



Onderzoek naar noodzakelijke IRR-waarden voor verlengingsdossiers groene stroom en WKK- installaties

Eindrapport

Contract gegevens

Vlaams Energie- en Klimaatagentschap (VEKA)

Contactpersoon: Wim Buelens

Onderzoek naar noodzakelijke IRR-waarden voor verlengingsdossiers groene stroom en WKK-installaties

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, 16 februari 2022



Rotterdam, 16 februari 2022

Opdrachtgever: Vlaams Energie- en Klimaatagentschap

Onderzoek naar noodzakelijke IRR-waarden voor verlengingsdossiers
groene stroom en WKK-installaties

Inhoud

1	Introductie	5
1.1	Aanleiding en context van de studie	5
1.1.1	Groenestroomcertificaten	5
1.1.2	Warmte-krachtcertificaten	6
1.2	Doel van de studie en beoogde uitkomsten	6
2	Raming omvang doelgroep	8
2.1	Aantal installaties die in aanmerking komen voor verlenging van de steunperiode	8
2.2	Significantie van verlengingsdossiers	9
2.3	Impact van de afschrijvingsmethode op de bandingfactor	10
2.4	Impact van de energieprijzen op de bandingfactor	10
3	Risicoprofiel en minimale rendementseisen	12
3.1	Projectrisico's per fase	12
3.2	Belangrijkste verschillen tussen nieuwe projecten en verlengingsdossiers	14
3.3	Impact op minimale rendementseisen bij investeringsbeslissing	14
3.4	Impact op benodigde rendement om voldoende projectontwikk. te stimuleren	15
3.5	Inzichten uit naburige regio's en landen	16
3.6	Impact van een verlaging van de IRR waardes	17
4	Conclusies	18

1 Introductie

1.1 Aanleiding en context van de studie

1.1.1 Groenestroomcertificaten

De toekenning van **groenestroomcertificaten** stopt bij de meeste **installaties met startdatum voor 1 januari 2013** na een periode van 10 jaar. Eigenaars of exploitanten van een dergelijke productie-installatie kunnen in bepaalde gevallen een verlenging van de steunperiode aanvragen.

Vooreerst kan een **verlenging worden toegekend op basis van het aantal vollasturen**. Als een productie-installatie gedurende de initiële steunperiode (meestal 10 jaar) niet het aantal vollasturen behaalt dat vooropgesteld was in de OT-berekening, kan een verlenging worden toegekend als het verschil minstens 5% bedraagt.

Als geen verlenging op basis van vollasturen (meer) mogelijk is, kan een **verlenging met 5 jaar op basis van een specifieke bandingfactor** toegekend worden overeenkomstig artikel 7.1.1, §1, 4e lid en 7.1.4/1 van het Energiedecreet en in artikel 6.2/1.1 en 6.2/1.8 evenals artikel 12.3.2, §2, eerste lid, van het Energiebesluit. Deze bandingfactor is maximaal gelijk aan:

- 0,465 voor productie-installaties op basis van windenergie;
- 1 voor andere productie-installaties die in aanmerking komen voor GSC.

De specifieke bandingfactor voor verlengingen van de steunperiode wordt berekend rekening houdend met de nog niet afgeschreven oorspronkelijke investeringen en eventuele extra investeringen. Ook indien er geen oorspronkelijke investering of extra investeringen zijn die nog niet zijn afgeschreven, wordt een bandingfactor berekend. De voorwaarden om eventuele extra nog niet volledig afgeschreven investeringen in rekening te kunnen brengen, zijn:

- De extra investeringen moeten uitgevoerd en in gebruik genomen zijn voor 1 juli 2013;
- De extra investeringen moeten minstens 100.000 € bedragen en uitsluitend betrekking hebben op essentiële componenten met het oog op groene stroomproductie.

Als de verlenging op basis van een specifieke bandingfactor na 5 jaar afloopt, kan deze eenmalig met 5 jaar worden verlengd voor zover er nog altijd aan de voorwaarden voldaan is. Deze nieuwe bandingfactor is maximaal gelijk aan de totale bandingcoëfficiënt¹ van het kalenderjaar waarin de verlenging start. Voor windturbines bedraagt de bandingfactor maximaal 0,465, en kan lager zijn als de totale bandingcoëfficiënt van het kalenderjaar waarin de verlenging start lager is. De mogelijkheid voor een tweede verlenging op basis van een specifieke bandingfactor is bepaald in artikel 7.1.1, §1, 5e lid en 7.1.4/1 van het Energiedecreet en in artikelen 6.2/1.1 en 6.2/1.8 en 12.3.2, §2, eerste lid van het Energiebesluit.

Voor de bepaling van de specifieke bandingfactor die geldt ingeval van verlenging van de steunperiode is verder ook een inschatting nodig van de IRR die op dat ogenblik van toepassing is voor de betrokken technologie. **Tot nog toe wordt voor de berekeningen m.b.t. verlengde steun de IRR-waarde toegepast die gold bij de start van het project, namelijk 12% voor biomassa/biogasprojecten en 8% voor windenergie- en waterkrachtprojecten.** De projecten met startdatum voor 1 januari 2013 zijn

¹ Zoals gedefinieerd in het Energiedecreet Art. 1.1.3 22/1^o: de verhouding tussen het aantal toegekende, voor de certificatenverplichting aanvaardbare groenestroomcertificaten in kalenderjaar n-2 en de totale brutoproductie van groene stroom in het Vlaamse Gewest in datzelfde kalenderjaar zoals te rapporteren in het kader van de richtlijn 2009/28/EG en volgens de daarin vastgelegde berekeningsmethode

gerealiseerd in een regulerend kader dat certificaten voorzag gedurende de volledige technische levensduur. De beperking tot 10 jaar met mogelijke verlengingen is vanaf 1 januari 2013 ingevoerd.

1.1.2 Warmte-kranchcertificaten

De toekenning van **warmtekranchcertificaten** kan verlengd worden ingeval van een ingrijpende wijziging, d.w.z. vervanging van een motor die ouder is dan 10 jaar of een turbine ouder dan 15 jaar, door een nog niet gebruikte motor of turbine. Als een warmte-kranchinstallatie uit meerdere motoren of turbines bestaat, moeten alle motoren en turbines ouder dan respectievelijk 10 of 15 jaar vervangen worden door een nog niet gebruikte motor of turbine (artikel 1.1.3 van het Energiedecreet).

