gelijk aan de WACC om het project door te laten gaan.¹

De WACC is extra relevant in de duurzame energie sector, waar de investeringskosten een groot deel uitmaken van de totale kosten van de technologie (met name voor zon-PV en wind). Om deze reden zijn er verschillende studies gedaan naar de WACC voor duurzame energie technieken. Een belangrijke bevinding hiervan is dat de WACC sterk kan variëren per techniek en per land. Figuur 2.2 geeft een illustratie van de WACC voor onshore wind rond het jaar 2015 in de EU28. In hoofdstuk 3 gaan we dieper in op de literatuur op dit vlak.

¹ Ervan uitgaande dat de WACC tot stand is gekomen op basis van een vergelijkbaar risicoprofiel als het te financieren project

Figuur 2.2 Inschatting van WACC voor onshore wind projecten op basis van interviews



2.1.5 Hurdle rate

De *hurdle rate* is gedefinieerd als de minimale rendementseis van kapitaalverstrekkers voor een project en wordt gebruikt om het projectrendement (IRR) mee te vergelijken. Als het projectrendement hoger is dan de hurdle rate, zal in veel gevallen besloten worden om te investeren.

Voor een correcte interpretatie van marktcijfers met betrekking tot hurdle rates is het van belang om onderscheid te maken tussen bedrijfsfinanciering en projectfinanciering (zie sectie 2.1.9 voor definities van deze financieringsvormen) en hurdle rates die toepassing hebben op het rendement op het totale vermogen versus hurdle rates die enkel toepassing hebben op het eigen vermogen.

In het geval van bedrijfsfinanciering wordt de totale investering door het bedrijf gefinancierd en heeft de hurdle rate dan ook betrekking op het totale projectrendement. Bij bedrijfsfinanciering wordt de hurdle rate vaak gelijk gesteld aan de WACC van het bedrijf. De WACC is immers een afspiegeling van de gemiddelde rendementsverwachtingen van de financiers van het bedrijf en nieuwe investeringen moeten eraan bijdragen om deze rendementen te realiseren. De hurdle rate kan nog wel naar boven of beneden bijgesteld worden op basis van het risicoprofiel van het project. Bijvoorbeeld in het geval dat een bedrijf dat enkel actief is in laag risico activiteiten wil investeren in een project met een hoger risico, kan de WACC van dat bedrijf niet als een correcte inschatting van de kapitaalkosten worden gezien. De WACC van dat bedrijf is namelijk tot stand gekomen op basis van de huidige (laag risico) activiteiten en is daarmee normaal gesproken lager dan de kapitaalkosten zouden zijn wanneer in hoog risico activiteiten geïnvesteerd zou worden. Het is dan ook gepast om de hurdle rate naar boven bij te stellen in lijn met het risicoprofiel van de investering.

In het geval van projectfinanciering wordt er doorgaans eerst getracht een zo goedkoop mogelijke lening (vreemd vermogen) voor een zo groot mogelijk deel van de investeringssom te verkrijgen. Vervolgens wordt de resterende kapitaalbehoefte door verstrekkers van eigen vermogen ingelegd. Deze verstrekkers van eigen vermogen hanteren ook een minimale rendementseis voor het door hen ingebrachte vermogen, wat ook een hurdle rate genoemd wordt. Deze hurdle rate heeft echter enkel betrekking op het rendement op eigen vermogen en kan dus niet direct vergeleken worden met het projectrendement (IRR). Onderstaand rekenvoorbeeld illustreert het verschil tussen de hurdle rate voor het totale vermogen (ook wel WACC hurdle rate genoemd) en de hurdle rate voor het eigen vermogen (ook wel return on equity hurdle rate genoemd).

Rekenvoorbeeld hurdle rates

Een hernieuwbare energie-project is op zoek naar financiering. Hiervoor wordt zowel een bedrijfsfinancieringsoptie als een projectfinancieringsstructuur verkend. Het rendement van het project wordt ingeschat op 5% (IRR).

1. Bedrijfsfinanciering

Voor de bedrijfsfinancieringsoptie wordt financiering door een elektriciteitsbedrijf verkend. Dit elektriciteitsbedrijf is voor 30% met eigen vermogen gefinancierd en voor 70% met vreemd vermogen. Het vreemd vermogen is aangetrokken tegen een rentevoet van 2%. De verstrekkers van eigen vermogen verwachten een minimaal rendement van 10%. De vennootschapsbelasting is 25%. Ingevuld in de WACC formule leidt dit tot een WACC van 3% (zie onderstaande).

$$WACC = 70\% * 2\% * (1 - 25\%) + 30\% * 10\% = 3\%$$

Het elektriciteitsbedrijf schat het risicoprofiel van het project vergelijkbaar in met de andere activiteiten van het bedrijf en hanteert dan ook een hurdle rate die gelijk is aan de WACC (dus 3% *WACC hurdle rate*). Aangezien het projectrendement (5%) hoger is dan de hurdle rate, volgt een positieve investeringsbeslissing.

2. Projectfinanciering

Om de haalbaarheid van de projectfinancieringsstructuur te evalueren wordt eerst verkend welk deel van de investering maximaal met vreemd vermogen gedekt kan worden en tegen welke rentevoet. De bank blijkt bereid te zijn om 80% van het vermogen te verstrekken tegen een rentevoet van 2%. Hierna wordt door de verstrekkers van eigen vermogen ingeschat welk rendement ze minimaal willen behalen op het eigen vermogen voor dit project. Dit wordt ingeschat op 15% (*return on equity hurdle rate*). Ingevuld in de WACC formule leidt dit tot een WACC hurdle rate van 4.2%.

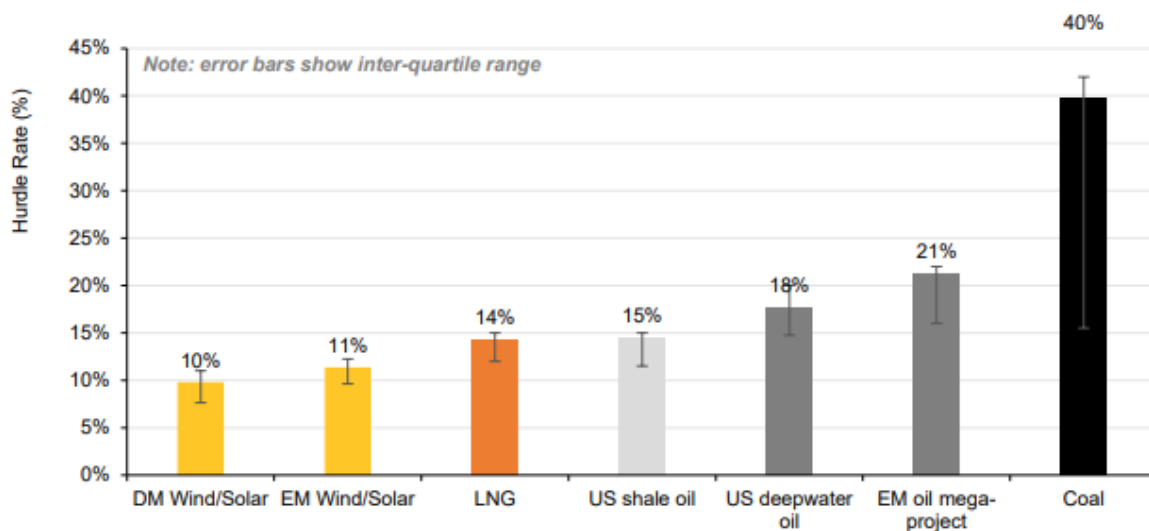
$$WACC = 80\% * 2\% * (1 - 25\%) + 20\% * 15\% = 4.2\%$$

Aangezien de WACC hurdle rate lager is dan het projectrendement, zal ook bij deze financieringsoptie een positieve investeringsbeslissing volgen.

Belangrijk om op te merken is dat de *return on equity hurdle rate* altijd hoger is dan de *WACC hurdle rate*. Aangezien verstrekkers van vreemd vermogen (leningen) minder risico lopen, verlangen deze een lager rendement (rente) en is de hurdle rate voor de totale financiering (WACC) dus lager dan de hurdle rate voor enkel het rendement op eigen vermogen. Voor de correcte interpretatie van waardes uit de

literatuur is dit onderscheid zeer belangrijk. Figuur 2.2 laat bijvoorbeeld recente hurdle rate voor rendement op eigen vermogen zien. Deze zijn, zoals verwacht, veel hoger dan de WACC waarden in Figuur 2.2. Wat verder opvalt is dat de traditionele perceptie dat duurzame energie nieuw en risicovol is, en fossiele energie volwassen en laag risico is, niet meer opgaat. De combinatie van steeds volwassener duurzame energie technieken en steeds grotere risico's voor fossiele technieken (door CO₂ heffingen en belastingen en risico van premature sluiting van conventionele elektriciteitscentrales) heeft ertoe geleid dat kapitaal voor duurzame energie goedkoper is geworden dan voor fossiele energie. De relevantie van deze waarden voor de Vlaamse stimuleringsregeling bespreken we in meer detail in hoofdstuk 3.

Figuur 2.3 Hurdle rates voor rendement op eigen vermogen op basis van survey



Bron: The Oxford Institute for Energy Studies (2019) - Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuels Investors

2.1.6 Verdisconteringsvoet (discount rate)

De verdisconteringsvoet (discount rate) wordt in financiële analyses van investeringen gebruikt om de waarde van toekomstige geldstromen (cash flows) te actualiseren naar de huidige waarde. Dit wordt gedaan om te corrigeren voor de effecten van bijvoorbeeld inflatie, maar ook om voor risico's te corrigeren. Hierbij wordt de onzekerheid in toekomstige geldstromen vertaald naar een lagere waardering van deze geldstromen.

In de evaluatie van mogelijke investeringen kan de WACC als verdisconteringsvoet gebruikt worden. Wanneer de investering met deze verdisconteringsvoet een positieve netto contante waarde oplevert, volgt doorgaans een positieve investeringsbeslissing. Anderzijds kan de verdisconteringsvoet op een niveau gezet worden waarbij de netto contante waarde nul is en beoordeeld worden of deze waarde voldoende hoog is om in de verwachte rendementen van kapitaalverstrekkers te voorzien (WACC). Dit niveau is gedefinieerd als de internal rate of return (IRR).

2.1.7 Invloed van belastingen

Bij de evaluatie van het rendement van een project (IRR) wordt de vennootschapsbelasting meegenomen. Het rendement is dus een rendement ná belastingen, maar vóór betaling van rente en aflossing op leningen. De kapitaalkosten zijn de kosten aan geldverstrekkers zoals gezien vanuit het projectperspectief. Zoals eerder vermeld, wordt hierbij gecorrigeerd voor het feit dat rentekosten

afteikbaar zijn van de belastbare inkomsten en dus voor het project effectief lager uitvallen dan het bedrag wat de leningsverstrekkers ontvangen. De invloed van andere belastingen voor kapitaalverstrekkers (o.a. roerende voorheffing of andere belasting op ontvangen dividenden of interesten) wordt echter buiten beschouwing gelaten omdat dit niet relevant is vanuit het projectperspectief. Voor het project is het enkel van belang hoeveel vergoeding de kapitaalverstrekkers in totaal verwachten te ontvangen en niet in hoeverre hier vervolgens nog belasting over betaald moet worden.

