

# Consultatiedocument basisbedragen SDE+ 2016

*Reacties van ECN en DNV GL op binnengekomen vragen  
en opmerkingen uit de marktconsultatie*

S.M. Lensink  
C.L. van Zijljen

Oktober 2015  
ECN-E--15-035



## Verantwoording

ECN en DNV GL hebben waardevolle informatie uit de markt ontvangen tijdens de openbare consultatie over het Conceptadvies Basisbedragen SDE+ 2016 (ECN-E--15-010). In dit consultatiedocument geven ECN en DNV GL weer op welke wijze de informatie verwerkt is in het Eindadvies Basisbedragen SDE+2016 (ECN-E--15-052). Dit document bevat tevens antwoorden op vragen die tijdens de consultatie zijn gesteld.

Het consultatiedocument is onderdeel van oplevering van het eindadvies aan het ministerie van Economische Zaken. Dit onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.3329. Projectleider van het project is Christine van Zuijlen. Het eindadvies en nadere informatie is te vinden op <https://www.ecn.nl/nl/projecten/sde>.

Eventuele vragen over dit document kunnen gesteld worden door middel van een email aan [sde@ecn.nl](mailto:sde@ecn.nl).

## Abstract

ECN and DNV GL have written a draft advice on the SDE+ base rates 2016. Stakeholders have been consulted on this draft advice in an open consultation round. The responses from stakeholders have been used to write the final advice. This document narrates whether and how the responses have been incorporated in the final advice. It also includes answers to anonymised and aggregated questions on the draft advice.

“Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.”



# Inhoudsopgave

	<b>Samenvatting</b>	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Algemeen</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Waterkracht</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Zonne-energie</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Windenergie</b>	<b>15</b>
<b>6</b>	<b>Geothermie</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Waterzuivering</b>	<b>25</b>
<b>8</b>	<b>Verbranding en vergassing van biomassa</b>	<b>26</b>
<b>9</b>	<b>Vergisting van biomassa</b>	<b>35</b>



# Samenvatting

Dit rapport toont de ontvangen (geanonimiseerde) marktconsultatiereacties op het Conceptadvies Basisbedragen SDE+ 2016 en de manier waarop ECN en DNV GL deze reacties hebben beantwoord en hebben meegewogen in het opstellen van het Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2016. Daar waar het anonimiseren van de reacties niet mogelijk was of informatie te gemakkelijk herleidbaar was naar bepaalde partijen, zijn deze opmerkingen niet opgenomen in dit rapport.

# 1

## Inleiding

Op 7 april 2015 hebben ECN en DNV GL het conceptadvies basisbedragen SDE+ 2016 (ECN-E--15-010) gepubliceerd en ter consultatie aangeboden aan marktpartijen. De consultatieronde was openbaar; er zijn circa 40 reacties ontvangen en op basis daarvan zijn ruim 20 gesprekken gevoerd. De binnengekomen reacties en de gevoerde gesprekken zijn gebruikt om het Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2016 (ECN-E—15-053) op te stellen.

In dit rapport wordt antwoord gegeven op de binnengekomen vragen en wordt uitgelegd hoe met de inbreng van respondenten is omgegaan bij het opstellen van het eindadvies. De consultatiereacties zijn door ECN en DNV GL vertrouwelijk behandeld. Daarom toont dit rapport de vragen en reacties enkel in geanonimiseerde vorm. In sommige gevallen verdween met het anonimiseren de boodschap van de vraag/opmerking of was de reactie alsnog te herleiden naar specifieke partijen. In die gevallen is de consultatiereactie niet opgenomen in dit rapport. Daarnaast zijn in sommige gevallen reacties gebundeld of geclusterd tot de voornaamste strekking van de reacties. Hierdoor kan het voorkomen dat eigen reacties niet direct terug lijken te komen in de beantwoording. Deze zijn dan meegenomen in een gebundelde reactie.

Verder zijn er gedurende de marktconsultatie ook opmerkingen gekomen die geen betrekking hadden op de basisbedragen of buiten de onderzoeksopdracht van ECN en DNV GL vallen. Indien dit het geval is, dan is dat vermeld; de opmerkingen zelf zijn wel opgenomen in dit rapport.

De opbouw van dit rapport volgt de hoofdstukindeling van het conceptadvies. De vragen zijn gegroepeerd in de hoofdstukken waar zij het meest betrekking op hadden.