Voor de berekening van de OT ingeval van een verlenging van de steunperiode van WKK-installaties wordt dezelfde IRR-waarde gehanteerd als voor nieuwe projecten, die momenteel 8,5% bedraagt.

WKK-installaties op fossiele energie worden in deze studie buiten beschouwing gelaten, aangezien volgens de Visienota van de Vlaamse regering van 5 november 2021 “De certificatensteun voor alle nieuwe en ingrijpend gewijzigde WKK’s op fossiele brandstoffen volledig afgebouwd wordt vanaf 2023 (-100% in 2023) in plaats van 2030”.

1.2 Doel van de studie en beoogde uitkomsten

Deze studie beoogt om na te gaan in welke mate de investerings- en operationele risico’s tijdens de verlengde steunperiode lager zijn dan tijdens de initiële periode van 10 jaar en dus een lagere IRR waarde verantwoord zou kunnen zijn. A priori wordt ervan uitgegaan dat bepaalde risico’s inderdaad lager zijn omwille van volgende redenen:

- De vergunningen zijn reeds bekomen: als de installatie niet significant wordt aangepast, is er dus geen risico meer voor vertragingen en kosten m.b.t. vergunningen en een eventuele weigering of beroepsprocedure. Alleen ingeval van een ingrijpende wijziging is vaak een nieuwe vergunning nodig;
- De installatie heeft al ca 10 jaar gedraaid en de zogenaamde kinderziekten zijn dus gekend en opgelost;
- De partners en overeenkomsten m.b.t. de levering van de opgewekte energie en de aankoop van brandstoffen zijn gekend, en de prijsrisico’s kunnen nauwkeuriger ingeschat worden;
- Er is meestal geen of een beperkte investering nodig om de levensduurverlenging mogelijk te maken. Alleen ingeval van een ingrijpende wijziging is de investering significant;
- De uitbater heeft een zekere expertise opgebouwd; op basis van deze opgedane ervaring kan hij b.v. de verwachte productie beter inschatten, zodat de onbalanskosten wellicht lager kunnen gehouden worden dan in de initiële periode.

Daarnaast kunnen bepaalde risico’s tijdens de verlengingsperiode evenwel hoger zijn, b.v. een reeds oudere installatie die verlengd wordt zonder extra-investeringen heeft een hoger risico op pannes, met mogelijk hogere onbalanskosten als gevolg.

In onze vorige studie voor VEKA over de IRR-waarden hebben we opgemerkt dat de projectrisico’s tijdens de ontwikkelingsfase hoger zijn dan in de latere exploitatiefase. Dit wordt geïllustreerd door het feit dat projectontwikkelaars die hun aandeel onmiddellijk na de ingebruikneming van de installatie verkopen, doorgaans een hogere prijs bekomen dan de prijs die ze zouden krijgen tijdens de ontwikkeling van het project. In deze overnameprijs worden de ontwikkelingsrisico’s in het algemeen “vergoed” tegen een veel hogere waarde dan de waarde na de indienstneming. Dit leidt a fortiori tot de hypothese dat voor verlengingen van de steunperiode die aangevraagd worden zonder significante

investering, een lagere IRR kan toegepast worden dan voor de initiële steunperiode (die rekening houdt met het ontwikkelingsrisico). Hiernaast zijn de centrale rentestanden het afgelopen decennium sterk verlaagd, waardoor de huidige IRR waarden voor nieuwe projecten ook afgenomen zijn, wat aanleiding kan geven tot een verdere verlaging van de toegepaste IRR waarde. Deze hypothese wordt in de studie nader onderzocht en onderbouwd.

2 Raming omvang doelgroep

2.1 Aantal installaties die mogelijk in aanmerking komen voor verlenging van de steunperiode

Op basis van het aantal operationele installaties die een startdatum voor 2013 hebben, wordt hierna een inschatting gemaakt van het aantal mogelijke verlengingen en het gerelateerde aantal GSC's en WKC's. De hierna vermelde cijfers zijn gebaseerd op een OT-rapport van midden 2021; aangezien de energieprijzen in het 2^{de} semester 2021 zeer sterk zijn gestegen, en in de komende jaren waarschijnlijk structureel hoger zullen blijven dan de historische niveaus, zullen de verlengingsdossiers in principe leiden tot een lager aantal certificaten dan de hierna vermelde schattingen. Omwille van de grote heterogeniteit van de installaties en de onzekerheid over de evolutie van de energieprijzen is het hoe dan ook quasi onmogelijk om een nauwkeurige raming te maken van het verwacht aantal GSC en WKC ingeval van verlenging van de steunperiode.

GSC voor windturbines

Volgens de gegevens van VEKA zijn er **67 windenergieprojecten (277 MW)**, die momenteel recht hebben op ca 600.000 GSC/jr, die in aanmerking zouden komen voor verlenging van de steunperiode. Indien de BF voor de 1^{ste} verlenging 0,3² zou bedragen, zouden deze installaties bijkomend recht hebben op **180.000 GSC/jr** (60.000 GSC per BF van 0,1). Bij een 2^{de} verlenging zouden waarschijnlijk nog slechts heel weinig installaties recht hebben op GSC, aangezien verondersteld wordt dat alle installaties op dat ogenblik volledig afgeschreven zijn en omwille van de verwachte stijgende elektriciteitsprijs er geen relevante onrendabel top meer is voor de meeste installaties. .

Er wordt vastgesteld dat operatoren als gevolg van de technologische ontwikkeling vaak verkiezen om oudere windparken te vervangen door nieuwe turbines met een groter vermogen (repowering) in plaats van gedurende de volledige technische levensduur te blijven produceren. Met name wanneer de initiële steunperiode van 10 jaar afloopt kan dit een aantrekkelijke optie zijn, aangezien de steun ingeval van verlenging veel lager zou zijn dan voor de initiële periode (op basis van bovenstaande hypothesen ca 28 €/MWh in de 1ste verlengingsperiode en 0 in de 2^{de} periode). Als in de toekomst bij verlenging een lagere IRR zou toegepast worden dan bij nieuwbouw, kan dit het vervangingsproces stimuleren. Het lijkt daarom aangewezen om na te gaan welke optie de voorkeur verdient om met een beperkte overheidsstimulering een maximale productie van hernieuwbare energie te realiseren.