2.1.8 Invloed van inflatie

In de projectevaluatie kan gerekend worden met geldstromen en kapitaalkosten waar de verwachte invloed van inflatie in meegenomen is. Dit is niet noodzakelijk, omdat het corrigeren van toekomstige geldstromen voor inflatie geen invloed heeft op het projectrendement. Wat wel van belang is, is dat er consistent mee omgegaan wordt en óf alle geldstromen en kapitaalkosten voor inflatie gecorrigeerd worden, óf geen enkele.

2.1.9 Project- versus bedrijfsfinanciering

Investerings kunnen als los, zelfstandig project gefinancierd worden (projectfinanciering) of direct volledig door bedrijven gefinancierd en op de balans geplaatst worden (bedrijfsfinanciering). Het belangrijkste verschil is dat bij projectfinanciering in een duidelijk afgebakend project met bijbehorende risico's en geldstromen geïnvesteerd wordt, terwijl bij bedrijfsfinanciering geldverstrekkers het bedrijf financieren met alle onderliggende activiteiten, geldstromen en risico's en dus niet in een specifiek project investeren.

Beide typen van financiering hebben voor- en nadelen. In de praktijk blijkt er geen duidelijke voorkeur, met een 50/50 verdeling van beide vormen voor hernieuwbare energieprojecten.^{2 3}

2.1.10 Investeerders in verschillende fases

Bij projectfinanciering is het gangbaar dat de initiële investeerders hun aandeel na realisatie van het project verkopen. In deze fase zijn de meeste risico's voorbij en zijn de geldstromen relatief zeker, waardoor de investering beter in het portfolio van meer risico mijddende investeerders past zoals pensioenfondsen. De initiële investeerders verkopen hun aandeel dan voor een (doorgaans) hoger bedrag dan de initiële investering, waardoor zij een bijkomend rendement op hun investering realiseren en het rendement op eigen vermogen voor de nieuwe aandeelhouders lager wordt (procentueel), in lijn met de lagere risico's in deze fase. Hierbij is het belangrijk om op te merken dat dit geen invloed heeft op de kapitaalkosten van het project en daarmee ook niet op de onrendabele top en subsidiebehoefte. De lagere rendementen zijn enkel een gevolg van een hogere waardering van het eigen vermogen en leiden niet tot andere geldstromen.

² Steffen (2018) - The importance of project finance for renewable energy projects

³ FS-UNEP (2018) - Global trends in renewable energy investment 2018

2.2 Toepassing op de Vlaamse stimuleringsregeling voor groene stroom en WKK

2.2.1 Stimuleren van groene stroom en WKK - in theorie

Voor de afwegingen rondom het juiste gebruik van de financiële parameters uit de voorgaande sectie is het belangrijk om eerst het bredere doel en de structuur van het stimuleren van groene stroom en WKK te schetsen. Op basis hiervan zullen keuzes rondom de te gebruiken financiële parameters namelijk beter te beoordelen zijn.

Bij de stimulering van hernieuwbare energieproductie en WKK is het startpunt dat de uitrol van deze technologieën belemmerd wordt door een onrendabele top. Een onrendabele top is een verschil tussen het verwachte rendement van projecten en het vereiste rendement voor kapitaalverstrekkers. De stimuleringsregeling kan deze onrendabele top op verschillende manieren wegnemen. Veelgebruikte opties zijn het toekennen van groene stroom- of WKK-certificaten (zoals toegepast in Vlaanderen, Brussel en Wallonië) en het toekennen van een premie op de prijs voor verkochte elektriciteit (zoals toegepast in verschillende omringende landen). Het effect van beide opties is vergelijkbaar, namelijk een verhoging van de inkomsten uit opgewekte elektriciteit, waardoor de onrendabele top wordt weggenomen. Wel is het belangrijk om onderscheid te maken in de mate waarin de stimuleringsregeling risico's wegneemt, met name op het gebied van blootstelling aan fluctuaties in marktprijzen voor inputenergie (biomassa, aardgas) en outputenergie (vooral elektriciteit). Hoe lager de risico's, hoe lager de kapitaalkosten en daarmee de onrendabele top.

De uitdaging bij het stimuleren van hernieuwbare energieproductie en WKK is om een correcte inschatting van de onrendabele top te maken en de stimuleringsregeling deze vervolgens voldoende weg te laten nemen om investeringen tot stand te laten komen, zonder oversubsidiëring plaats te laten vinden. De complicerende factoren hierbij zijn dat de onrendabele top van gerealiseerde projecten niet altijd transparant is, er een substantiële variatie tussen projecten kan bestaan en de ontwikkeling van investeringskosten, technologieën en marktprijzen ervoor zorgt dat de onrendabele top constant verandert. Oversubsidiëring is dan ook nooit volledig te voorkomen. Het doel moet dan ook zijn om het niveau van stimulering dusdanig in te stellen dat voldoende kosteneffectieve projecten doorgang vinden, waarbij geaccepteerd wordt dat projecten met extreem gunstige omstandigheden rendementen kunnen behalen die hoger dan noodzakelijk zijn. In Vlaanderen wordt gekozen om het stimuleringsniveau te baseren op een referentieproject met waardes op het niveau van de mediaan van de gerealiseerde projecten, waardoor het stimuleringsniveau effectief uitkomt op een niveau waarbij de beste 50% van de gerealiseerde projecten gerealiseerd kan worden. In Nederland wordt een licht andere keuze gemaakt, namelijk dat het stimuleringsniveau dusdanig moet zijn dat de *meerderheid* van het projectaanbod gerealiseerd kan worden.

De basis voor het bepalen van een gepast stimuleringsniveau is het maken van een grondige onrendabele top berekening. Hierbij is het praktisch om voor de parameters (o.a. investeringskosten, operationele kosten, aantal vollasturen en elektriciteitsprijs) met de mediaan van de marktwaardes te werken om een zo representatief mogelijke onrendabele top berekening te maken. Voor de financiële parameters (met name de IRR of WACC die gebruikt wordt als verdisconteringsvoet) is het echter minder gepast om met de mediaan van de marktwaardes te werken omdat marktpartijen er naar streven om een zo hoog mogelijk rendement te behalen, terwijl er vanuit de overheid getracht moet worden om een zo laag mogelijk, maar nog wel acceptabel rendement te creëren voor de marktpartijen. Een zo laag mogelijk, acceptabel rendement is hetzelfde als de *hurdle rate* zoals in

voorgaande sectie gedefinieerd. In de onrendabele top berekening wordt dus idealiter een marktconforme hurdle rate als verdisconteringsvoet gebruikt.

Wanneer de stimuleringsregeling volgens bovenstaande uitgangspunten wordt ingericht, komt het stimuleringsniveau te liggen op een niveau waarbij de helft van de projecten (in vermogen gemeten) gerealiseerd kan worden. Afhankelijk van de prioriteiten van de overheid - zo veel mogelijk projecten realiseren of zo laag mogelijke kosten per project - kan dit stimuleringsniveau naar boven of beneden bijgesteld worden.

2.2.2 Stimuleren van hernieuwbare energieproductie en WKK - de Vlaamse praktijk

De stimuleringsregeling in Vlaanderen maakt gebruik van groene stroom- en WKK-certificaten om de onrendabele top weg te nemen. In de onrendabele top berekening worden marktconforme waardes gebruikt voor de verschillende parameters, gebaseerd op gegevens opgevraagd bij recent gerealiseerde projecten. Voor de kapitaalkosten wordt een IRR-waarde gebruikt die varieert per technologie op basis van het risicoprofiel van de technologie. De gekozen IRR-waardes kunnen geïnterpreteerd worden als een rendement wat zowel voor de overheid als de marktpartijen acceptabel is. Wanneer deze IRR waardes op een vergelijkbaar niveau als de in de markt gebruikte hurdle rates worden ingesteld, is deze methode in lijn met hoe de stimuleringsregeling idealiter ingericht zou zijn. In hoeverre dit het geval is, beoordelen we verder in dit rapport, maar voor nu concluderen we dat het gebruik van financiële parameters in de regeling technisch juist in elkaar zit.

2.2.3 Specifieke afwegingen

Rendement op eigen vermogen vs. IRR

Een specifieke afweging binnen de vormgeving van de Vlaamse stimuleringsregeling is of het rendement op eigen vermogen geen betere maatstaf is om een acceptabel rendement vast te stellen dan de IRR. In die opzet zou een acceptabel, marktconform rendement op eigen vermogen worden vastgesteld per technologie. Hiernaast zou een inschatting gemaakt worden van een representatieve verhouding tussen vreemd en eigen vermogen en een representatieve rentevoet op het vreemde vermogen. Tezamen kunnen hiermee de kapitaalkosten (WACC) berekend worden die vervolgens als verdisconteringsvoet in de onrendabele top berekening gebruikt kunnen worden.

Onze beoordeling is dat deze aanpak ook kan werken. Hierbij zou het rendement op eigen vermogen dan idealiter gelijk gesteld moeten worden aan de hurdle rate die verstrekkers van eigen vermogen in een projectfinancieringsconstructie hanteren. Effectief zou dit ook tot een marktconform projectrendement leiden met inbegrip van het risicoprofiel per techniek, net als bij de IRR methode. Het enige verschil is dat er aanvullende aannames nodig zijn wat betreft de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen en de rentevoet op het vreemde vermogen, waardoor de regeling iets complexer wordt.⁴ Verder is de werking identiek en zien wij geen voor- of nadelen aan de verschillende rendementsmaatstaven. Daarom zien we geen redenen die een wijziging van de methode rechtvaardigen en **adviseren we om de huidige IRR methode te behouden.**

⁴ Opgemerkt moet worden dat er in de huidige onrendabele top berekening ook aannames gedaan worden voor deze parameters om de invloed van het aftrekken van de belasting van rentekosten correct mee te nemen. Deze aannames krijgen echter een grotere invloed wanneer rendement op eigen vermogen als rendementsmaatstaf gebruikt wordt.

Differentiatie financieringsvormen

Zoals eerder beschreven zijn er twee hoofdvormen om een project te financieren: projectfinanciering en bedrijfsfinanciering. Binnen de onrendabele top berekening wordt uitgegaan van projectfinanciering, waarschijnlijk grotendeels omdat dit een zeer transparante financieringsvorm is die zich eenvoudig in een onrendabele top model laat onderbrengen. In de Nederlandse stimuleringsregeling is dezelfde keuze gemaakt.

Een van de onderzoeksvragen voor deze studie is of de financieringsvorm een verschil maakt voor de rendabiliteit van het project, bijvoorbeeld door betere mogelijkheden van risicospreiding en belastingoptimalisatie bij bedrijfsfinanciering. De traditionele kijk vanuit de economische wetenschap is dat de financieringsstructuur geen invloed heeft op de waarde van het project, omdat het de risico's en geldstromen niet beïnvloedt⁵. Onze beoordeling is dat dit ook in de huidige context van stimulering van hernieuwbare energie en WKK-projecten in Vlaanderen van toepassing is. Voor zowel project- als bedrijfsfinanciering zijn namelijk dezelfde mogelijkheden tot aftrek van belasting beschikbaar. En risicospreiding kan zowel gedaan worden binnen een bedrijf (door een gediversifieerd portfolio van activiteiten te ondernemen) als buiten een bedrijf, door in verschillende type bedrijven te investeren. Een andere aanwijzing dat de financieringsstructuur geen grote invloed heeft op de rendabiliteit is dat er in de markt geen duidelijke voorkeur voor de ene of de andere financieringsstructuur bestaat.⁶ Hierdoor **adviseren we om de huidige onrendabele top berekening op basis van projectfinanciering te behouden** en geen onderscheid te maken tussen project- en bedrijfsfinanciering.