# 2

## Algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>Sommige projecten, zoals windprojecten of waterkrachtprojecten kennen een langere aanlooptijd dan bijvoorbeeld zonne-energieprojecten. Hoe gaat ECN om met deze ongelijkheid?</p>	<p>Het advies gaat uit van projecten die in 2016 SDE+ kunnen aanvragen. Voor een SDE+-aanvraag moet men in bezit zijn van de benodigde vergunningen. Het vergunningverleningsproces, maar ook algemeen de voorbereidingskosten, vinden geen weerslag in de adviezen over de basisbedragen.</p>
<p>Stadsverwarming waarin grotendeels restwarmte wordt gebruikt, wordt belast met een lager tarief dan het kleinverbruikerstarief. Als wordt overgestapt naar warmtegebruik uit een biomassacentrale, moet wel het hoge kleinverbruikerstarief betaald worden. Per saldo moet door deze verduurzaming meer energiebelasting worden betaald. Deze hogere energiebelastingkosten brengen met zich mee dat een business case voor een biomassacentrale onhaalbaar kan worden. Bij de berekening van het basisbedrag wordt hier geen rekening mee gehouden.</p>	<p>De voordelen of nadelen ten gevolge van energiebelasting hebben geen invloed op de productiekosten van de duurzame warmte, maar wel invloed op de marktwaarde die die duurzame warmte heeft. Het effect van energiebelasting wordt daarom verrekend in de correctiebedragen, niet in de basisbedragen. In de correctiebedragen wordt tot op heden nog geen verrekening gemaakt voor de situatie die hier beschreven wordt.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>In het SDE+-besluit noch in onderliggende regelingen is geborgd dat de berekeningswijze voor de correctiebedragen vast ligt voor de looptijd van de beschikking. Deze berekeningswijze kan eenzijdig door het ministerie van Economische Zaken gewijzigd worden. Het zou de financierbaarheid van projecten ten goede komen als de berekeningsmethodiek in de beschikking opgenomen wordt.</p>	<p>In de basisbedragen is geen risicopremie opgenomen ter compensatie van het genoemde risico. De juridische vormgeving van de SDE+-regeling valt buiten de scope van het onderzoek.</p>
<p>De correctiebedragen voor elektriciteit zouden afgeleid moeten worden van de termijnprijzen (Endex), niet van de spotmarkt (APX). De termijnprijzen zijn al bekend voordat het productiejaar start. Het gebruik van de spotmarkt leidt niet alleen tot budgetrisico's voor de overheid, maar ook tot onzekerheid bij energiebedrijven. Deze kopen hun elektriciteit voor eindverbruikers in de regel in op de termijnmarkt. Alles op het laatste moment via de spotmarkt inkopen zou tot enorme bedrijfsrisico's leiden. Het managen van prijs- en volumerisico tussen duurzame elektriciteitsproductie en -afname is eenvoudiger als de SDE-marktreferentie ook de termijnmarkt is.</p>	<p>De berekeningswijze van de correctiebedragen is geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>De onbalans- en profielfactor moet gebaseerd worden op basis van historische winddata.</p>	<p>De berekeningswijze van de correctiebedragen is geen onderdeel van dit onderzoek. De korte beschrijving van de berekeningswijze is overigens te vinden in de publicatie ECN-N--15-008 (Definitieve correctiebedragen SDE+ 2014), die te downloaden is via de website van ECN.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>De basiselektriciteitsprijs is 2/3 van de langetermijnmodellering door ECN. Deze langetermijnmodellering dient zoveel mogelijk op basis van marktnoteringen gemaakt te worden, immers dat is de reële marktprijs. Waar dit niet kan, kunnen brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen zoveel mogelijk gebruikt kunnen worden om de marginale elektriciteitsprijs te modelleren.</p>	<p>De modellering van de elektriciteitsprijzen vindt plaats in het kader van de Nationale Energie Verkenning (NEV), zie <a href="https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/">https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/</a>.</p> <p>De berekeningswijze van de SDE-basisprijzen is geen onderdeel van de NEV noch van dit onderzoek. Meer informatie is te downloaden via de ECN-website: ECN-N--14-023 (Basisprijzen SDE+ 2015).</p>
<p>We zien een tendens om projecten met meerdere partijen te ontwikkelen. Op het moment dat de SDE+ aangevraagd wordt, worden soms keuzes in de samenwerking gemaakt, die later niet meer teruggedraaid kunnen worden. We pleiten voor de mogelijkheid om één afgegeven beschikking te zijner tijd te kunnen splitsen naar twee of meerdere beschikkingen.</p>	<p>De vormgeving van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>Alle projecten die met inkoop van biomassa te maken hebben, hebben behoefte aan een level playing field. Voor een echt level playing field zouden de basisbedragen ook voor reeds beschikte projecten aangepast moeten worden wanneer de biomassa prijzen structureel stijgen. Dit zou via het correctiebedrag kunnen. Hierin voorziet de SDE+ niet.</p>	<p>Voor de basisbedragen wordt in de biomassaprijs ook een risicopremie berekend. Tevens wordt de biomassaprijs geïndexeerd met de verwachte inflatie van 1,75%. Bij een enigszins fluctuerende maar op de lange termijn stabiele marktprijs, ontstaat hierdoor een stabiele <i>willingness to pay</i> van SDE-projecten voor biomassa. Het risico op sterk stijgende biomassaprijzen wordt hierbij volledig bij de aanvrager gelegd.</p> <p>Door de biomassaprijzen op te nemen in de correctiebedragen, neemt het risico op een opwaarts prijsspiraal toe. Aangezien correctiebedragen ook een bodem kennen (basisprijs), biedt de voorgestelde aanpak bovendien alsnog geen garantie op oplossing van het probleem.</p>



Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>Als uitgangspunt wordt gesteld dat de bouw projecten met een SDE+ 2016 beschikking in 2016, begin 2017, van start zal gaan. In de praktijk zal dit vaak later zijn, zeker voor wind.</p>	<p>Voorwaarde voor de SDE+ is het hebben van de benodigde vergunningen. Vertraging kan ontstaan door aanbestedingen en contractonderhandelingen. Bij het berekenen van de basisbedragen wordt er echter niet vanuit gegaan dat deze tijdsvertraging op voorhand al optreedt. Dientengevolge valt het binnen het generieke projectrisico.</p>
<p>Voor een rente met groenfinanciering wordt 4,5% als uitgangspunt genomen. Zonder groenfinanciering een rente van 5,5%. De 'groenkorting' bedraagt over het algemeen geen 1,0%, in de regel is dit eerder 0,50%.</p>	<p>De groenkorting is verlaagd naar 0,5%.</p>
<p>Qua rentepercentage worden voor alle technologieën dezelfde uitgangspunten genomen. Dit is in de praktijk zeker niet het geval. De daadwerkelijke rente heeft te maken met de risico inschatting van de verschillende projecten. Deze is voor wind over het algemeen wat lager dan voor biomassa, waterkracht, geothermie of zelfs zon-PV. Het lijkt ons verstandig hier een onderscheid in te maken.</p>	<p>Het werkelijke rentepercentage hangt samen met het risico van een project, dat door diverse aspecten beïnvloed kan worden (zoals categorie, project of zelfs initiatiefnemer). Om de modellering van kapitaalslasten transparant te houden, is gekozen voor een zo generiek mogelijke en gestileerde cashflowberekening, waarbij enkel het aandeel eigen vermogen en het rendement aan eigen vermogen als parameters gebruikt wordt om de totale kapitaalslasten zo goed mogelijk te weerspiegelen.</p>
<p>Voor de verhouding vreemd vermogen / eigen vermogen is wel onderscheid gemaakt. Voor wind ligt deze verhouding over het algemeen iets hoger dan wordt gesteld (85%/15%). Voor de overige projecten is een eigen inbreng van 30% realistisch.</p>	<p>Bij het merendeel van de categorieën in met 30% eigen vermogen gerekend. Wind op land is een van de uitzonderingen met 20%. ECN en DNV GL herkennen de 15% ook in de markt, maar dat is op basis van aangedragen informatie naar verwachting niet een aandeel eigen vermogen waarmee ook de zeer grote windprojecten gefinancierd gaan worden.</p>
<p>Er staat dat de voorbereidingskosten niet worden meegenomen in het investeringsbedrag van het project. Wij vragen ons af waarom, aangezien deze voor sommige projecten aanzienlijk kunnen zijn.</p>	<p>Het niet meenemen van de voorbereidingskosten is een uitgangspunt dat door het ministerie van Economische Zaken aan ECN en DNV GL is meegegeven.</p>

# 3

## Waterkracht

### Waterkracht valhoogte groter dan 50 cm renovatie

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
In het algemeen halen waterkrachtcentrales in Nederland niet zo'n hoog aantal vollasturen.	Het aantal vollasturen is in het eindadvies verlaagd tot 2600 vlu, op basis van informatie van CBS-statline en ontvangen marktinformatie.

### Vrijestromingsenergie

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
Er is aangegeven dat het inmiddels mogelijk is om met bepaalde turbines een hoger aantal vollasturen te behalen dan 2800.	Nieuwe projecten kennen de nodige ontwerprijheidsgraden die invloed hebben op het aantal vollasturen. Het aantal vollasturen is verhoogd naar 3700 op basis van aangedragen projectplannen.

### Osmose

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
In plaats van de specifieke techniek osmose te gebruiken is het correcter om de bredere benaming voor de technologie van salinity gradient te gebruiken.	ECN en DNV GL volgen in beginsel de naamgeving in de SDE+-aanwijzingsregelingen. Het advies van ECN en DNV GL voor osmose is dan ook even zo zeer van toepassing op andere vormen van <i>salinity gradient</i> energie.

# 4

## Zonne-energie

### Zonthermisch en zonne-energie algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Waarom staat zonthermisch niet ook in rubriek van groenfinanciering met 4,5%?	De gehanteerde financiële parameters voor zonthermie zijn 70% vreemd vermogen met een rentepercentage inclusief groenfinanciering (4,5%) en 30% eigen vermogen met een gewenst rendement van 12%. In het conceptadvies (ECN-E--15-010, april 2015) werd zonthermie ten onrechte niet apart genoemd bij groenfinanciering in tabel 8 op pagina 13.
Wat is de onderbouwing voor het verschil van WACC van zonthermisch met 6% en zon-PV met 5,1%? <sup>1</sup>	Oorzaak ligt in de verdeling tussen vreemd en eigen vermogen. In de praktijk blijkt dat PV-systemen met SDE+-subsidie beter financierbaar zijn dan zonthermie-systemen met SDE+-subsidie. Dit verklaart het verschil in <i>gearing ratio</i> tussen 80%/20% voor zon-PV en 70%/30% voor zonthermie, passend bij 'overige categorieën'. In het conceptadvies stonden deze percentages niet duidelijk vermeld. Dit is gecorrigeerd.