In de praktijk hebben de meeste windturbines die in aanmerking komen voor verlenging een vermogen <2,5 MWe, en zullen ze ingeval van repowering vervangen worden door turbines >2,5 MWe, die een lagere OT en BF hebben (respectievelijk 12,7 €/MWh en BF = 0,131) dan turbines <2,5 MWe (respectievelijk 34,2 €/MWh en BF = 0,353).³ Operatoren zullen dus op basis van de geldende marktomstandigheden en subsidieregeling een keuze maken tussen repowering (subsidie als nieuw project) en verlenging van de steunperiode. De bepaling van de IRR-waarde die geldt bij verlengingen zal deze keuze dus mee beïnvloeden. Een specifiek voordeel van repowering is dat er meer hernieuwbare energie per landoppervlak geproduceerd kan worden, waarmee op het zelfde areaal een grotere bijdrage aan de opschaling van hernieuwbare energieproductie bereikt kan worden.

² Deze raming is gebaseerd op de marktomstandigheden van midden 2021; met de huidige energieprijzen zou de BF uiteraard lager zijn.

³ VEKA (2021). Rapport 2021 - Deel 1: Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2022

GSC voor biomassa-installaties

Aangezien de brandstofkost van dergelijke installaties, die palmolie, housterige producten, restproducten van landbouw, etc. verbranden voor energieproductie, relatief hoog is, wordt verwacht dat er bij verlenging van de steunperiode in sommige gevallen nog een positieve OT en dus BF zal zijn. Op dit ogenblik is er evenwel nog een grote onzekerheid over de BF-waarde bij verlenging (ook omwille van de evolutie van de elektriciteitsprijs) en over het aantal installaties (en het betrokken vermogen), waarvoor een verlenging zou worden aangevraagd. Op basis van de huidige gegevens van VEKA wordt verwacht dat enkele biomassa-installaties met meer dan 10 MWe vermogen in aanmerking komen voor verlenging, en bij een hypothetische BF van 0,5 recht zou hebben op bijkomend **30.000 GSC/jaar** gedurende deze verlengingsperiode.

GSC voor biogas-installaties

Ook voor deze installaties, die mest, land- en tuinbouwresten, GFT, etc. vergisten voor biogasproductie, is de brandstofkost relatief hoog in vergelijking met de historische elektriciteits- en aardgasprijzen. Volgens de gegevens van VEKA zijn er een **40-tal installaties** (98 MWe) die in aanmerking komen voor een verlenging van de steunperiode. Voor een 10-tal installaties werd reeds een verlenging aangevraagd en de berekende BF varieerde van 0,47 tot 1. Het jaarlijks aantal uitgereikte GSC voor deze 40 installaties die nog kunnen verlengen wordt geraamd op 380.000.

WKC voor WKK-installaties op biogas

Als een verlenging van de steunperiode wordt aangevraagd voor **WKK-installaties op biogas**, hebben ze tijdens de verlengingsperiode in sommige gevallen ook recht op WKC. Volgens de gegevens van VEKA komen volgende vermogens in aanmerking voor verlenging voor een periode van 2021 t.e.m. 2030:

- Agrarische/industriële vergisters 10 kWe tot 5 MWe (excl. pocketvergisters <10 kWe): totaal potentieel van 101 MWe;
- Agrarische/industriële vergisters 5 MWe tot 20 MWe: totaal potentieel van 41 MWe;
- GFT-vergisters: totaal potentieel van 3,5 MWe.

Nieuwe projecten van deze categorieën hebben momenteel nog een relatief hoge OT (> 60 €/MWh voor projecten met startdatum 2022).

WKC voor WKK-installaties op fossiele energie

Zoals eerder vermeld zal de steun voor nieuwe en grondig gewijzigde **WKK-installaties op fossiele brandstoffen** volledig afgebouwd worden vanaf 2023. We gaan er dus vanuit dat vanaf 2023 voor dergelijke installaties geen verlenging meer zal kunnen aangevraagd worden van de steunperiode.

2.2 Significantie van verlengingsdossiers

Op basis van bovenstaande inschattingen blijkt dat de installaties die eventueel in aanmerking zouden komen voor verlenging van de steunperiode een volume vertegenwoordigen van jaarlijks 410.000 tot 590.000 GSC's, hoewel de daadwerkelijke steun bij verlenging zeer onzeker is als gevolg van de recent sterk gestegen energieprijzen. Dit volume verhoudt zich tot een totaal van ongeveer 7.000.000 GSC's die per jaar uitgekeerd worden.⁴ Hiernaast zou als gevolg van ingrijpende wijzigingen bij WKC's nog ongeveer 1,2 miljoen WKC's per jaar uitgekeerd kunnen worden, terwijl het huidige aantal ongeveer 5,5 miljoen WKC's per jaar bedraagt.

⁴ VEKA(2021). Rapport 2021. Deel 3: Evaluatie quotumpad en productiedoelstellingen

2.3 Impact van de afschrijvingsmethode op de bandingfactor voor toekenning van GSC bij verlenging van de steunperiode

Bij een verlenging wordt de bandingfactor berekend op basis van o.m. de nog niet afgeschreven oorspronkelijke investeringen en eventuele extra investeringen. Groene stroom installaties vallen onder de categorie 'materiële vaste activa met een beperkte gebruiksduur', waarvan de afschrijvingsduur volgens de wetgeving moet overeenkomen met de gebruiksduur. In de wetgeving is evenwel geen exacte of maximale afschrijvingstermijn, waardoor de effectieve afschrijvingstermijn in de praktijk verschillend is naargelang de keuze van de investeerder. Bovendien kon voor investeringen in bepaalde activa tot einde 2019 geopteerd worden voor een degressieve afschrijving, terwijl het sedert 1 januari 2020 voor vennootschappen alleen nog mogelijk is om lineair af te schrijven. Alleen eenmanszaken kunnen onder bepaalde voorwaarden nog degressief afschrijven. Deze uiteenlopende praktijken inzake afschrijving konden ertoe leiden dat installaties van dezelfde categorie (b.v. windturbines) bij een verlenging recht hadden op een verschillende BF, alhoewel ze tijdens de initiële periode dezelfde steun ontvingen.