Een gerelateerde afweging is of financiering door een coöperatieve vennootschap anders behandeld zou moeten worden. Onze beoordeling is dat ook dit geen invloed heeft op de geldstromen en risico's en daarom in principe niet relevant is. Hiernaast kunnen projecten die door coöperatieven gefinancierd worden ook als projectfinanciering georganiseerd worden en zijn deze daarmee niet per definitie anders. Toch is het in veel gevallen wel aannemelijk dat financiering door coöperatieven tot hogere transactiekosten leidt, aangezien er veel betrokken personen zijn die niet altijd specialistische kennis op het gebied van financiering en investeringen hebben. Hiernaast is het voor het draagvlak voor de energietransitie van belang om burgerparticipatie in energieprojecten zoveel mogelijk te stimuleren. Om die redenen is het naar onze mening verdedigbaar dat projecten met burgerparticipatie meer ondersteuning krijgen, zoals in Vlaanderen al het geval is. Ook in Frankrijk wordt voor projecten met burgerparticipatie een hogere vergoeding voorzien, die verschillend is naargelang het gaat om een project met een beperkte financiële participatie van burgers of een project waarvan het kapitaal voor minstens 40% in handen is van burgers en lokale overheden. In Duitsland genieten burgercoöperaties een voorkeursbehandeling bij deelname aan veilingen waarbij het steunniveau voor hernieuwbare energieprojecten wordt bepaald.⁷ Een andere optie is om openstelling van projecten voor burgerparticipatie te verplichten.

⁵ Modigliani F, Miller MH (1958) The cost of capital, corporation finance and the theory of investment.

⁶ Steffen (2018) - The importance of project finance for renewable energy projects

⁷ <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/citizens-participation-energieuwende>

3 Marktconforme rendementen

In dit hoofdstuk behandelen we de onderzoeksvraag omtrent de hoogte van de rendementen en of deze marktconform zijn. Hierbij specificeren we eerst een aantal vereisten waar bronnen aan moeten voldoen om bruikbaar te zijn, voortbouwend op de definities in voorgaand hoofdstuk. Vervolgens presenteren we de resultaten van ons literatuuronderzoek en formuleren we ons advies over de hoogte van de rendementen (IRR-waardes) in de Vlaamse stimuleringsregeling.

3.1 Data vereisten

In voorgaande secties hebben we vastgesteld dat niet alle informatie over projectrendementen relevant is voor het beoordelen van de IRR waardes die in de stimuleringsregeling gehanteerd worden. Zo zijn daadwerkelijk gerealiseerde rendementen al snel misleidend omdat deze sterk kunnen variëren en niet noodzakelijkerwijs een indicatie vormen van het minimaal benodigde rendement voor een positieve investeringsbeslissing. Daarom hanteren we de volgende richtlijnen bij het beoordelen of rendementsgegevens uit de literatuur te gebruiken zijn binnen deze studie:

1. Informatie moet betrekking hebben op het *verwachte* rendement aan het einde van de planningsfase wanneer de financieringsbeslissing genomen moet worden. Data met betrekking tot het (achteraf) gerealiseerde rendement zijn niet relevant;
2. Idealiter betreft het data van de minimale rendementseis van investeerders bij de financieringsbeslissing (hurdle rate);
3. Data van de WACC bij de financieringsbeslissing zijn wel bruikbaar, maar moeten met enige voorzichtigheid geïnterpreteerd worden omdat hoge waardes niet noodzakelijkerwijs een indicatie zijn dat zulke hoge rendementen ook effectief nodig zijn voor een positieve investeringsbeslissing. Lage waardes zijn daarentegen wel een indicatie zijn dat dergelijke rendementen acceptabel zijn voor marktpartijen en dus hoger zijn dan de gebruikte hurdle rates;
4. Gegevens moeten zo recent mogelijk zijn om representatief te zijn voor de huidige staat van de technologie en de markt;
5. Gegevens moeten uit de Vlaamse of vergelijkbare markten afkomstig zijn om geen substantieel andere landenrisico's te bevatten.

Hiernaast is het belangrijk om te benoemen dat de IRR-waardes slechts één parameter van de totale onrendabele top berekening zijn. De optelsom van alle parameters bepaalt uiteindelijk hoe aantrekkelijk de steun is voor de projecten in de markt. Dus in gevallen waar de IRR waarde hoger ligt dan marktconforme waardes, betekent dit niet automatisch dat de steun té genereus is, omdat andere parameters een tegengesteld effect kunnen hebben.

3.2 Bevindingen uit literatuur en vergelijkbare stimuleringsregelingen

3.2.1 Context

Zoals eerder vermeld heeft de Vlaamse overheid de referentie IRR-waardes voor de ondersteuning van hernieuwbare energie en WKK-projecten in 2012 vastgelegd, is de waarde voor wind in 2017 met 0.5% verlaagd en is in 2019 een verdere verlaging doorgevoerd van 0.25% (voor PV), 1% (wind) en 1.5%

(andere technologieën). Uit onderstaande grafiek blijkt evenwel dat de marktrente voor OLO's⁸ op 10 jaar sedert 2012 met meer dan 2% is gedaald. Op basis van deze vergelijking zou men dus kunnen besluiten dat het steunsysteem vandaag gunstiger is dan in 2012-2013, terwijl het technologische risico nochtans gedaald is. Er zijn sedertdien evenwel andere aanpassingen doorgevoerd (b.v. bepaling van bandingdeler en aftopping van bandingfactor), die een tegengesteld effect hebben.

Figuur 3.1 Rente OLO's 10 jaar



Bron: <https://www.tijd.be/markten-live/aandelen/510138581.html>

De rente op bedrijfsobligaties kent een vergelijkbare evolutie als deze op staatsobligaties. Uit marktgegevens blijkt dat grote energieondernemingen momenteel vreemde middelen kunnen aantrekken via bedrijfsobligaties of specifieke groene obligaties ("Green bonds") tegen zeer lage nominale rentevoeten (0 tot 0.6%).

3.2.2 Overzicht gegevens uit relevante literatuur en vergelijkbare stimuleringsregelingen

Tabel 3-1 geeft een overzicht van relevante publicaties wat betreft rendementen voor investeringen in hernieuwbare energie in Europa. Bij iedere publicatie geven we aan:

- Welke maatstaf gehanteerd wordt: hurdle rate of WACC, waarbij zoals eerder beschreven de hurdle rate de meest nauwkeurige maatstaf is voor het minimale benodigde rendement. WACC waardes geven echter ook een bruikbare indicatie van rendementen die acceptabel bleken te zijn voor marktpartijen, maar moeten wel met enige voorzichtigheid geïnterpreteerd worden omdat deze hogere rendementen kunnen laten zien dan minimaal benodigd. Wanneer de publicatie een andere maatstaf hanteerde (bijv. return on equity) hebben we deze omgerekend naar een WACC of hurdle rate. Door ons zelf berekende waardes zijn cursief gedrukt in de tabel.
- Het jaar van publicatie, wat een indicatie geeft van hoe actueel (en dus bruikbaar) de waardes zijn.
- De context van de waardes en de onderliggende aannames die relevant zijn om te bepalen in hoeverre de waardes van toepassing zijn binnen de Vlaamse context.
- Ons oordeel wat betreft de bruikbaarheid van de waardes uit de publicatie voor vergelijking met de waardes van toepassing in Vlaanderen.
- De nominale rendementen voor de verschillende technologieën.

⁸ OLO's (Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie) zijn obligaties in € die op middellange, lange of zeer lange termijn worden uitgegeven door de Belgische staat. De rente op OLO's op 10 jaar wordt vaak gebruikt als indicator van het obligatierentepeil.

Tabel 3-1 Resultaten literatuuronderzoek naar marktconforme rendementen

Bron	Maatstaf	Jaar van public.	Context waardes en onderliggende parameters	Bruikbaar voor vergelijking met Vlaamse regeling	Nominaal rendement			
					Zon-PV	Wind op land	Biomassa / Biogas (incl. WKK)	WKK (excl. biogas-WKK)
VEA (Vlaanderen)	IRR	2019	<ul style="list-style-type: none"> • Aannames binnen stimuleringsregeling • Stimulering op basis van GSC / WKC • Geen blootstelling aan prijsrisico elektriciteit (jaarlijkse correctie) voor zon-PV en wind. Wel blootstelling aan prijsrisico elektriciteit voor biomassa/biogas en WKK • Wel blootstelling aan prijsrisico voor primaire energie-input (enkel relevant voor biomassa / biogas en WKK) • Rendementen recentelijk geactualiseerd (2019) • Aanname inflatie: 2% • Vennootschapsbelasting: 25% 	n.v.t.	4.75%	6.5%	10.5%	10.5%
PBL (NL)	WACC	2019	<ul style="list-style-type: none"> • Aannames binnen stimuleringsregeling (SDE++) • Stimulering op basis van sliding feed-in-premium • Beperkte blootstelling aan prijsrisico elektriciteit als gevolg van ondergrens in toepassing feed-in-premium. Wel blootstelling aan prijsrisico voor primaire energie-input (biomassa) • Onderliggende aannames recentelijk geactualiseerd (rente lening: 2017/2018, inflatie: 2019) • Aanname inflatie: 2% • Vennootschapsbelasting: 20.5% 	Bruikbaar - vergelijkbare context en aannames	3.9%	4.6%	5.2-6.1% ⁹	-
Oxford institute for Energy studies (VS en Europa)	Hurdle rate	2019	<ul style="list-style-type: none"> • Studie onderzoekt toegepaste hurdle rate voor equity investeringen¹⁰: 10-11% voor zon-PV en wind • Omgerekend op basis van VV:EV verhouding van 80:20 en rentekosten van 3% zoals in aannames gebruikt door VEA in 2019 	Bruikbaar - vergelijkbare context en aannames	3.8-4%	3.8-4%	-	-

⁹ PBL hanteert verschillende aannames voor de verhouding vreemd en eigen vermogen bij biomassa / biogas categorieën, die leiden tot verschillende WACC waardes. In totaal omvat dit 15 technieken onder de categorie 'vergisting van biomassa' en 10 technieken onder de categorie 'verbranding en vergassing van biomassa'. De technieken omvatten verschillende WKK technieken, biogas technieken en warmte-technieken.

¹⁰ Dit is niet expliciet benoemd, maar is gezien de hoogte van de waardes en de rol van de ondervraagden de meest logische interpretatie van de waardes.