<sup>1</sup> Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie, Herziening 2015, RVO en CBS, <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/duurzame-energie/monitoring>.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Wat is de onderbouwing van het grote verschil in vollasturen tussen 700 voor zonthermisch en 950 voor zon-PV?</p>	<p>Volgens het herziene Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie uit 2015<sup>2</sup> zou de productie van zonnewarmte voor een collector per kW uitkomen op 749 kWh (1.89 GJ/m<sup>2</sup>), dus 749 vollasturen. Dit is op basis van een zonthermisch systeem voor warm tapwater en is onafhankelijk van de grootte (zie paragraaf 4.2.2 op pagina 12 van het Protocol). In het Protocol worden echter de systeem- en stilstandsverliezen niet meegenomen, terwijl dat in de SDE+ wel het geval is. De systeemgrenzen liggen bij de SDE+ tussen de opwekinstallatie en het gebruik van de warmte, bij zonthermie is dat achter het opslagvat voor warm water. Er is hiermee geen aanleiding om het aantal vollasturen voor zonthermische installaties te wijzigen: het aantal van 700 uren/jaar blijft gehandhaafd. Voor zon-PV staat in het eindadvies een toelichting op het aantal vollasturen.</p>

<sup>2</sup> Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie, Herziening 2015, RVO en CBS, <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/duurzame-energie/monitoring>.

## Zon-PV

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Grondgebonden PV-systemen zijn volgens marktpartijen op onderdelen duurder dan dakgebonden PV systemen vanwege hogere kosten voor constructiemateriaal, pacht, leges en netwerkaansluiting	Mede naar aanleiding van deze opmerking heeft nader onderzoek plaatsgevonden naar de kosten van veldsystemen. Dit onderzoek leverde het beeld op dat eventuele verschillen in kostenopbouw tussen veld- en daksystemen in het algemeen kleiner zijn dan de spreiding binnen de groepen als zodanig. Schaalvoordeel maakt in het algemeen grote systemen relatief goedkoper, waardoor ze t.o.v. de grootte van het referentiesysteem i.h.a. een voordeel hebben dat eventuele meerkosten deels kan compenseren. Aanvragen uit afgelopen jaar laten zien dat voor grote vermogens veldsystemen gelijke investeringsbedragen opvoeren als dakgebonden systemen. Er is hierom gekozen om geen onderscheid te maken tussen grondgebonden en dakgebonden systemen.
Mogelijk zou voor 2016 voor zon-PV een opbrengstberekening verplicht gesteld kunnen worden zodat het aantal te ruim afgegeven beschikkingen beperkt wordt.	Dit commentaar valt niet binnen de bepaling van het basisbedrag.
De 'termsheets' die verschillende banken gebruiken voor het overleggen van de financierbaarheid van een PV project behelzen geen verplichtingen tot financieren. Dit is dus geen robuuste controle-eis.	Dit commentaar valt niet binnen de bepaling van het basisbedrag.
Wat is de onderbouwing van de keuze van het correctiebedrag?	De berekeningswijze van de correctiebedragen is geen onderdeel van dit onderzoek. Wel voert ECN eind 2015 additioneel onderzoek uit naar de berekeningswijze van de correctiebedragen.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Er wordt gesteld dat zonnepark projecten goedkoper zijn dan projecten op daken. Het tegendeel is in de praktijk waar, door extra kosten voor bijvoorbeeld netaansluiting, beveiliging, hekwerk en stelling. Daarnaast zijn er nog grondkosten. Wij pleiten voor een aparte categorie voor zonneparken.</p>	<p>Zonneparken kunnen door omstandigheden inderdaad duurder zijn dan projecten op daken, maar die omstandigheden hoeven niet, of niet allemaal, op te treden bij de diverse projecten. Ervaringen in het buitenland leren dat de kosten vaak ook lager kunnen zijn. We zien dan ook onvoldoende feitelijke basis om generiek te stellen dat zonneparken duurder zijn dan dakprojecten. Daarmee is er geen basis voor ECN en DNV GL om een aparte categorie te adviseren.</p>
<p>Voor zon-PV wordt als referentie installatie een project van 100 kWp genomen. In de praktijk komen zulke projecten niet in aanmerking voor projectfinanciering. Projecten met een minimale omvang van 500 kW zijn makkelijker te financieren.</p>	<p>In de basisbedragen wordt uitgegaan van projectfinanciering als maat voor een redelijke vergoeding van kapitaal en risico's. Kleine projecten zullen inderdaad eerder in reguliere bedrijfsfinanciering worden meegenomen, maar de categorie staat ook open voor grote(re) projecten. De referentie grootte hebben we aangepast naar 250 kWp, omdat er gaandeweg een beweging gesignaleerd wordt naar grotere systemen.</p>
<p>Binnen 1 jaar na verkrijgen van de SDE-subsidie dient opdracht voor de bouw te zijn verleend. Dit kan voor sommige projecten krap zijn.</p>	<p>De voorwaarden voor verkrijgen van een SDE+-subsidie is geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>Er wordt gesteld dat zon-PV projecten over het algemeen goed financierbaar zijn. Dit is juist vanuit een risicoperspectief. Echter, zon-PV-projecten zijn in de regel klein en daarmee erg bewerkelijk. Dit bevordert de financierbaarheid niet. Voor zon-PV projecten geldt dat minimaal SDE+ fase 6 nodig is om tot een financierbare business case te komen. Ook de eigenvermogeninbreng dient vaak groter te zijn dan de 20% die wordt gesteld.</p>	<p>Kleine projecten kunnen vooral ook in de voorbereiding relatief duur zijn. Voorbereidingskosten worden niet meegewogen in de basisbedragen. Overigens lijkt deze reactie het advies van ECN en DNV GL te bevestigen dat het basisbedrag voor zon-PV meer dan 0,013 euro/kWh zou moeten zijn.</p>