Om deze anomalie weg te werken werd in 2018 de wetgeving aangepast en wordt sedertdien bij de OT-berekening voor alle installaties een lineaire afschrijving van maximum 15 jaar gehanteerd, onafhankelijk van de werkelijke afschrijvingstermijn.⁵ Omwille van deze bepaling is de capex die voor de OT-berekening m.b.t. de 2^{de} verlengingsperiode steeds substantieel lager dan bij de 1^{ste} verlenging, en zal de BF voor de 2^{de} verlengingsperiode dus vooral afhankelijk zijn van de energieprijzen en de opex.

2.4 Impact van de energieprijzen op de bandingfactor bij verlenging van de steunperiode

De huidige hogere prijzen van elektriciteit en aardgas enerzijds en van BKG-emissierechten anderzijds verbeteren de competitiviteit van hernieuwbare energie tegenover conventionele bronnen, zodat de BF bij verlenging in de meeste gevallen heel laag of zelfs 0 zal zijn, vooral voor installaties die geen gebruik maken van input-brandstof.

Op 27 december 2021 bedroegen de forward-prijzen voor aardgas (ICE Endex) respectievelijk 96, 49 en 29 €/MWh voor levering in kalenderjaren 2022, '23 en '24, terwijl in de afgelopen jaren een groothandelsprijs (forward) van ca 15 €/MWh van toepassing was. Voor de projecten met startdatum in 2022 werd voor de OT-berekening een gasprijs van 16,2 €/MWh gehanteerd.

De rendabiliteit van windturbines en biogasinstallaties is ook sterk gestegen omwille van de gestegen elektriciteitsprijzen. De forward-prijzen voor elektriciteit bedroegen op 27 december 2021 respectievelijk 214, 110 en 80 €/MWh voor levering in kalenderjaar 2022, '23 en '24, terwijl in de afgelopen jaren een groothandelsprijs (forward) van 40 à 50 €/MWh van toepassing was. Voor de projecten met startdatum in 2022 werd in de OT-berekening een prijs van respectievelijk 43,9 €/MWh (gemiddelde 12 mnd voor installaties met actualisatie) en 46,1 €/MWh (gemiddelde 24 mnd voor projecten zonder actualisatie) gehanteerd.

Aangezien ook de prijs van BKG-emissierechten sterk gestegen is (78 €/t in december 2021 tegenover 28,2 €/t gehanteerd bij de berekeningen voor projecten met startdatum in 2022) is de competitiviteit van installaties die concurreren met fossiele brandstoffen sterk gestegen.

⁵ Bijlage III/4 Punt 1.3.1 van het Energiebesluit

Er wordt verwacht dat de groothandelsprijzen na de winterperiode (april 2022) opnieuw naar een structureel lager niveau zullen dalen, maar dit ‘nieuwe’ niveau zou nog substantieel hoger zijn dan de historische prijsniveaus in de precovid-periode.⁶

De hogere energieprijzen zullen het aantal benodigde GSC en WKC voor biogas bij verlenging van de steunperiode verlagen, maar zullen vanaf begin 2023⁷ ook het aantal uitgereikte GSC en WKC voor nieuwe en lopende projecten verlagen. Gedurende de initiële steunperiode wordt de BF voor installaties zonder brandstof-input jaarlijks met een startdatum vanaf 2013 geactualiseerd op basis van de geldende forward-prijzen voor elektriciteit. Voor installaties met brandstofinput (b.v. biomassa of biogas) gebeurt deze actualisatie niet. Voor verlengingen van projecten met of zonder brandstof-input wordt momenteel ook geen jaarlijkse actualisatie van de BF toegepast, maar wordt de BF voor 5 jaar bepaald op basis van de gemiddelde ENDEX-prijs van de afgelopen 24 maanden. Dit impliceert voor de betrokken operator een risico dat een positieve of negatieve impact kan hebben. Om rekening te houden met de gestegen prijsvolatiliteit, lijkt het aangewezen om voor alle installaties een jaarlijkse actualisatie van de BF in te voeren, zowel tijdens de initiële periode als tijdens de verlengde steunperiode. De voordelen van een dergelijke aanpassing moeten evenwel afgewogen worden tegen de verhoogde administratieve kosten.

⁶ ACER (2021) High energy prices (page 8) [Energy Prices_Final.pdf \(europa.eu\)](#)

⁷ Voor projecten met startdatum in jaar X+1 worden de gemiddelde forward-prijzen (CAL jaar X+1) tot 1 maart van jaar X gehanteerd, zodat de recente prijsstijgingen nog geen invloed hebben op de steunniveaus in 2022.

3 Risicoprofiel en minimale rendementseisen

Om te bepalen wat een gepaste IRR is voor hernieuwbare energieprojecten en of het aangewezen is om deze bij verlengingsdossiers anders in te schatten dan bij nieuwe projecten moeten de volgende twee vragen beantwoord worden:

1. Wat is het minimale rendement dat kapitaalverstrekkers en uitbaters accepteren om tot een positieve investeringsbeslissing over te gaan ingeval van een ingrijpende wijziging of om een bestaande installatie langer uit te baten zonder significante herinvestering? Idealiter ligt de IRR waarde dicht bij dit niveau om oversubsidiëring te voorkomen.
2. Welk rendement is nodig om voldoende projectontwikkeling te stimuleren? Het kan gepast zijn om de IRR waarde iets hoger in te schatten om marktpartijen voldoende te motiveren om projecten te ontwikkelen en/of om bestaande installaties verder in dienst te houden.

Voor de beantwoording van beide vragen is het risicoprofiel van de installatie het centrale concept. De hoogte van de vergoeding die kapitaalverstrekkers en uitbaters verwachten is namelijk direct afhankelijk van de hoogte van de projectrisico's. In dit hoofdstuk zullen we dan ook beoordelen in hoeverre het risicoprofiel van een verlengingsdossier verschilt van dat van een nieuw project. Hiertoe geven we eerst een globaal overzicht van de belangrijkste projectrisico's per fase en analyseren we in hoeverre deze risico's verschillen voor verlengingsdossiers. Vervolgens beoordelen we in hoeverre marktpartijen andere minimale rendementseisen hanteren voor een verlengingsdossier dan voor een nieuw project en in hoeverre een ander rendementsniveau nodig is om voldoende projectontwikkeling te stimuleren. Waar relevant, maken we onderscheid tussen projecten met herinvestering, zoals het vervangen van een motor bij een biogas WKK, en projecten zonder herinvestering zoals verlenging van de steunperiode voor windprojecten waarbij de investeringen nog niet volledig afgeschreven zijn of bij biogas WKK's waarvan het exploitatieresultaat (ook zonder herinvestering) negatief kan zijn.