Bron	Maatstaf	Jaar van public.	Context waardes en onderliggende parameters	Bruikbaar voor vergelijking met Vlaamse regeling	Nominaal rendement			
					Zon-PV	Wind op land	Biomassa/ Biogas (incl. WKK)	WKK (excl. biogas-WKK)
Fraunhofer (DE) - LCOE Renewable Energy technologies	WACC	2018	<ul style="list-style-type: none"> • Waardes gebruikt in LCOE berekening • Blootstelling aan prijsrisico niet gespecificeerd, maar waarschijnlijk beperkt als gevolg van Duitse stimuleringsregelingen • Berekend op basis van marktconforme aannames • Inflatie: 2% • Invloed van vennootschapsbelasting is niet meegenomen. Eigen correctie doorgevoerd op basis van belastingtarief van 30% 	Bruikbaar - vergelijkbare context en aannames <i>Correctie rendement voor belasting nodig (gecorrigeerde rendementen cursief gedrukt)</i>	3.8-4.1%	4.6%	4.8% ¹¹	
					3.0-3.3%	3.6%	3.8%	-
Egli et al. (DE)	WACC	2018	<ul style="list-style-type: none"> • Financieringscondities (WACC) van gerealiseerde projecten met projectfinanciering • Vennootschapsbelasting: 30% • Gebaseerd op empirische data -> Inflatie in cijfers meegenomen, maar waarde niet expliciet benoemd 	Bruikbaar - vergelijkbare context en aannames	1.6%	1.9%	-	-
Egli et al. (BE)	WACC	2019	<ul style="list-style-type: none"> • Studie construeert kapitaalkosten voor zon-PV in verschillende landen op basis van laag-risico baseline (Duitsland) en landenrisicopremie • Op basis van gebruikte bronnen en methode kan waarde voor België berekend worden • 3.1% (WACC Duitsland) + 0.8% (risicopremie België) = 3.9% 	Bruikbaar - vergelijkbare context en aannames	3.9%	-	-	-
Steffen (BE)	WACC	2020 ¹²	<ul style="list-style-type: none"> • Meta-analyse van studies die kapitaalkosten voor hernieuwbare energieprojecten inschatten 	Bruikbaar - vergelijkbare context en aannames	2.5%	3.3%	-	-

¹¹ Referentie installatie is een biogas elektriciteitscentrale.

¹² Nog niet verschenen. Onder review.

Bron	Maatstaf	Jaar van public.	Context waardes en onderliggende parameters	Bruikbaar voor vergelijking met Vlaamse regeling	Nominaal rendement			
					Zon-PV	Wind op land	Biomassa/ Biogas (incl. WKK)	WKK (excl. biogas-WKK)
			<ul style="list-style-type: none"> • Construeert WACC voor 2017 voor verschillende landen (waaronder België) op basis van mark-up uit verschillende studies en 2017 risicovrije rentevoet (o.b.v. LIBOR) 					
DiaCore Project (EU project, enkel waardes voor BE getoond)	WACC	2016	<ul style="list-style-type: none"> • Verschillende waardes op basis van model en interviews met experts in de markt • Waardes van toepassing op Belgische markt - blootstelling aan prijsrisico in lijn met VEA inschattingen • Berekening op basis van rentekosten na belasting 	Beperkt bruikbaar - vergelijkbare context en aannames, maar licht verouderd	-	5-6% (interviews) 6.4% (model)	-	-
Bachner et al. (West-Europa)	WACC	2019	<ul style="list-style-type: none"> • Waardes berekend op basis van markt cijfers • Gebaseerd op empirische data -> vennootschapsbelasting en inflatie in cijfers opgenomen, maar waardes niet expliciet benoemd • Waargenomen waardes van gerealiseerd rendement op eigen vermogen -> is niet per se gelijk aan vereist rendement (hurdle rate)¹³ • Onderliggende rendementscijfers niet specifiek voor energiesector 	Resultaten niet bruikbaar - Gebruikte waardes voor rendement op eigen vermogen niet representatief voor hurdle rates	3.5%	5.8%	9.6%	-
CWaPE (Wallonië)	IRR	2018	<ul style="list-style-type: none"> • Aannames binnen stimuleringsregeling • Stimulering op basis van GSC / WKC • Waardes niet geactualiseerd sinds 2006 	Niet bruikbaar - waardes niet actueel genoeg	7%	7%	8%	9%

Volledige bronvermelding in appendix. Cursief gedrukte waardes zijn niet direct vermeld in de bron, maar betreffen eigen berekeningen op basis van aannames en waardes in de betreffende publicatie.

¹³ Rendement op eigen vermogen is met deze methode bijvoorbeeld in West Europa het hoogst en in Griekenland het laagst, wat niet in lijn is met minimale rendementseisen in deze regio's

3.2.3 Bevindingen en conclusies per techniek

In deze sectie formuleren we een advies wat betreft marktconforme IRR-waardes per techniek, op basis van de gegevens uit de literatuur zoals in bovenstaande tabel getoond. Voor een correct gebruik van deze adviezen willen we eerst een tweetal zaken benadrukken.

Ten eerste is de IRR-waarde slechts één van vele parameters in de onrendabele top berekening, die gezamenlijk tot een ondersteuningsniveau leiden. Dus hoewel wij in onderstaande adviezen aangeven dat de gehanteerde IRR waardes in de Vlaamse stimuleringsregeling hoger zijn dan de marktwaardes, betekent dit niet automatisch dat de ondersteuning té genereus is. Voor bepaalde andere parameters worden namelijk aannames gehanteerd in de onrendabele top berekening die positiever zijn dan in werkelijkheid het geval is. Zo zijn de inkomsten uit GSC's en WKC's gemiddeld lager dan de bij de OT-berekening gebruikte bandingdeler (€97/GSC, €35/WKC). Volgens VREG-statistieken lag de effectieve verkoopwaarde voor GSC's in 2019 namelijk tussen €89 en €97, met een gemiddelde van €93.¹⁴ Voor WKC's lag deze gemiddeld slechts op €25 per certificaat terwijl de gehanteerde bandingdeler €35 bedraagt.¹⁵ Hiernaast zijn de kosten voor opstalrecht voor windenergieprojecten in de praktijk substantieel hoger dan aangenomen in de OT-berekening (5.000 €) en worden de vollasturen berekend op basis van de effectieve cijfers van de 70% meest performante en gerealiseerde turbines, wat een bovengemiddelde opbrengst veronderstelt. Voor zon-PV is de aanname voor het aandeel zelfconsumptie hoger dan in veel gevallen gerealiseerd kan worden. Verder worden voor alle technieken de ontwikkelkosten mogelijk te laag ingeschat door enkel van de ontwikkelkosten voor het gerealiseerde project zelf uit te gaan, terwijl er ook kosten gemaakt worden voor projecten die niet gerealiseerd worden. Hierdoor is het belangrijk om voorzichtig te zijn bij het bijstellen van de IRR-waardes zonder ook andere waardes aan te passen naar meer marktconforme waardes.

Ten tweede is het belangrijk om te benadrukken dat er grote verschillen bestaan tussen de onrendabele top en dus de stimuleringsbehoefte van de verschillende technieken, waarbij zon-PV en wind op land de laagste onrendabele top hebben. Hiernaast is er ook heterogeniteit in de onrendabele top van projecten binnen een techniek, waardoor er bij het minder aantrekkelijk maken van parameters zoals de IRR een steeds groter deel van de projecten binnen de techniek niet rendabel zullen zijn. Wanneer de parameters voor de technieken met de laagste onrendabele top minder aantrekkelijk worden, kan de totale kosteneffectiviteit van de regeling dan ook verlagen, doordat de technieken met een hogere onrendabele top een groter aandeel krijgen. Er is dan ook extra voorzichtigheid geboden bij het verlagen van de IRR waardes voor zon-PV en wind op land. Toch achten wij het ook voor deze technieken aangewezen om de IRR-waardes meer marktconform te maken, zodat gevallen van bovenmatige stimulering zo veel mogelijk voorkomen worden.

Onze adviezen hieronder moeten dan ook binnen deze context geïnterpreteerd worden.

Zon-PV

Voor zon-PV dient een onderscheid gemaakt te worden tussen kleine installaties (t.e.m. 10 kW), die meestal door particulieren gerealiseerd worden, en grotere projecten die door professionele elektriciteitsgebruikers of door nutsbedrijven uitgevoerd worden. Voor installaties t.e.m. 10 kW die gekeurd zijn na 13 juni 2015 worden geen GSC meer toegekend, zodat een verdere analyse niet relevant is. Voor grotere projecten liggen de IRR-waardes volgens de (bruikbare) literatuur tussen 2.5%

¹⁴ <https://infogram.com/bilateraal-gsc-1h0r6rroyy8l6ek>

¹⁵ <https://infogram.com/bilateraal-wkk-1hmr6glmxxlo4nl>

en 4% met een uitschieter van 1.6%. De huidige IRR die in Vlaanderen gehanteerd wordt (4.75%) ligt daarmee aan de hoge kant. Een verdere bijstelling naar beneden tot een waarde rond de 4.0% lijkt dan ook gerechtvaardigd.

Windturbines op land

Voor wind op land liggen de IRR-waardes volgens de meest bruikbare literatuur tussen de 3.3% en 4.6%, met een uitschieter naar 1.9%. De huidige IRR die in Vlaanderen gehanteerd wordt is 6.5%, wat hoger is dan de marktconforme rendementen. Een verlaging naar een waarde rond 4.5% zou volgens onze analyse gerechtvaardigd zijn.

Biomassa en biogas projecten (incl. WKK)

Voor installaties op biomassa/biogas zijn er minder marktgegevens beschikbaar. De marktgegevens die beschikbaar zijn, wijzen erop dat ook voor biomassa/biogas projecten de in Vlaanderen gehanteerde IRR-waardes hoger liggen dan wat benodigd is in de markt. Een eventuele verlaging van de IRR naar een waarde rond 7.5% kan dan ook overwogen worden.

WKK's (excl. biogas WKK)

Voor WKK's (exclusief biogas) hebben we geen betrouwbare markt cijfers kunnen vinden. Gezien het patroon bij de andere technieken, verwachten we dat ook hier een verlaging van de IRR gerechtvaardigd is. Het effect van bijvoorbeeld lage rentekosten zal immers ook voor deze techniek van toepassing zijn. Hoe groot de verlaging kan zijn is verder afhankelijk van technologie-specifieke ontwikkelingen (bijv. verlaging technologie risico) die deels verantwoordelijk zullen zijn voor de verlaging van rendementen bij de andere technieken. De technologie-specifieke ontwikkelingen schatten wij vergelijkbaar in met die voor biomassa en biogas projecten, waardoor wij voor deze categorie ook een IRR-waarde van 7.5% adviseren.

3.2.4 Vergelijkbaarheid en ontwikkeling risico's

Om na te gaan in hoeverre de buitenlandse referenties relevant zijn voor het Vlaamse gewest, is ook een vergelijking van het risicoprofiel van hernieuwbare energie en WKK-projecten noodzakelijk.