# 5

## Windenergie

### Wind op land

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De invoering van winddifferentiatie en het afschaffen van de vollasturencap is een sterke verbetering voor de regeling wind op land.	ECN en DNV GL nemen deze opmerking voor kennisgeving aan.
Bij de winddifferentiatie moet opgelet worden dat de ontwikkeling op windrijke gebieden niet ontmoedigd wordt (t.o.v. hogere rendementen op windarme gebieden.)	De berekeningen van de basisbedragen voor windenergie zijn gericht op gelijkwaardige stimulering van windenergie in zowel windrijke als windarme gebieden.
De opbrengstverliezen liggen hoger dan waar ECN en DNV GL mee rekenen.	Vorig jaar is er een uitvoerige herberekening gedaan naar de verliezen in windparken. Er zullen mogelijk parken zijn die hogere verliezen hebben, maar op basis van de gegevens die ECN en DNV GL hebben, is er geen reden tot aanpassing van verliezen voor een park van 50 MW.
Het rendement op eigen vermogen van 12% is laag voor windprojecten.	ECN en DNV GL bevestigen dit, want in het conceptadvies is al met 15% gerekend en dit geldt ook voor eindadvies.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Grondkostendaling wordt nog altijd niet in de markt herkend. RVB hanteert nog altijd de oude waarde.</p> <p>Er wordt gesteld dat de grondkosten met 10% dalen. Wij zijn benieuwd waarop dit is gebaseerd. Wij zien deze trend nog niet.</p> <p>RVB geeft een verlaging voor de grondkosten voor 2015, maar het effect ijlt na.</p>	<p>ECN en DNV GL krijgen van EZ het uitgangspunt mee om met lagere grondkosten te rekenen. In het eindadvies is de bevinding opgenomen dat dit jaar tijdens de marktconsultatie het voorzichtige signaal kwam dat deze grondkostendaling zich langzaam in de markt lijkt in te zetten. Deze daling loopt wel achter op de daling in de SDE (het effect ijlt na) en de daling wordt lang niet door alle marktpartijen herkend.</p>
<p>Wanneer een P90-scenario uitgaande van banking wordt vergeleken met een P90-scenario uitgaande van de windfactor, geeft eerstgenoemde situatie een slechtere uitkomst. Ook wanneer het extra jaar aan het einde van de subsidieperiode wordt gebruikt om gemiste productie in te halen. Graag denken wij samen met u na of er wellicht manieren zijn om de financierbaarheid van projecten te verbeteren.</p>	<p>Het basisbedrag wordt berekend op basis van een P50-scenario, omdat dat gemiddeld genomen de subsidiebehoefte goed weergeeft. De financiering wordt wel gecompliceerd door de P50-benadering enerzijds en de P90-benadering bij de financiering anderzijds. De basisbedragen worden echter berekend op basis van een rendement op eigen vermogen van 15% dat "gemiddeld genomen" wordt gehaald (P50), en niet een rendement van 15% dat in 90% van de gevallen wordt gehaald (P90). Uitgaan van een P90-benadering bij de berekening van de basisbedragen zou anders ertoe leiden dat de facto 90% van de projecten overgestimuleerd worden.</p>
<p>Banking kan negatief effect hebben op financierbaarheid.</p>	<p>Banking is een uitgangspunt voor de SDE, dat vorig jaar door EZ geconsulteerd is. De effecten van banking worden niet meegenomen in de berekeningen van de basisbedragen.</p>
<p>Basiselektriciteitsprijs wordt pas in de NEV bekend gemaakt.</p>	<p>In het eindadvies worden de basisprijzen opgenomen.</p>
<p>Profiel en onbalanskosten worden niet geconsulteerd maar hebben wel invloed op de business case.</p>	<p>ECN zal dit jaar op aangeven van EZ een apart onderzoek naar de rekenmethode correctiebedragen uitvoeren.</p>



Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De participatiekosten zijn steeds meer generiek te noemen; projecten worden nu volgens NWEA gedragsprotocol uitgevoerd.	ECN en DNV GL hebben van EZ het uitgangspunt meegekregen om de participatiekosten niet mee te rekenen in de basisbedragen.
ECN en DNV GL nemen aan dat de vaste O&M-kosten dalen, maar onze informatie is dat de totale verzekeringskosten gemiddeld op [x] euro/kW liggen.	De genoemde verzekeringskosten vallen binnen de range die ECN en DNV GL waarnemen. Op basis van deze informatie blijven de vaste O&M zoals gepresenteerd in het conceptadvies.
Door de invoering van banking en het vervallen van de VLU cap worden turbines met meer productie gestimuleerd. Deze hebben hogere variabele O&M-kosten.	ECN en DNV GL nemen door fabrikanten aangeleverde informatie over CAPEX en OPEX mee in de analyse. Deze informatie is turbinespecifiek.
Voor grotere parken geldt dat vanwege de langere bouwtijd, de inkomsten pas vaak pas een jaar later komen dan de uitgaven.	ECN en DNV GL geven aan dat dit hier voor Wind op Zee wel rekening mee wordt gehouden en dat het wellicht voor de grotere windparken op land ook meegenomen kan worden. Wel geven ECN en DNV GL aan, dat nu in de regeling uitgegaan wordt van een parkvermogen van 50 MW. Bij dergelijke parken is de bouwtijd relatief beperkt.
Is 15% rendement op eigen vermogen voldoende om het merendeel van de projecten door te laten gaan? Berekenen ECN en DNV GL ook een netto rendement op eigen vermogen?	ECN en DNV GL maken geen "netto-rendementsberekeningen.
Afdrachten aan decentrale overheden zijn ook nog kostenposten, naast de participatiekosten volgens de gedragscode.	De niet bij wet geregelde afdrachten aan decentrale overheden worden conform de onderzoeksopdracht niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen.
Welke incidentele kostenvoordelen worden bedoeld bij overige kosten?	Incidentele kostenvoordelen kunnen bijvoorbeeld het inkoopvoordeel zijn dat behaald kan worden wanneer een groter aantal turbines gekocht wordt bij een fabrikant.
Review van de windkaart op basis van opbrengstcijfers is gewenst.	De windkaart is door het KNMI gemaakt in opdracht van RVO.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Graag aandacht voor de referentieperiode van een windrapport.	De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.
Winddifferentiatie is nu gebaseerd op de windsnelheid op 100 meter. Toch zijn er nog altijd veel projecten met lagere ashoogtes.	ECN en DNV GL geven aan dat veel turbines in het model zijn meegenomen, in het turbinesample zitten ook turbines met een lagere ashoogte.
Door de invoering van een P50-windrapport en een 16 <sup>e</sup> subsidiejaar is de kans op overstimulering groter. Het is zaak dat er regels worden opgesteld waaraan een P50-berekening moet voldoen.	De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.
De uitgangspunten van het windrapport moeten voor iedereen gelijk gemaakt worden.	De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.
Welke eisen worden er aan een windrapport gesteld? En wat gebeurt er als de windsnelheid in het windrapport in grote mate afwijkt van de windsnelheid die geldt voor de gemeente waarin het windpark wordt gerealiseerd?	De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.
Alle projecten moeten doorgaan om de winddoelstelling te halen, dus niet alleen "het merendeel" zoals beschreven in de SDE.	ECN en DNV GL geven aan dat "het merendeel" wordt gebruikt om zo de excentrieke projecten eruit te vissen. Normale windprojecten moeten dus met deze regeling uit kunnen.
In de berekeningen wordt geen rekening gehouden met contingency.	Of de post contingency, onvoorzien, moet worden meegenomen, hangt af van de aard van de kostendata. De post onvoorzien wordt in een begroting vaak opgenomen, maar in de gerealiseerde kosten is een post onvoorzien niet nodig (de onvoorziene kosten zijn dan aan specifieke gerealiseerde kosten toegerekend). ECN en DNV GL baseren het advies zoveel mogelijk op gerealiseerde kosten.
Hoe wordt de WACC berekend?	In het OT-model dat op de website van ECN is gepubliceerd is de formule van de WACC opgenomen.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Referentiegrootte van 50 MW is niet realistisch voor een windproject op land.</p> <p>Als referentie project wordt een project van 50 MW genomen. Dit zijn er maar enkele per jaar. Het merendeel van de projecten is kleiner.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben een referentiegrootte berekend, die zowel recht doet aan kleinere (15MW) parken als aan de grote RCR-projecten. Een klein park heeft bijvoorbeeld te maken met kleinere zogverliezen dan is aangenomen voor het 50 MW park. Een groot park kan daarentegen weer gebruik maken van inkoopvoordeel op bijvoorbeeld de turbines, maar heeft bijvoorbeeld weer grotere netaansluitingskosten. Door middel van de controleberekeningen hebben ECN en DNV GL aangetoond dat een park van 50MW zou moeten voldoen.</p>
<p>Dalende energieprijzen kan een issue worden (“door de bodem zakken”)</p>	<p>Hier wordt binnen het basisbedrag voor gecorrigeerd door deze op te hogen met een basisprijspremie.</p>
<p>Kleinschalige projecten met lagere ashooftes zijn met deze SDE+ niet meer rendabel omdat de windfactor is afgeschaft.</p>	<p>De effecten van de windfactor, of de afschaffing daarvan, zijn geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>Voorstel om binnen de SDE+ een nieuwe categorie te maken voor Wind op Land kleiner dan 1 MW.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. Het eindadvies bevat geen doorrekening van een dergelijke categorie.</p>