De analyse in dit hoofdstuk is tot stand gekomen op basis van literatuuronderzoek en interviews met experts van partijen die hernieuwbare energieprojecten ontwikkelen en/of financieren. We hebben hiervoor nuttige bijdragen ontvangen van Odura, Catena Investments, Statkraft en Triodos Bank.

3.1 Projectrisico's per fase

Het risicoprofiel van een project verschilt per fase, waarbij drie fases onderscheiden kunnen worden: planning, realisatie en exploitatie.⁸ Het risicoprofiel neemt gedurende de fases telkens verder af omdat er steeds meer initiële onzekerheden weggenomen worden.

In de **planningsfase** wordt vanaf een eerste ontwerp van een business case naar een finale investeringsbeslissing toegewerkt. In deze fase bestaat er onzekerheid over het verkrijgen van de vergunningen en subsidies. Daarnaast wordt er in steeds meer detail uitgewerkt wat de verwachte productie, opbrengsten en kosten voor het project zullen zijn en zal zoveel mogelijk getracht worden om afspraken hierover te formaliseren, middels contracten met leveranciers en afnemers. Verder zal de inschatting van de risico's die tijdens de realisatie- en exploitatiefase een rol spelen verder gedetailleerd en geactualiseerd worden. Bij al deze parameters is er het risico dat hierdoor de initiële raming in negatieve zin bijgesteld moet worden. Tot slot bestaat er nog een risico dat de financiering niet tegen de verwachte voorwaarden verkregen kan worden. Al deze risico's kunnen tot vertraging, extra kosten en lagere opbrengsten leiden en in sommige gevallen tot het annuleren van het project.

⁸ Trinomics (2020) - IRR studie voor VEKA.

In de **realisatiefase** wordt de installatie gerealiseerd en in gebruik genomen. In deze fase bestaat er onzekerheid over de daadwerkelijke kosten en duur van de bouw en kan er vertraging in de netaansluiting optreden. Hiernaast kan er onzekerheid bestaan over de kwaliteit van de uiteindelijk opgeleverde installatie en de daarvan afhankelijke verwachte productie. Hierbij moet opgemerkt worden dat veel van de risico's die tijdens deze fase spelen afgedekt worden in de contracten die in de planningsfase afgesloten worden met de aannemer die verantwoordelijk is voor de bouw. Daarmee zijn risico's voor hogere kosten, vertraging en onvoldoende kwaliteit vaak grotendeels voor rekening van de aannemer en zal de projectontwikkelaar een compensatie ontvangen als de installatie niet tijdig in gebruik genomen kan worden.

De **exploitatiefase** betreft de hele periode waarin de installatie energie produceert en eindigt wanneer de installatie buiten gebruik is genomen en afgebroken is. In deze fase bestaat er onzekerheid over de daadwerkelijke energieproductie als gevolg van meteorologische omstandigheden (zon, wind) en de beschikbaarheid van brandstoffen (biomassa). Hiernaast kan de daadwerkelijke productie lager uitvallen dan verwacht als gevolg van ongeplande stilstand en kan er *curtailment* plaats vinden omwille van netcongestie. Verder kan er onzekerheid zijn in de verkregen prijzen en de gemaakte onderhoudskosten, in zoverre als deze niet vooraf vastgelegd zijn met leveranciers, afnemers en onderhoudsfirma's. Hiervoor geldt doorgaans dat de prijzen en condities wel voor een aantal jaar zijn vastgelegd, maar niet voor de gehele levensduur van de installatie. Tabel 3-1 geeft een samenvatting van de belangrijkste risico's per projectfase.

Tabel 3-1 Overzicht risico's per projectfase

Fase	Risico
Planning	Vergunning wordt niet verkregen of loopt vertraging op
	Subsidie wordt niet verkregen of is lager dan verwacht
	Productieraming en/of verwachte outputprijzen moeten naar beneden bijgesteld worden
	Verwachte investeringskosten en/of operationele kosten (incl. brandstofkosten) moeten naar boven bijgesteld worden
	Verwachte risico's in realisatie en exploitatiefase moeten naar boven bijgesteld worden
	Financieringscondities zijn verslechterd
Realisatie	Daadwerkelijke investeringskosten zijn hoger dan verwacht
	Levering van componenten en installatie duurt langer dan verwacht
	Componenten zijn defect, beschadigd of gestolen
	Netaansluiting kan niet tijdig verkregen worden
	Opgeleverde installatie is van lagere kwaliteit dan verwacht
Exploitatie	Productierendement en condities (o.a. weer) blijken slechter dan verwacht
	Stilstand is hoger dan verwacht
	Afnemer is niet langer of niet in dezelfde mate beschikbaar
	Prijzen voor geleverde elektriciteit (en/of warmte) blijken lager dan verwacht
	Subsidie inkomsten zijn lager dan verwacht
	Brandstofkosten zijn hoger dan verwacht
	Onderhoudskosten zijn hoger dan verwacht
Beperking van injectie van elektriciteit in het net (<i>curtailment</i>) is hoger dan verwacht	

Bron: Eigen uitwerking op basis van interviews met experts van Odura, Catena, Statkraft en Triodos Bank en de volgende publicaties: Trinomics (2020) - IRR studie voor VEKA, Egli (2020) - Renewable energy investment risk: An investigation of changes over time and the underlying drivers, Angelopoulos et al. (2016) - Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries, Swiss Re (2013) - Profiling the risks in solar and wind. A case for new risk management approaches in the renewable energy sector.

3.2 Belangrijkste verschillen tussen nieuwe projecten en verlengingsdossiers

De **planningsfase** van een verlengingsdossier is doorgaans minder omvangrijk dan voor een nieuw project en kan in het geval van een verlenging zonder herinvestering volledig niet van toepassing zijn. Risico's rondom het verkrijgen van vergunningen en subsidies zijn in sommige gevallen niet van toepassing (bij windenergie-dossiers⁹) maar in andere gevallen in vergelijkbare mate van toepassing als bij de initiële investering omdat er opnieuw geïnvesteerd wordt en opnieuw vergunningen en steun aangevraagd moet worden (bv. bij biogas WKK's). Risico's rondom de nauwkeurigheid van initiële kostenramingen en productieverwachtingen zijn bij verlengingsdossiers over het algemeen niet of slechts in beperkte mate van toepassing omdat er al ruime ervaring opgebouwd is. Hiernaast is de afhankelijkheid van de actuele financieringscondities minder relevant omdat er minder of niet geïnvesteerd hoeft te worden.