Volgens de literatuur¹⁶ zijn de onderstaande risico's het meest relevant:

- Risico's tijdens de constructie- en testfase: risico van schade aan eigendommen of aansprakelijkheid jegens derden als gevolg van 'fouten' tijdens de bouw- en testfase van een nieuwe installatie;
- Strategische of bedrijfsrisico's: risico's die de levensvatbaarheid van de onderneming beïnvloeden, b.v. het risico van een verkeerde technologiekeuze (verouderde of niet performante technologie);
- Milieurisico's: risico's van negatieve impact van de installaties op het leefmilieu, en de mogelijke financiële aansprakelijkheid voor deze potentiële impact;
- Financiële risico's: risico's van onvoldoende toegang tot kapitaal;
- Marktrisico's: risico van een verhoging van de prijs van inputenergie (b.v. biomassa), risico van beperking van de injectie in het elektriciteitsnet omwille van congestie en risico van lage of negatieve prijzen voor elektriciteit;
- Operationele risico's: risico's van ongeplande stillegging van de installatie, b.v. wegens gebrek aan inputenergie, schade aan de installatie of technische problemen;

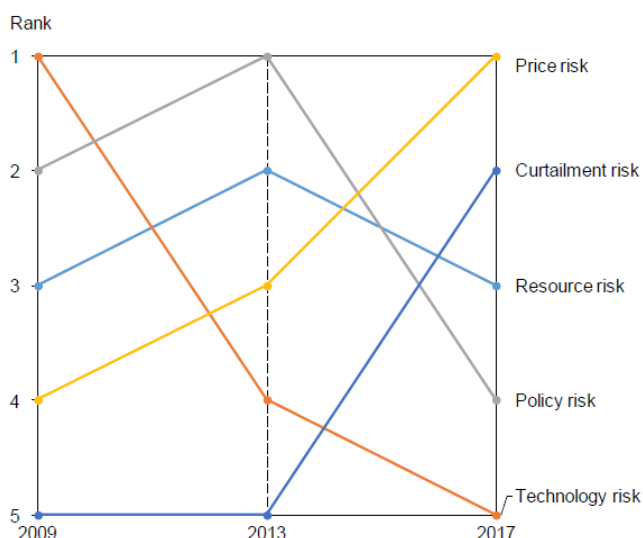
¹⁶ https://www.swissre.com/dam/jcr:0bb55d9a-68ba-4997-ae5b-5ade2c07dc4f/EIU_SwissRe_ManagingRiskRenewableEnergy_Nov11.pdf

- Politieke/regulatorische risico's: risico van onverwachte wijzigingen in het overheidsbeleid, b.v. aanpassingen aan het subsidiesysteem die de rendabiliteit van bestaande installaties beïnvloeden;
- Weer gerelateerde risico's: risico van lagere elektriciteitsoutput omwille van onverwachte weersomstandigheden (wind of zon).

In het algemeen lijkt het risiconiveau voor projecten in Vlaanderen niet substantieel hoger dan in de buurlanden, met uitzondering van het marktrisico dat in het algemeen beter gedekt werd/wordt in andere steunsystemen. Sedert enkele jaren worden evenwel deze klassieke steunsystemen die het marktrisico beperken, b.v. door toepassing van een vaste terugkoopvergoeding, geleidelijk vervangen door veilingen waarbij de producenten zelf hun energieoutput commercialiseren en dus aan dezelfde marktrisico's worden blootgesteld als operatoren in Vlaanderen. Bepaalde marktgegevens die in de vergelijking (tabel 1-1) zijn opgenomen hebben mogelijk nog betrekking op de vroegere systemen die een grotere zekerheid boden voor investeerders.

De trend in de afgelopen jaren was dat aan de technologie gerelateerde risico's afnamen, terwijl marktrisico's groter werden. Onderstaande figuur laat zien hoe het relatieve belang van verschillende risico's voor zon-PV en onshore wind zich heeft ontwikkeld, waarbij de elektriciteitsprijs en mogelijke beperking van de injectie (curtailment) nu als belangrijkste risico's worden gezien.

Figuur 3.2 Ontwikkeling van belangrijkste risico's voor zon-PV en onshore wind in Duitsland, Italië en het Verenigd Koninkrijk



Bron: Egli (2019) - *The dynamics of renewable energy investment risk: A comparative assessment of solar PV and onshore wind investments in Germany, Italy, and the UK*

Er wordt verwacht dat het technologische risico verder zal dalen voor de meest frequent toegepaste technologieën, maar dat het marktrisico zal stijgen als gevolg van toenemende onevenwichten en congestie in het elektriciteitssysteem. In België komen negatieve prijzen op de day-ahead markt voorlopig nog heel beperkt voor, maar volgens ACER werden in Europa in 2018 511 periodes vastgesteld met negatieve prijzen tegenover slechts 29 in 2011.¹⁷ In hoeverre beide evoluties tot een gezamenlijk hoger of lager risicoprofiel zullen leiden is echter niet met zekerheid te zeggen.

¹⁷https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Electricity%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf

4 Impact van maximale bandingfactoren

De bandingfactor (onrendabele top / verwachte marktwaarde van certificaten) is in het Vlaamse Energiedecreet bepaald op maximaal 1.25 en wordt in de praktijk doorgaans op een lagere waarde gemaximeerd, b.v. 0.800 voor biogas en 1.00 voor WKK-projecten.¹⁸ Wanneer er voor het opheffen van de onrendabele top van een bepaalde techniek meer groenestroomcertificaten/warmtekrachtcertificaten nodig zijn dan de maximale bandingfactor, wordt het aantal afgetopt tot het maximum. Hiermee wordt de ondersteuning voor relatief dure projecten beperkt, waardoor de beschikbare middelen efficiënter ingezet worden.

Voor de periode tot en met 2025 wordt de impact van een geleidelijke verlaging van de maximale bandingfactor onderzocht (zie Tabel 4-1). De uitdaging is hierbij om deze verlaging met de juiste snelheid door te voeren. Wanneer deze verlaging sneller gaat dan de effectieve kostendaling, kan het projectaanbod namelijk te laag uitvallen en wordt de voortgang ten opzichte van de hernieuwbare energie- en klimaatdoelstellingen belemmerd.

Tabel 4-1 Onderzocht afbouwpad voor maximale bandingfactoren¹⁹

Technologie	SD 1/4/2020	SD 2021	SD 2022	SD 2023	SD 2024	SD 2025
Zon-PV	1.00	0.80	0.60	0.40	0.20	0
Wind op land	0.700	0.56	0.42	0.28	0.14	0
Biogas WKK	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Biogas GS	0.800	0.76	0.72	0.68	0.64	0.56
Biomassa WKK ²⁰	1.00	0.95	0.90	0.85	0.80	0.70
Biomassa GS	0.800	0.76	0.72	0.68	0.64	0.56
WKK fossiel	1.00	0.95	0.90	0.85	0.80	0.70

In dit hoofdstuk presenteren wij een analyse om de impact van bovenstaand afbouwpad voor maximale bandingfactoren te evalueren. Hierbij introduceren we eerst een analysestructuur, stellen we vervolgens de waardes voor de benodigde parameters vast en bespreken we tot slot de resultaten van berekeningen op basis van deze parameters en analysestructuur.

4.1 Analysestructuur

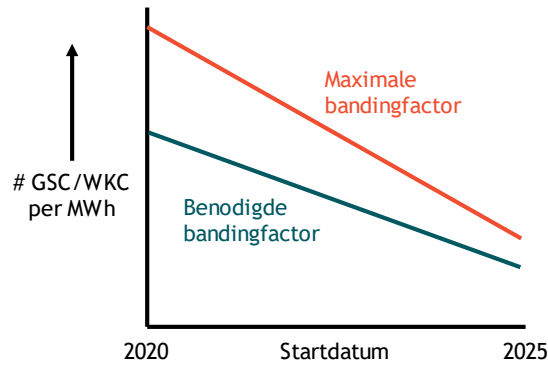
Voor de analyse van de impact van het onderzochte traject voor maximale bandingfactoren stellen we een aanpak bestaande uit twee stappen voor. De eerste stap is om vast te stellen of de benodigde bandingfactor voor de techniek (volgens het onrendabele top model) hoger ligt dan de maximale bandingfactor. Als dit niet het geval is, vindt er geen aftopping¹⁹ van de bandingfactor plaats en is er ook geen impact. Een situatie waarbij geen aftopping plaats vindt is weergegeven in onderstaande figuur.

¹⁸ https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/2020_1_deel1.pdf

¹⁹ Afbouwpad ingeschat op basis van bepalingen in het Vlaamse Regeerakkoord

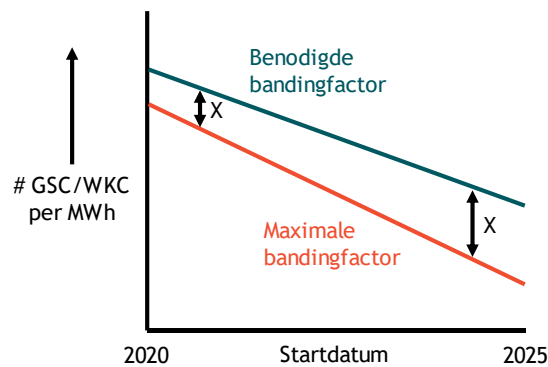
²⁰ Afbouwpad voor biomassa WKK niet expliciet gespecificeerd. Aangezien biomassa WKK onder dezelfde categorie valt als WKK fossiel (beide WKK niet-biogas), veronderstellen we eenzelfde afbouwpad voor deze analyse.

Figuur 4.1 Situatie waarbij maximale bandingfactor niet tot aftopping leidt en dus geen impact heeft



Wanneer de benodigde bandingfactor wél hoger komt te liggen dan de maximale bandingfactor, zal er aftopping plaats vinden en daarmee een impact ontstaan op de ondersteuning van projecten. Voor sommige technieken is dit nu al het geval (biogas- en biomassa-installaties en sommige WKK technieken) en voor andere technieken zou een dergelijke situatie kunnen ontstaan door de onderzochte reductie van de maximale bandingfactor. Deze situatie is grafisch weergegeven in onderstaande figuur.

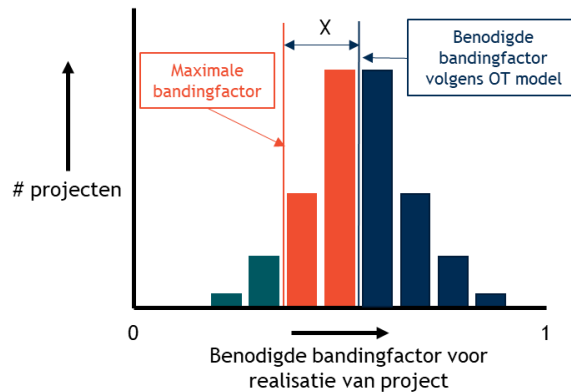
Figuur 4.2 Situatie waarbij maximale bandingfactor wel tot aftopping leidt en dus wel impact heeft



Wanneer deze situatie optreedt is een tweede analysestap van belang, namelijk het inschatten van het verschil tussen de maximale bandingfactor en de benodigde bandingfactor. Dit is in bovenstaande figuur weergegeven als waarde 'X', die voor ieder jaar apart berekend moet worden omdat zowel de maximale bandingfactor als de benodigde bandingfactor per jaar verschillen.

De waarde 'X' is van belang omdat er in de praktijk een heterogeen potentieel van mogelijke projecten is, waardoor er ook bij aftopping nog een aantal projecten voldoende rendabel kan zijn en gerealiseerd kan worden. Dit is grafisch weergegeven in Figuur 4.3.

Figuur 4.3 Illustratie van interactie tussen heterogeen projectaanbod en maximale bandingfactor



In deze figuur is zichtbaar dat er ook zonder aftopping een deel van de projecten een hogere bandingfactor behoeven dan toegekend wordt (de blauwe balkjes in de figuur). Door het verlagen van de bandingfactor met een hoeveelheid 'X', ontstaat er echter een extra deel van de projecten dat niet voldoende ondersteund zal worden om gerealiseerd te worden (de oranje balkjes). Verder kan er ook bij een verlaagde bandingfactor soms nog een deel van de projecten gerealiseerd worden (de groene balkjes). Dit deel wordt evenwel steeds kleiner bij een grotere aftopping (een grotere waarde voor 'X'). Hoe groot waarde 'X' is als percentage van de benodigde bandingfactor is dus een maatstaf van de impact van de maximale bandingfactor. Deze maatstaf noemen we hierna de 'procentuele aftopping'.