## Wind op land één op één vervanging

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Marktpartijen gaven kritiek op het criterium van +1MW. Voorstel om dit te veranderen in +20% rotoroppervlakte.	In overleg met het ministerie van Economische Zaken is besloten de één-op-één vervangingscategorie niet op te nemen in het eindadvies.
De opbrengsten uit de verkoop van de oude turbine liggen lager dan nu door ECN en DNV GL ingeschat. Suggestie: baseer het op de oud-ijzerprijs.	Idem
Bij de regeling wordt geen rekening gehouden met turbines die ouder zijn dan de economische levensduur, maar nog niet de technische levensduur hebben bereikt. Deze turbines een veel lagere restwaarde.	Idem
Voorstel om verlengde levensduur toe te passen met een prijs die hoger ligt dan de stroomprijs.	Idem
Kostenopbouw overige kosten is onduidelijk; waarom is dit zoveel lager dan bij nieuwe projecten?	Idem
Bij 1-op-1 vervanging wordt gerekend met 4,5% rente en de gewone SDE+ met 5,5% rente.	Idem
Omdat het bij 1-op-1 vervanging veelal om solitaire turbines gaat zou de referentiegrootte in plaats van 5 MW beter 1 MW kunnen zijn.	Idem
De verliezen voor solitaire turbines zijn [x]% in plaats van 8%.	Idem
De CAPEX van 800 €/kW is door ECN en DNV GL te laag ingeschat.	Idem
Opbrengst oude turbine is ongeveer gelijk aan verwijderingskosten.	Idem
Kleine projecten hebben hogere financieringskosten, agrariërs staan garant met hun eigen boerderij.	Idem

## Wind op verbindende waterkeringen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Wind op Verbindende waterkeringen ook mogelijk maken voor primaire zeeverende keringen, hier zijn dezelfde meerkosten van toepassing.	De afbakening van een categorie wordt besloten door het ministerie van Economische Zaken in de aanwijzingsregeling. ECN en DNV GL hebben in hun advies opgenomen op wat voor type projecten het advies van toepassing is.

## Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Het aantal vollasturen van 3700 is niet haalbaar op de diverse locaties in het IJsselmeer waar plannen zijn voor wind in meer.	ECN en DNV GL hebben de vollasturen aangepast naar 3650 deels op basis van signalen uit de markt en op basis van het huidige turbinesample voor wind in meer.
De investeringskosten van [x] €/kW zijn te laag, vermoedelijk omdat met te lage netaansluitingskosten gerekend is.	ECN en DNV GL doen geen uitspraak over de post die is opgenomen voor de netaansluitingskosten. De investeringskosten zijn gebaseerd op generieke aannames, deels door marktinformatie en deels door ervaringen van wind op land van wind op zee te extrapoleren. Maar ook unieke aspecten van wind in meer zijn in het advies meegewogen.
Lengte van de bouwtijd voor een project dat groter is dan 300 MW lijkt niet meegenomen te zijn.	ECN en DNV GL hebben een schaduwberekening uitgevoerd voor een project met een bouwtijd van meer dan een jaar en een latere start van de elektriciteitsproductie. Voor een park van 150 MW, wat de referentie grootte is, leidt dit niet tot aanpassing van het advies.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>De verhouding van vreemd en eigen vermogen is 20/80 is redelijk voor kleine wind-op-landprojecten, maar niet realistischer voor grote watergebonden projecten.</p>	<p>Het advies voor de SDE+ 2016 is hierop aangepast ten opzichte van het advies voor de SDE+ 2015. Er wordt bij wind in meer gerekend met 25% eigen vermogen. Dit houdt het midden tussen wind op land (20%) en wind op zee (30%), zie notitie ECN-N--15-014 'Kosten wind op zee 2015'.</p>
<p>Welke windturbines worden voor het wind in meer model gehanteerd?</p>	<p>ECN en DNV GL doen geen uitspraak welke turbines zij mee rekenen in het model, maar geven aan dat in het model voor Wind in Meer rekening is gehouden met turbines die daadwerkelijk in meer geplaatst mogen en kunnen worden.</p>