Net als bij de planningsfase, is de **realisatiefase** van een verlengingsdossier doorgaans ook minder omvangrijk en in sommige gevallen in het geheel afwezig. Risico's rondom het verkrijgen van de netaansluiting zijn meestal niet meer van toepassing, tenzij een grotere aansluiting benodigd is. Risico's rondom de kosten, duur en kwaliteit van de bouw spelen in mindere mate wanneer enkel een deel van de installatie vervangen wordt, hoewel benadrukt moet worden dat deze risico's ook bij nieuwe projecten slechts in beperkte mate gedragen worden door de eigenaar van het project omdat deze doorgaans in grote mate voor rekening van de aannemer zijn.

In de **exploitatiefase** van een verlengingsdossier zijn de risico's niet noodzakelijkerwijs lager dan voor een nieuw project. Zo zijn de componenten van de installatie en omringende infrastructuur die niet vervangen worden al geruime tijd in gebruik (10 tot 15 jaar) waardoor een hoger risico op defecten ontstaat die aanleiding geven tot gemiste inkomsten en eventueel hoge onbalanskosten. Verder kan het ook voorkomen dat reserveonderdelen minder goed verkrijgbaar zijn. Hiernaast kunnen de biomassastromen waarop de initiële installatie ontworpen was, niet altijd nog even goed beschikbaar zijn waardoor er een groter risico op onderbenutting ontstaat dan bij een nieuwe installatie die op basis van het meest recente biomassa aanbod ontworpen en geplaatst is. Anderzijds zijn de risico's wat betreft afname en prijs van energie beter gekend als gevolg van de reeds opgebouwde ervaring met het produceren en leveren van elektriciteit en warmte. Hoewel dit niet noodzakelijkerwijs betekent dat deze risico's ook kleiner zijn geworden, kunnen dit soort risico's naar verwachting wel beter ingeschat worden en kan de keuze tot herinvesteren mede op basis hiervan gemaakt worden.

3.3 Impact op minimale rendementseisen bij investeringsbeslissing

Zoals eerder aangegeven is het minimale verwachte rendement op het moment van de investeringsbeslissing een belangrijke parameter om een gepaste IRR waarde te bepalen voor het vaststellen van de bandingfactor. Idealiter wordt deze IRR waarde zo dicht mogelijk bij de minimale rendementseisen gesteld om ervoor te zorgen dat projectontwikkelaars net voldoende rendement halen om tot een positieve investeringsbeslissing over te gaan en oversubsidiëring zoveel mogelijk te voorkomen. De gebruikte IRR waarden in Vlaanderen zijn recentelijk geactualiseerd om meer in lijn te liggen met de minimale rendementseisen die het afgelopen decennium substantieel verlaagd zijn als gevolg van lagere projectrisico's voor hernieuwbare energietechnieken en lagere kapitaalskosten in alle sectoren van de economie.

⁹ Merk op dat we hier enkel spreken over verlengingen van de steunperiode van bestaande windparken. Indien een bestaand park vervangen wordt door een nieuw park (repowering) zien we dat als een 'nieuw' project en geen verlengingsdossier, waarmee het buiten de scope van deze studie valt.

De investeringsbeslissing vindt plaats aan het einde van de planningsfase wanneer alle onzekerheden die in de planningsfase spelen weggenomen zijn. De gehanteerde IRR waarde reflecteert dan ook enkel de risico's die nog spelen in de realisatie- en exploitatiefase. Zoals in voorgaande sectie uiteengezet, is het risicoprofiel van een verlengingsdossier met name verschillend door de afwezigheid of beperkte omvang van de planningsfase, maar zijn de risico's in de realisatie- en exploitatiefase in veel beperktere mate verschillend. Dit beeld werd bevestigd door de geïnterviewde experts die allemaal aangaven dat ze niet direct aanleiding zien om een substantieel andere rendementseis te hanteren bij verlengingsdossiers.

Dit beeld is consistent met de informatie over de rendementseisen bij secundaire investeringen in hernieuwbare energieprojecten. Secundaire investeringen zijn investeringen in bestaande projecten waarbij doorgaans de initiële projectontwikkelaar zijn aandeel verkoopt aan een meer risicomijdende institutionele belegger of investeringsfonds. Aangezien dit uitsluitend projecten betreft die al gerealiseerd zijn, geven de verwachte rendementen op deze investeringen een indicatie van het risicoprofiel na afloop van de realisatiefase. De meest relevante data die beschikbaar is over de toegepaste minimale rendementseisen bij dit soort transacties, zijn de gegevens die in 2017 en 2018 middels een enquête verzameld zijn door Grant Thornton (Tabel 3-2). Wanneer we deze waarden vergelijken met de gehanteerde rendementseisen bij primaire investeringen die we verzameld hebben in de eerdere IRR studie voor VEKA¹⁰, valt op dat de waarden voor secundaire investeringen hoger liggen in plaats van lager. Voor primaire investeringen in windenergie in West Europa lagen de WACC waarden uit de literatuur namelijk tussen de 2 en 4%, wat aanmerkelijk lager is dan de verzamelde waarden in Tabel 3-2. Een verklaring hiervoor kan zijn dat survey respondenten informatie hebben verstrekt over de verwachte rendementen in plaats van de minimale rendementseisen, aangezien de vraagstelling op deze manier geïnterpreteerd kon worden. Hierdoor is de verzamelde data waarschijnlijk niet direct vergelijkbaar met de minimale rendementseisen, maar geeft het wel een indicatie dat de rendementen op secundaire investeringen niet substantieel lager liggen.

Tabel 3-2 Rendementsverwachtingen bij secundaire investeringen in hernieuwbare energieprojecten in Europa

	Duitsland	Frankrijk	Ierland	Scandinavië	Verenigd Koninkrijk
Wind op land - 2018	4,5%	5,5%	6,0%	5,5%	6,5%
Wind op land - 2017	5,0%	5,75%	6,5%	5,75%	6,75%
Biomassa - 2018	6,0%		9,0%		8,0%

Bronnen: Grant Thornton (2019) - Renewable energy discount rate survey results - 2018. Grant Thornton (2018) - Renewable energy discount rate survey results - 2017.