4.2 Aannames voor benodigde parameters

Om te berekenen of het onderzochte traject voor maximale bandingfactoren effectief tot aftopping zal leiden en zo ja, hoe groot de procentuele aftopping zal zijn, is het nodig om de onrendabele top berekening voor de jaren 2021 tot 2025 te maken. Hierbij moet voor verschillende parameters een inschatting gemaakt worden van de ontwikkeling tot 2025. In deze sectie introduceren we voor de meest relevante parameters de aannames die we hiervoor gebruikt hebben.

4.2.1 Traject voor maximale bandingfactoren

We nemen aan dat de maximale bandingfactoren afnemen naar de waardes voor 2025 volgens het aanbouwpad vermeld in de introductie (Tabel 4-1).

4.2.2 Toegestaan rendement (IRR)

We simuleren twee scenario's met verschillende IRR waardes. In het eerste scenario blijven de IRR waardes constant op het niveau dat op 20 december 2019 besloten is: 4,75% voor zon-PV, 6,5% voor wind en 10,5% voor biogas, biomassa en WKK. In het tweede scenario worden de in dit rapport geadviseerde waardes (zie sectie 3.2.3) voor projecten met een startdatum vanaf 2022 doorgevoerd, hierbij de wettelijke termijn in acht nemend om parameters te wijzigen. Vanaf 2022 wordt in beide scenario's geen verdere vermindering van de IRR waardes verondersteld. In de praktijk kunnen de benodigde rendementen nog verder afnemen door technologieontwikkeling en afnemend technologierisico, maar andere factoren zoals toenemende markttrentes en marktrisico kunnen ook tot een tegengesteld effect leiden. Een eenduidige verwachting van hoe de benodigde rendementen zich zullen ontwikkelen is dan ook moeilijk te maken.

4.2.3 Investeringskosten

Voor de investeringskosten doen we een prognose gebaseerd op een tweetal studies die de kostenontwikkeling van duurzame energietechnieken tot 2030 inschatten²¹. Beide studies baseren zich op verschillende andere studies, zodat zij een goed overzicht geven van de huidige verwachtingen. Daarnaast vermelden we wat de gemiddelde daling van de investeringskosten in de onrendabele top berekening voor Vlaanderen was tussen 2013 en 2020 (startdatum).²² Op basis van deze gegevens hebben we per techniek een inschatting gemaakt van de verwachte kostendaling tussen 2021 en 2025. De bevindingen per techniek zijn:

- Zon-PV: Prognose daling met 2.8% - 5.0%, waarbij de hogere waardes ook de periode tussen 2016 en 2020 omvatten. In Vlaanderen is tussen 2013 en 2020 een kostendaling van gemiddeld 5.5% per jaar gerealiseerd. Voor de periode 2021 - 2025 hanteren we een waarde van **3.0% per jaar**;
- Wind - onshore: Prognose daling met 0.6% - 1.4%, waarbij vier van de vijf waardes rond de 0.6% liggen. In Vlaanderen is tussen 2013 en 2020 een kostendaling van gemiddeld 4.2% per jaar gerealiseerd. Hier hanteren wij een kostendaling van **1.0% per jaar**;
- Biomassa en biogas: Prognose daling met 0.5% (2 waardes, enkel uit JRC publicatie, beide voor bio-WKK). Geen kostendaling in Vlaanderen gerealiseerd. Hier hanteren wij een kostendaling van **0.5% per jaar**;
- WKK (niet-biogas): Geen waardes beschikbaar in externe publicaties. Zeer beperkte daling in Vlaanderen gerealiseerd. We hanteren dezelfde waarde als voor biomassa en biogas: **0.5% per jaar**.

4.2.4 Operationele kosten

Voor de evolutie van de operationele kosten hanteren we dezelfde ontwikkeling als in het meest recente OT rapport: 2% jaarlijkse stijging als gevolg van inflatie. Deze parameter is overigens van beperkt belang voor zon-PV en wind, aangezien de operationele kosten voor die technologieën gering zijn. Voor biogas, biomassa en fossiele technologieën, spelen operationele kosten een grotere rol, met name als gevolg van brandstofkosten. Een betrouwbare inschatting van de ontwikkeling van brandstofkosten is echter moeilijk te maken, waardoor wij het niet redelijk achten om hier een verdere ontwikkeling te veronderstellen naast inflatie.

4.2.5 Energieprijzen

Voor de evolutie van de energieprijzen gedurende de looptijd van de investeringen gebruiken we de inschattingen in het meest recente OT rapport.

4.3 Resultaten en conclusies

De analyse van de impact van de maximale bandingfactoren is uitgevoerd voor een selectie van de meest gebruikte categorieën per techniek, zoals weergegeven in Tabel 4-2. Hierbij gaat het enkel om nieuwe installaties en dus niet om verlengingen. Om de ondersteuningsbehoefte van deze technologieën in context te plaatsen, hebben we in deze tabel telkens ook de huidige onrendabele top vermeld, op basis van de recent verlaagde IRR-waardes.

²¹ JRC (2018) - Cost development of low carbon energy technologies en Agora (2018) - L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030

²² https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/VEA_Parameterdocument_jan2013.pdf
https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport_OT_BF_deel1_2019_0.pdf

Tabel 4-2 Selectie van technieken voor simulatie van impact van maximale bandingfactoren

Techniek	Categorie	Onrendabele top SD 1/4/2020
Zon-PV	GS cat. 2/1b (40-250 kW AC-vermogen omvormers)	€44.7 / MWh
	GS cat. 3b (250-750 kW AC-vermogen omvormers)	€24.7 / MWh
Wind op land	GS cat. 4b (300 kWe - 3 MWe)	€25.3 / MWh
	GS cat. 4/1 b (3 MWe - 4,5 MWe)	€3.54 / MWh
Biogas	WKK cat. 5/1.a.1 (10 kWe - 5 MWe - Agrarisch/industrieel nieuw)	€75.2 / MWh
	WKK cat. 5/1.a.2 (10 kWe - 5 MWe - GFT-vergisters nieuw)	€171 / MWh
	GS cat. 5/1b (10 kWe - 5 MWe - Agrarisch/industrieel zonder burgerparticipatie)	€89.7 / MWh
	GS cat. 6/1 b (10 kWe - 5 MWe - GFT-vergisters zonder burgerparticipatie)	€192 / MWh
Biomassa	GS cat. 15 b (10 kWe - 5 MWe - vaste biomassa zonder burgerparticipatie)	€268 / MWh
	GS cat. 16 b (10 kWe - 5 MWe - vloeibare biomassa zonder burgerparticipatie)	€183 / MWh
Fossiele WKK	WKK cat. 2a (WKK-motor: 10-200 kWe - nieuw)	€81.4 / MWh
	WKK cat. 4a (WKK-motor: 1-5 MWe - nieuw)	€20.5 / MWh
	WKK cat. 7a (WKK gasturbine: 1-20 MWe : nieuw)	€11.2 / MWh

In onderstaande secties presenteren we per techniek en categorie de berekende bandingfactoren voor twee simulaties:

- **Simulatie 1** betreft de bandingfactoren met de IRR waardes zoals in december 2019 besloten toegepast voor alle jaren²³;
- **Simulatie 2** betreft de bandingfactoren op basis van een verdere verlaging van de IRR waardes naar de in dit rapport geadviseerde waardes vanaf 2022.

De andere parameters zijn in beide simulaties identiek. De oranje lijn geeft telkens de maximale bandingfactor aan volgens het onderzochte afbouwpad.

Om de mogelijke impact van eventuele aftopping in context te plaatsen hebben we in Tabel 4-3 ook een overzicht van de gerealiseerde vermogens over de afgelopen jaren opgenomen.

Tabel 4-3 Extra opgestelde vermogen op basis van jaar van indienstname (in MWe)

Technologie	2016	2017	2018	2019	Totaal ('16-'19)
	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe
Zon-PV	132	196	240	362	929
Wind op land	121	222	93	19	455
Interne verbrandingsmotor fossiel	24	27	24	10	85
Gasturbine met warmteterugwinning fossiel	48	5	10	0	63
Biogas - overig	2	-	2	3	6
Biogas - GFT met compostering	-	-	1	-	1
Biogas - stortgas	-	-	-	0	0
Biogas - hoofdzakelijk agrarische stromen	0	0	0	-	0
Biomassa	-	-	-	-	-

Bron: eigen analyse op basis van gegevens van: <https://www.energiesparen.be/energiekaart/cijfers>.

0: Wel installatie(s) gerealiseerd, maar met een totaal vermogen lager dan 0.5 MWe

-: Geen enkele installatie gerealiseerd

²³ De waardes voor 2020 betreffen daarmee de waardes die van toepassing zijn op projecten met een startdatum vanaf 1/4/2020.

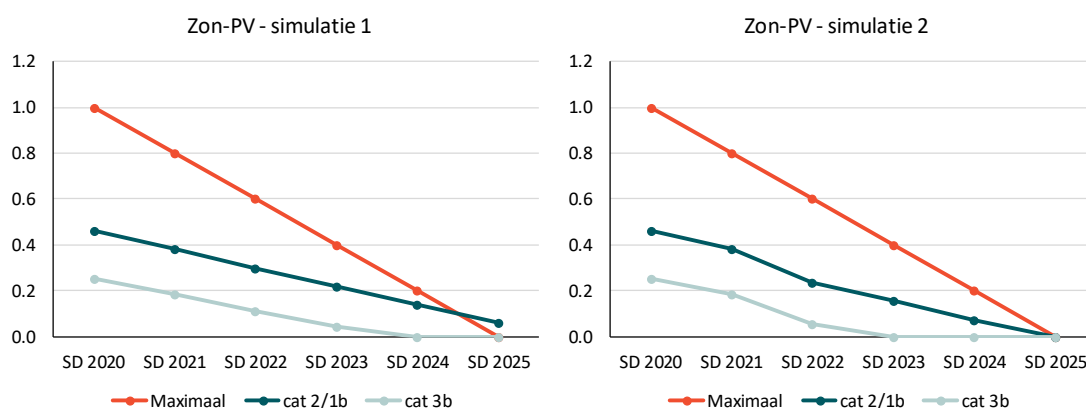
Uit de bovenstaande tabel blijkt dat de toename van certificaatgerechtigde productiecapaciteit op basis van **biogas en biomassa** in 2016-2019 heel beperkt was. Uit een eerdere publicatie²⁴ blijkt ook een beperkte groei (of zelfs afname voor bepaalde technologieën) van het totale opgestelde vermogen van deze technologieën tussen 2010 en 2016. Dit lijkt het gevolg van enerzijds de hoge onrendabele top en de huidige aftopping van de bandingfactor voor de meeste categorieën, en anderzijds van de beperkte beschikbaarheid van geschikte biogas- en biomassastromen in het Vlaamse gewest.²⁵

4.3.1 Zon-PV

De simulatie voor zon-PV **categorie 3b (250 - 750 kW)** laat zien dat zowel met de huidige als met de voorgestelde IRR waardes (simulaties 1 en 2) en het onderzochte afbouwpad voor de maximale bandingfactoren geen aftopping zou plaatsvinden (zie Figuur 4.4). Voor **categorie 2/1b (40 - 250 kW)** zou in simulatie 1 (huidige IRR waardes) een beperkte aftopping plaatsvinden in 2025. Wanneer de IRR waardes vanaf 2022 verlaagd zouden worden (simulatie 2), zal er helemaal geen aftopping plaatsvinden. Voor zon-PV projecten wordt de bandingfactor na de indienstname jaarlijks aangepast op basis van de elektriciteitsprijs; deze actualisatie kan uiteraard een impact hebben op de effectieve aftopping.

Op basis van deze simulaties concluderen we dat de impact van het onderzochte afbouwpad voor maximale bandingfactoren voor zon-PV gering zal zijn.

Figuur 4.4 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren voor zon-PV



4.3.2 Windturbines op land

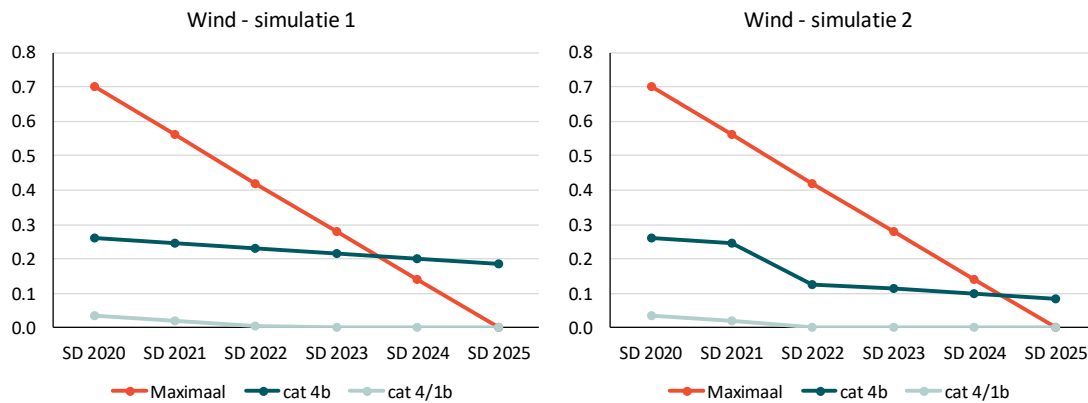
De simulaties voor windenergie tonen een vergelijkbare situatie als bij zon-PV, met geen impact voor **categorie 4/1b (3 - 4.5 MW)** in beide simulaties, en een geringe impact in de laatste jaren voor **categorie 4b (0.3 - 3 MW)** in simulatie 1 (zie Figuur 4.5). Voor deze categorie is er ook bij verlaagde IRR waardes (simulatie 2) nog steeds een aftopping in het laatste jaar (2025), maar de omvang is gering. Voor windprojecten wordt de bandingfactor na de indienstname jaarlijks aangepast op basis van de elektriciteitsprijs; deze actualisatie kan uiteraard een impact hebben op de effectieve aftopping.

Op basis van deze simulaties concluderen we dat ook voor windturbines op land de impact van het onderzochte afbouwpad voor maximale bandingfactoren gering zal zijn.

²⁴ VITO (2017) - Inventaris hernieuwbare energiebronnen Vlaanderen 2005-2016

²⁵ VITO (2017) – Het potentieel van bio-energie in Vlaanderen in 2030

Figuur 4.5 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren voor wind op land

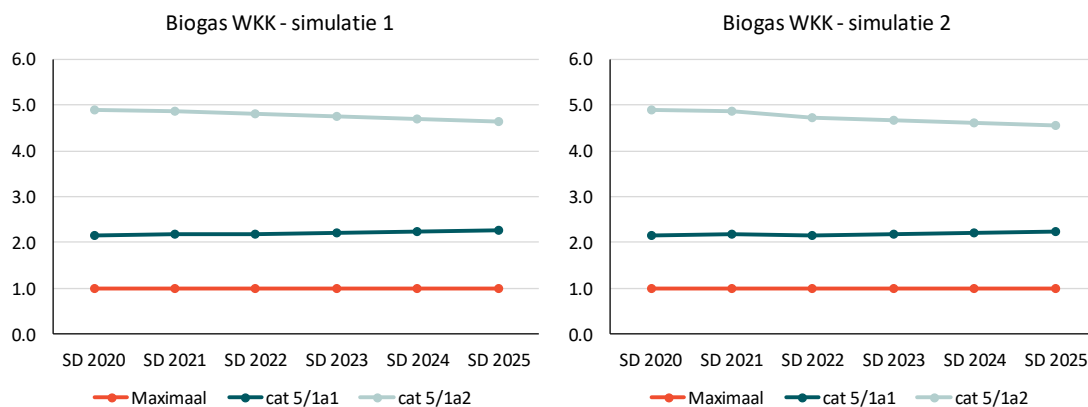


4.3.3 Biogas

De simulatie voor biogas (en biomassa - zie volgende sectie) is iets complexer omdat deze techniek zowel warmte als stroom produceert en daarmee zowel warmtekracht- als groene stroomcertificaten ontvangt. In de onrendabele top berekening wordt eerst de bandingfactor voor de warmtekrachtbesparing (WKKs) berekend en wordt deze vervolgens in de berekening van de onrendabele top voor de stroomproductie meegenomen.²⁶ Zo ontstaat er voor zowel de warmte als de stroomproductie een bandingfactor, die beide afgetopt kunnen worden. Deze aftopping kan dan ook in bepaalde mate als uitwisselbaar worden beschouwd.

Figuur 4.6 toont de simulaties voor de biogas warmtekrachtbesparing (WKK) categorieën. Voor de warmtekrachtbesparing is in deze categorieën geen verdere afbouw van de maximale bandingfactoren onderzocht. Voor beide productcategorieën is er in de huidige situatie al een forse aftopping. De verwachte kostenontwikkelingen zorgen ervoor dat de aftopping licht afneemt voor categorie 5/1a2 (10kW - 5 MW GFT) en licht toeneemt voor categorie 5/1a1 (10 kW - 5 MW agrarisch/industriële). Verder valt op dat de verlaging van de IRR waarden (simulatie 2) een veel kleinere invloed heeft op de aftopping bij deze technieken, waarschijnlijk door hun kapitaalsintensiteit en hogere operationele kosten (met name brandstof) vergeleken met zon-PV en windenergie.

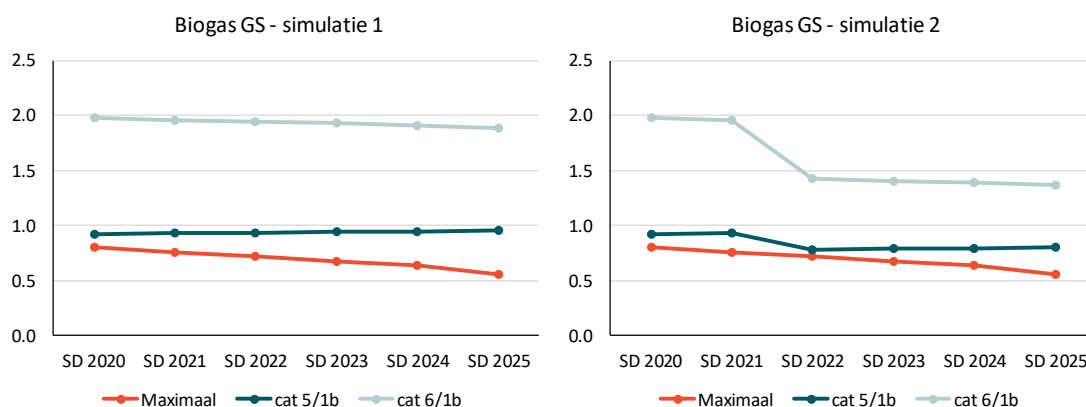
Figuur 4.6 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren warmtekrachtcertificaten voor biogas WKK



²⁶ Hoewel de WKK-steun slechts voor 10 jaar is vastgelegd, nemen we aan dat deze met dezelfde bandingfactor doorloopt gedurende de volledige beleidsperiode (17 jaar).

Figuur 4.7 toont de simulaties voor de biogas groene stroomproductie (GS) categorieën, waarvoor wel een afbouwpad onderzocht wordt. Hoewel de categorieën anders genummerd zijn, betreft de selectie wel dezelfde type installatie, waarbij dezelfde installatie in dezelfde kleur weergegeven is in de WKK en GS grafieken. Met name voor categorie 6/1b (10kW - 5 MW GFT) is er in de huidige situatie al forse aftopping, die licht zal toenemen als gevolg van het afbouwpad. Voor categorie 5/1b (10 kW - 5 MW agrarisch/industrieel) is er in de huidige situatie al een beperkte aftopping, maar neemt de aftopping wel flink toe als het onderzochte afbouwpad wordt doorgevoerd. Voor beide technieken verminderen de lagere IRR waardes de aftopping in sterke mate (simulatie 2), maar blijft er wel aftopping bestaan.

Figuur 4.7 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren groenestroomcertificaten voor biogas groene stroom



Voor het totale stimuleringsniveau van biogas technieken concluderen we dat het onderzochte afbouwpad een lichte verslechtering betekent, wat waarschijnlijk tot een lagere realisatie van het biogas potentieel zal leiden. Maar aangezien de aftopping voor deze categorieën toch al substantieel is, verwachten we niet dat het onderzochte afbouwpad een grote impact zal hebben. Ook zonder extra aftopping is het huidige stimuleringsniveau namelijk al niet toereikend voor de meeste projecten.

4.3.4 Biomassa

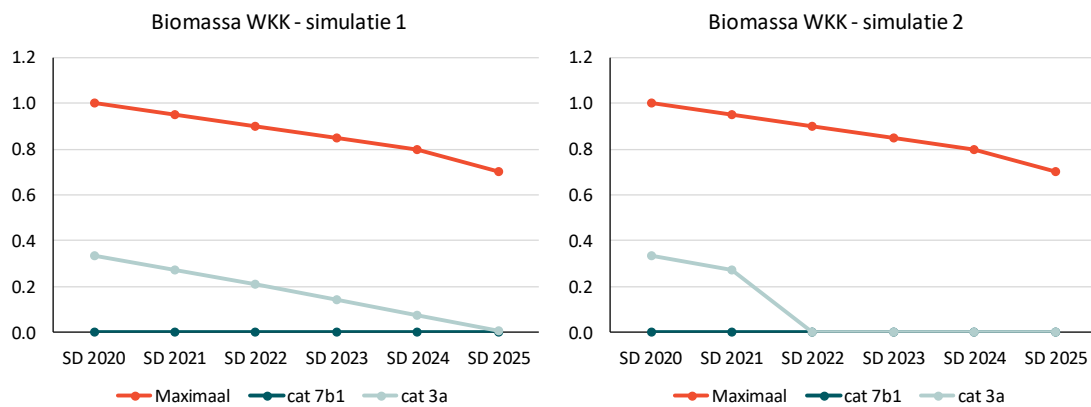
Ook voor biomassa technieken geldt dat deze zowel warmtekracht- als groenestroomcertificaten kunnen ontvangen. Daarom is ook in dit geval de impact van afbouw van maximale bandingfactoren voor zowel warmte als groene stroom geanalyseerd.²⁷ Net als bij biogas, komen installaties ook hier voor steun voor warmte-krachtbesparing en groene stroom in aanmerking. De WKK en GS-categorieën behorend bij dezelfde installatie hebben we in onderstaande figuren in dezelfde kleur weergegeven.

De simulaties voor warmte-krachtbesparing in Figuur 4.8 tonen aan dat de benodigde bandingfactor ruim onder de onderzochte maximale waardes zal blijven. In veel gevallen zijn of worden deze op korte termijn gelijk aan nul, waardoor überhaupt geen ondersteuning voor de warmte-krachtbesparing meer nodig zal zijn.²⁸

²⁷ Hoewel de WKK-steun slechts voor 10 jaar is vastgelegd, nemen we aan dat deze met dezelfde bandingfactor doorloopt gedurende de volledige beleidsperiode (17 jaar).