Noot: De waarden hebben betrekking op de 'unlevered discount rate' wat de IRR waarde voor het hele project weergeeft en niet enkel op het eigen vermogen. De tabel vermeldt enkel data van Europese landen met een vergelijkbaar landenrisico als België (+/- 1%) op basis van de inschatting van landenrisico's door Damodaran (2019). Country Risk: Determinants, Measures and Implications - The 2019 Edition. De 2018 editie (over 2017) bevatte geen gegevens van biomassa projecten waardoor daar geen regel voor opgenomen is in de tabel.

3.4 Impact op benodigde rendement om voldoende projectontwikkeling te stimuleren

Zoals eerder aangegeven is het niet altijd wenselijk om de IRR waarde geheel in lijn te brengen met de minimaal acceptabele rendementseisen van kapitaalverstrekkers omdat dit tot een té geringe ontwikkeling van nieuwe projecten kan leiden. In dat licht is het dan ook verantwoord dat VEKA de IRR aannames weliswaar recentelijk verlaagd heeft, maar dat de IRR waarden niet volledig in lijn gebracht

¹⁰ Trinomics (2020) - IRR studie voor VEKA.

zijn met de laagste inschattingen op basis van gegevens uit andere landen.¹¹ Op deze manier blijft er voldoende stimulans voor projectontwikkeling en ruimte om de kosten die in de planningsfase gemaakt worden en de kosten voor geannuleerde projecten uit dit rendement te vergoeden.

Bij verlengingsdossiers zonder herinvestering (de windenergie-dossiers) worden er echter veel minder kosten gemaakt in de planningsfase en speelt het vergoeden van kosten voor geannuleerde projecten geen rol. Het betreft namelijk in alle gevallen enkel bestaande installaties waarvoor geen herinvestering nodig is. Hierdoor lijkt het op basis van het risicoprofiel gepast om de IRR waarde voor verlengingsdossiers verder in lijn te brengen met de waarden die in andere Europese landen geobserveerd zijn. Voor windenergie is de huidige IRR aanname in Vlaanderen 5,5% en zijn waarden van 2% tot 4% in andere Europese landen geobserveerd. Hiernaast is recentelijk de in de Nederlandse subsidieregeling (SDE++) gehanteerde WACC (IRR) aanname verlaagd naar 2,8%.¹²

Bij verlengingsdossiers met herinvestering (biomassa en biogas dossiers¹³) is er minder aanleiding om een lagere IRR waarde te hanteren dan voor nieuwe projecten, omdat verschillende risico's in vergelijkbare mate optreden als bij de initiële investering (o.a. risico's voor vergunningen en subsidies).

3.5 Inzichten uit naburige regio's en landen

In **Wallonië** worden voor de meeste HEB-installaties GSC toegekend gedurende een periode van 15 jaar, maar sedert 1 januari 2021 is de steunperiode voor windturbines verlengd tot 20 jaar. De Waalse regering heeft op 28 oktober 2021 een gewijzigd Besluit (artikel 15 ter &2) goedgekeurd dat het mogelijk maakt voor uitbaters van bepaalde HEB-installaties (andere dan PV en WKK) om, na een initiële steunperiode van 15 jaar, steun aan te vragen voor een nieuwe periode van 10 jaar. Het referentie rentabiliteitsniveau dat zal gehanteerd worden voor de berekening van het aantal toegekende GSC tijdens de verlengde steunperiode wordt in principe begin 2022 bepaald, na advies van de Waalse regulator CWaPE.¹⁴ Voor nieuwe projecten worden in Wallonië de volgende referentie rendementen toegepast: 7% voor windenergie en PV > 10 kW, 8% voor WKK-installaties op biogas tot 1500 kW en 9% voor WKK-installaties op biogas > 1500 kW en installaties op vaste/vloeibare biomassa.¹⁵ Met deze nieuwe bepaling wil de Waalse regering een voorbarige "repowering" of de praktijk van "run to failure" (zeer beperkte investeringen met hoog risico op pannes) vermijden. De Waalse windenergie-ontwikkelaars en -exploitanten tonen interesse in deze optie. Ze wijzen er evenwel op dat het nuttig zou zijn om de maatschappelijke voordelen van deze optie af te wegen tegen een volledige repowering, waarbij een maximalisatie van de HEB op een bepaalde locatie wordt nagestreefd.¹⁶

In **Nederland** is het mogelijk om subsidie aan te vragen voor levensduurverlenging van ketels op vaste of vloeibare biomassa, grootschalige vergistingsinstallaties en monomestvergistingsinstallaties. Hierbij wordt in alle gevallen dezelfde aanname voor financieringskosten gedaan als voor nieuwe installaties, namelijk 5,8%.¹⁷

¹¹ Zie Trinomics (2020) - IRR studie voor VEKA voor een overzicht van de waarden uit de literatuur.

¹² Zie 'PBL (2021). Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021'. Hierin wordt eenzelfde vermogenskostenvergoeding (WACC) aangenomen van 5,8% (nominaal) voor alle biomassa en biogas technieken.

¹³ Deze bevinding met betrekking tot het risicoprofiel heeft zowel betrekking op GSC en WKC dossiers aangezien er in de praktijk bij beiden een herinvestering nodig is. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat deze herinvestering bij GSC dossiers niet in de OT berekening meegenomen mag worden.

¹⁴ [Arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération concernant le facteur rho \(wallonie.be\)](https://www.wallonie.be/medias/0/12905.pdf)

¹⁵ <https://wallex.wallonie.be/files/medias/0/12905.pdf>

¹⁶ [Que faire des éoliennes vieillissantes ? - Renouvelable](#)

¹⁷ PBL (2021). Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021'

3.6 Impact van een verlaging van de IRR waardes

Tot slot heeft VEKA een simulatie uitgevoerd van de impact van een verlaging van de toegepaste IRR waarde voor de relevante categorieën. Hieruit blijkt dat een daling van de IRR waarde van 12 naar 8,5% voor biogas technieken voor GSC de onrendabele top met maximum 1 €/MWh zou doen dalen en in meerdere gevallen de toegekende bandingfactor in het geheel niet tot een verandering zou leiden. Bovendien zou de onrendabele top voor een kwart van de gevallen toenemen met gemiddeld 0,27 €/MWh in plaats van afnemen. De lage gevoeligheid voor de IRR aanname bij deze technieken is het gevolg van de relatief lage investeringskosten in verhouding tot de operationele kosten voor o.a. de brandstof. Hierdoor is de IRR en de daaruit volgende verdiscontering van de toekomstige kasstromen slechts beperkt relevant voor de rentabiliteit.

Voor windenergieprojecten zou de impact van een verlaging iets signifikanter zijn, maar nog steeds relatief beperkt. Bij een verlaging van de IRR van 8% (aanname bij initiële toekenning steun) naar 3,5% (waarde in lijn met geobserveerde waardes in buurlanden) zou de impact maximaal 6 €/MWh zijn en gemiddeld ruim 2 €/MWh. In ongeveer de helft van de gevallen zou de daling van de onrendabele top beperkt blijven tot minder dan 1 €/MWh.

4 Conclusies

Er zijn een beperkt, maar voldoende significant aantal installaties die recht hebben op een verlenging van de steunperiode. Dit betreft 277 MWe aan windenergieprojecten, enkele biomassa-installaties met meer dan 10 MWe vermogen, een 40-tal biogas-installaties (98 MWe) en ongeveer 150 MWe aan WKK-installaties op biogas. Wij beoordelen dit volume als voldoende significant om het toepassen van een afwijkende IRR aanname te overwegen.

De impact van een verlaging van de IRR waarden op de onrendabele top bij verlengingen van de steunperiode is in de meeste gevallen beperkt. Voor verlengingen van biogas installaties waarbij herinvesteringen niet in de onrendabele top-berekening meegenomen mogen worden (d.i. verlenging GSC), zal de onrendabele top ingeval van verlaging van de IRR van 12% (huidige waarde) naar 8,5% met maximum 1 €/MWh dalen en in meerdere gevallen zal de toegekende bandingfactor omwille van de aftopping niet wijzigen. Bovendien zou de onrendabele top voor een kwart van de gevallen toenemen met gemiddeld 0,27 €/MWh in plaats van afnemen. Voor windenergie kan de impact van een verlaging van 8% (huidige IRR waarde bij verlenging) naar 3.5% iets signifikanter zijn (mediaan 2.2 €/MWh), maar zal deze in de meeste gevallen niet meer dan 1 €/MWh zijn.

Bij het inschatten van de van toepassing zijnde risico's en de daaruit volgende IRR-waarden, kan het best onderscheid gemaakt worden tussen verlengingen mét en zonder herinvestering. Dit onderscheid is van belang omdat veel projectrisico's samenhangen met de planning- en realisatiefase van een investering waardoor het risicoprofiel van verlengingen met herinvestering meestal beduidend hoger is dan van verlengingen zonder herinvestering. Hierdoor kan het toepassen van een hogere IRR waarde gepast zijn bij verlengingen met herinvestering.

De verlenging van windenergieprojecten vereist doorgaans geen herinvestering en heeft mede daardoor een laag risicoprofiel wat een significant lagere IRR waarde zou rechtvaardigen. Dit komt voort uit het feit dat de levensduur van windturbines doorgaans substantieel langer is dan de initiële steunperiode en er slechts beperkte kosten vereist zijn om de installatie langer uit te baten. Verder hoeven er bij verlengingsdossiers geen kosten gemaakt te worden voor projectplanning en voor het compenseren van kosten m.b.t. geannuleerde projecten, waardoor een lager rendement gepast kan zijn. Op basis hiervan kan overwogen worden om de IRR waarde aan te passen naar waarden in lijn met minimaal vereiste rendementen die in andere West-Europese landen geobserveerd zijn (2-4% i.p.v. 8%).

De inschatting van een gepast rendement bij verlenging van windenergieprojecten heeft echter ook een historische component waardoor een minder significante verlaging overwogen kan worden. De mogelijkheid tot verlengde steun voor windenergieprojecten vloeit namelijk voort uit de vroegere regeling waarin steun in principe voor een onbeperkte periode werd toegezegd. Tegen deze achtergrond kan overwogen worden om de IRR waarde voor verlengingen van windenergieprojecten in beperktere mate te verlagen, bijvoorbeeld door deze in lijn te brengen met de huidige IRR voor nieuwe windenergieprojecten (5,5%). Hiermee wordt wel gecorrigeerd voor bijvoorbeeld de lagere rentestanden, maar wordt niet de volledige afname van het risicoprofiel van bestaande windenergie-installaties meegenomen.

De verlenging van de steunperiode voor biogas-WKK's vereist voor de toekenning van WKC's doorgaans wel een significante herinvestering (ingrijpende wijziging) waardoor het risicoprofiel slechts beperkt lager is. Voor deze projecten geldt dat de toegepaste IRR waarde ingeval van verlenging sowieso al geactualiseerd is naar de recente waarde voor nieuwe projecten (8.5%) omdat het hier gaat om nieuwe investeringen. De lagere risico's ten opzichte van een nieuwe installatie betreffen

de hogere nauwkeurigheid waarmee productievolumes en kosten ingeschat kunnen worden en de beperktere noodzaak om bijkomende infrastructuur te ontwerpen en aan te leggen. De risico's rondom het verkrijgen van vergunning, steun en de realisatie van de installatie zijn echter vergelijkbaar. Daardoor is een IRR van ongeveer 6% te beschouwen als marktconform. Omwille van de beperkt lagere risico's voor de groenestroomproductie kan deze IRR ook toegepast worden voor de groenestroomcertificaten (6% ipv 8,5 %).

Verder speelt bij deze bio-WKK installaties een vergelijkbaar historisch perspectief op oneindige steun en ook een IRR waarde (12%) die bepaald werd in een periode waarin de rentevoeten veel hoger waren dan nu. Verder blijkt uit de simulatie van de impact van een verlaging van de IRR waarde dat deze een zeer beperkte impact heeft en in sommige gevallen in het geheel niet tot een verlaging van de bandingfactor zou leiden. Dit alles in overweging nemende, concluderen we dat het moeilijk is om te beoordelen of een verlaging van de IRR waarde aangewezen is en kan men deze eventueel ook gelijk houden aan de waarde voor nieuwe projecten (8,5%), ook gezien de geringe impact van een verlaging.