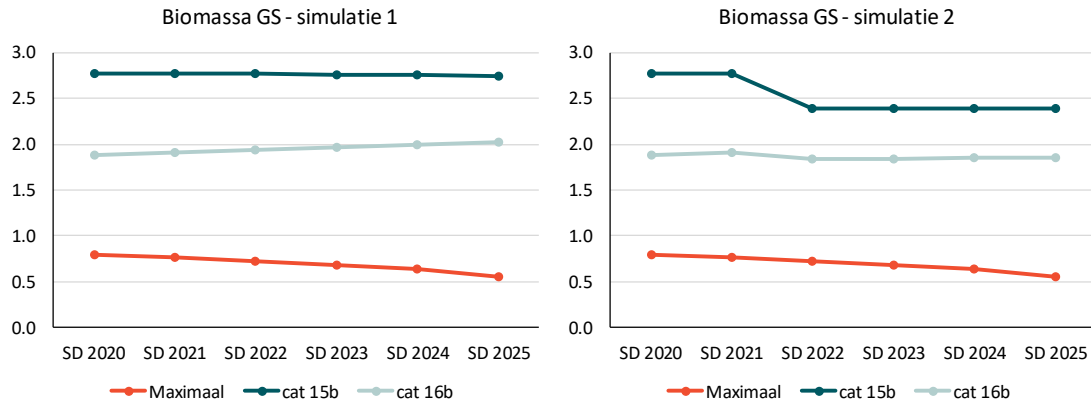
²⁸ Afbouwpad voor biomassa WKK niet expliciet gespecificeerd. Aangezien biomassa WKK onder dezelfde categorie valt als WKK fossiel (beide WKK niet-biogas), veronderstellen we eenzelfde afbouwpad voor deze analyse.

Figuur 4.8 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren warmtekrachtcertificaten voor biomassa WKK



Voor groenestroomproductie heeft het onderzochte afbouwpad van maximale bandingfactoren wel invloed, aangezien de bandingfactoren nu al aanzienlijk boven de maximale bandingfactoren liggen (zie Figuur 4.9). Dit verschil wordt door een verdere verlaging van de maximale bandingfactoren voor de meeste categorieën en simulaties alleen maar groter. Enkel de simulatie met verder verlaagde IRR waarden (simulatie 2) voor categorie 15b (10 kW - 5 MW, vaste biomassa) toont een relatief stabiel verschil tussen de benodigde en maximale bandingfactor, die overeenstemt met een procentuele aftopping van 70% tot 75% voor alle jaren.

Figuur 4.9 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren groenestroomcertificaten voor biomassa groene stroom



Voor het totale stimuleringsniveau voor biomassa technieken concluderen we dat de huidige en onderzochte aftopping zo groot is dat er in alle scenario's slechts een zeer beperkt deel van het marktpotentieel gerealiseerd zal worden. De afgelopen jaren zijn er dan ook geen nieuwe installaties in dienst genomen. Aanscherping van de maximale bandingfactoren zal naar verwachting dan ook weinig effect hebben.

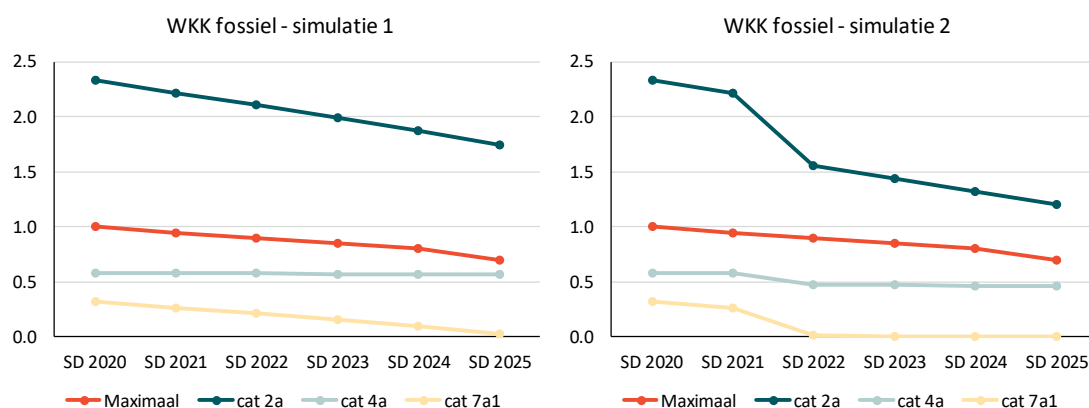
4.3.5 WKK-fossiel

WKK's op basis van fossiele energie komen enkel in aanmerking voor warmte-krachtcertificaten. De simulaties (zie Figuur 4.10) tonen aan dat het onderzochte afbouwpad voor maximale bandingfactoren waarschijnlijk geen impact zal hebben voor categorieën 4a (WKK motor 1 - 5 MW) en 7a1 (WKK gasturbine 1 - 20 MW). Voor categorie 2a (WKK motor 10-200 kW) is er echter nu al sprake van een

aanzienlijke aftopping, waardoor een verdere verlaging van de maximale bandingfactor wel degelijk impact zal hebben. In simulatie 1 is het gecombineerde effect van de maximale bandingfactoren en de kostenontwikkelingen dat de procentuele aftopping ongeveer gelijk blijft rond de 60%. In simulatie 2 leiden de lagere IRR waardes tot een afname van de procentuele aftopping naar waarden van rond de 40%.

Op basis van deze simulaties kunnen we concluderen dat de onderzochte verlaging van de maximale bandingfactoren, de realisatie van mogelijke projecten in de categorieën 4a en 7a1 niet zou verhinderen. De realisatie van projecten in categorie 2a zou evenwel moeilijk blijven, maar gezien hun hoge OT (81.4 €/MWh in 2020) lijkt het vanuit maatschappelijke oogpunt verantwoord om prioritair in te zetten op andere categorieën (met een lagere OT).

Figuur 4.10 Resultaten simulatie afbouw maximale bandingfactoren voor WKK fossiel



5 Conclusies

Tot slot vatten we in dit hoofdstuk de conclusies met betrekking tot de drie onderzoeksvragen samen.

1. Is de IRR een geschikte methode om de onrendabele top van energieprojecten te bepalen?

Het behoud van de huidige IRR-methode wordt aanbevolen, enerzijds om continuïteit in de aanpak te verzekeren, en anderzijds gezien het ontbreken van doorslaggevend argumenten voor de invoering van een andere methodiek. Bovendien achten wij de huidige methode robuust en hebben we geen significante tekortkomingen geïdentificeerd.

2. Zijn de gebruikte IRR-waardes marktconform?

Uit de analyse blijkt dat de toegepaste rendementseisen voor vergelijkbare projecten in de buurlanden lager liggen dan de momenteel van toepassing zijnde IRR-waardes in het Vlaamse gewest. Daarom, en ook rekening houdend met de daling van het technologische risico en van de kost voor vreemd vermogen, wordt aanbevolen om de IRR-waardes te verlagen naar 4% voor zon-PV, 4.5% voor windenergie op land en 7.5% voor de andere technologieën. Een kanttekening is dat ook de waardes voor andere parameters zoveel mogelijk marktconform ingeschat moeten worden. Daarom lijkt het opportuun om gelijktijdig enkele andere aanpassingen door te voeren, zodat de berekeningen van de OT en bandingfactoren beter aansluiten bij de werkelijke waarden, bijvoorbeeld wat betreft de gebruikte bandingdeler, het aangenomen aantal vollasturen en de opstalvergoedingen voor windturbines.

3. Wat is de impact van het voorgestelde traject van maximale bandingfactoren op de investeringsbereidheid?

De onderzochte verlaging van de maximale bandingfactoren in 2020-2025 zou een beperkte impact hebben op de realisatie van nieuwe **wind- en zonneprojecten**. Hoewel deze technologieën samen een groot deel van de markt vertegenwoordigen (90% van de certificaatgerechtigde capaciteit in 2016-2019), is de verwachting dat er aan het einde van de periode (2025) vrijwel geen onrendabele top meer zal zijn voor deze technologieën, waardoor de aftopping ook weinig impact zal hebben. Hierbij is wel de vraag of aftopping wenselijk is bij een dergelijk lage onrendabele top ten opzichte van andere, duurdere technologieën. Deze aftopping kan er namelijk voor zorgen dat een deel van dit zeer kosteneffectieve potentieel niet gerealiseerd wordt, terwijl dit waarschijnlijk wel nodig is om de hernieuwbare energiedoelstellingen te behalen. Bovendien zal deze aftopping door de toch al lage onrendabele top relatief weinig kosten besparen en is er geen risico op substantiële oversubsidiëring, vooral indien de geadviseerde verlaging van de IRR-waardes wordt toegepast. Daarom adviseren wij om de onderzochte aftopping voor zon-PV en wind niet door te voeren.

Voor verschillende technologieën op basis van **biogas/biomassa en WKK** is de huidige aftopping reeds een dusdanige rem op de realisatie van nieuwe projecten dat er weinig projecten effectief gerealiseerd worden. De technologieën op basis van biogas/biomassa en WKK vertegenwoordigden samen slechts 10% van de geïnstalleerde certificaatgerechtigde capaciteit in 2016-2019. De verdere aftopping zal dan ook een beperkte impact hebben op de realisatiegraad aangezien deze projecten nu reeds afgeremd worden omwille van hun hoge OT, die slechts gedeeltelijk gecompenseerd wordt via certificaten, wat leidt tot een lage investeringsbereidheid.

Bronnen

Agora (2018). L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030.

Bachner et al. (2019). Costs or benefits? Assessing the economy-wide effects of the electricity sector's low carbon transition - The role of capital costs, divergent risk perceptions and premiums.

CWAPE (2018). Coefficients économiques (keco) applicables pour les différentes filières de production d'électricité verte à partir du 1er janvier 2019 jusqu'à l'entrée en vigueur du mécanisme réformé.

DiaCore (2016). The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.

Egli et al. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies.

Egli et al. (2019). Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption.

Egli (2019). The dynamics of renewable energy investment risk: A comparative assessment of solar PV and onshore wind investments in Germany, Italy, and the UK.

Fraunhofer ISE (2018). Levelized cost of electricity renewable energy technologies.

FS-UNEP (2018). Global trends in renewable energy investment 2018.

JRC (2018). Cost development of low carbon energy technologies.

Modigliani F, Miller MH (1958). The cost of capital, corporation finance and the theory of investment.

Oxford Institute for Energy Studies (2019). Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuels Investors.

PBL (2019). Berekening basisbedragen. Conceptadvies SDE++ 2020 (hernieuwbare energie). Onrendabele top model. (Excel bestand)

Steffen (2018) - The importance of project finance for renewable energy projects.

Steffen (nog niet verschenen - ontwerp ontvangen van auteur). Estimating the cost of capital for renewable energy projects.

VITO (2017). Inventaris hernieuwbare energiebronnen Vlaanderen 2005-2016.

Vlaams Energieagentschap. Rapport OT/Bf. *Verschillende edities*.

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
The Netherlands

T +31 (0) 10 3414 592
www.trinomics.eu

KvK n°: 56028016
VAT n°: NL8519.48.662.B01