# 6

## Geothermie

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Vraag voor SDE+ ook naar P90, net zoals banken en het garantiefonds	Dit kan niet, omdat de SDE+ uit moet gaan van de gemiddelde productie van een hernieuwbare energiebron, en dat is per definitie de P50.
Sta ook gas/olieputten als geothermieputten toe in de SDE+ regeling. Een marktpartij is hierin geïnteresseerd en geeft aan dat het boorrisico hierdoor kleiner is - de put is immers al geboord en daardoor is er ook meer over de ondergrond bekend. Uiteindelijk zullen de kosten iets, maar niet veel lager liggen dan bij een conventionele geothermieput. Vandaar dat het de voorkeur zou genieten om deze variant toe te staan binnen de categorie Geothermie, warmte >500 m.	Op basis van een toetsing van de kosten van eerstkomende projecten, adviseren ECN en DNV GL om de reguliere categorie in 2016 open te stellen voor deze projecten. Gegeven de grote diversiteit van zulke projecten, is het niet gezegd dat ook in komende jaren gas/olieputten en nieuwe geothermieprojecten in één categorie samengevoegd kunnen blijven.
Op dit moment is het nog niet mogelijk om SDE+ aan te vragen voor een project als dat wil uitbreiden. Dit zorgt ervoor dat bestaande putten niet verder worden geoptimaliseerd. Dit zou een minder risicovolle manier zijn om meer duurzame energie uit geothermie te halen.	De opmerking is doorgegeven aan EZ.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De SDE+ houdt er nu geen rekening mee dat bij aansluiting van een warmtenet er een volloopsENARIO is, waarbij in de eerste jaren nog niet het volle potentieel van het net gebruikt zal worden. Er is dus een hogere onrendabele top aan het begin van het project.	Er is voor de referentiecasiE aangenomen dat er een op de jaren stabiel warmteleveringspatroon is van 5500 vollasturen, waarbij de referentie gebaseerd is op glastuinbouw, niet op stadsverwarming.
5500 vollasturen wordt niet gehaald door de projecten. Gemiddeld maken zij ca. 4700 vollasturen per jaar.	In de marktconsultatie is bevestigd dat 5500 vollasturen een haalbaar aantal vollasturen zou moeten zijn voor nieuwe projecten.
Eigen vermogen is in werkelijkheid vaak 40% en niet 30%. De gehanteerde WACC is te laag.	De basisbedragen voor geothermie zijn verhoogd ten opzichte van het advies van vorig jaar. Dit zou, binnen de mogelijkheden van een exploitatiesubsidie, de financierbaarheid moeten verbeteren.
Diverse aspecten zijn prijsverhogend, en mogelijk niet altijd goed meegenomen in de basisbedrag berekeningen, zoals boortijdoverschrijdingen, extra kosten ten gevolge van corrosie, scaling, verstopping en slijtage en kosten voor het boren van een extra put vanwege corrosie, het van boren sidetracks.	De genoemde kostenverhogingen zijn afwijkingen ten opzichte van het oorspronkelijke projectontwerp, het zijn projecttegenslagen waar het rendement op eigen vermogen compensatie voor biedt.
Tevens is er behoefte aan een investeringssubsidie, in combinatie met een prestatiesubsidie.	De toegevoegde waarde van een investeringssubsidie is geen onderdeel van dit onderzoek.
We stellen voor om geen restwaarde in te rekenen, omdat er sterke twijfel is of de systemen inderdaad 15 jaar lang kunnen opereren, laat staan langer.	Over de absolute hoogte van de restwaarde is veel onzekerheid, dat er een zekere restwaarde is na 15 jaar wordt door de meeste partijen niet bestreden
Er wordt voorgesteld om geothermische warmtekracht de eerstkomende jaren achterwege te laten in de SDE+ aangezien het meer zinvol is om aandacht te besteden aan de ontwikkeling geothermie > 500 m tot bv <4.500 om een meer volwassen sector te laten ontstaan.	De opmerking wordt meegegeven aan het ministerie van Economische Zaken.



Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Welke nieuwe inzichten er zijn om de investeringskosten naar beneden bij te stellen en de vaste en variabele kosten iets te verhogen?</p>	<p>ECN, DNV GL en TNO baseren het advies op zo recent mogelijke data, die deels uit vertrouwelijk beschikbaar gestelde bronnen afkomstig kan zijn.</p>
<p>Moet vanwege de nieuwe inzichten en de nieuwe informatie het vermogen van de bron van de referentie-installatie ook niet omhoog bijgesteld moet worden?</p>	<p>Op basis van de beschikbare informatie zien ECN, DNV GL en TNO geen noodzaak om het vermogen van de bron bij te stellen.</p>
<p>Voor geothermie &gt;3500m wordt gerekend met een relatief laag vermogen van 15MW, aangezien de bronnen &lt;3500m al vrij dicht tegen deze grens aankomen. Voor projecten met een diepte van 4000m of meer, zou het vermogen van de referentiecasse hoger mogen liggen.</p>	<p>De categorieafbakening ligt bij 3500 meter. Voor projecten dieper dan 3500 meter is een referentie-project doorgerekend met een boordiepte van 3700 meter. Het vermogen van een bron is overigens van veel meer zaken afhankelijk dan enkel de boordiepte.</p>
<p>[x] is het eens met de overwegingen van ECN en DNV GL voor geothermie gecombineerde opwekking. [x] vindt dat deze toepassing nog te nieuw is om opgenomen te worden in de SDE+-regeling, mede omdat er nog geen projecten worden voorzien in 2016.</p>	<p>Naar aanleiding van het conceptadvies hebben ECN, DNV GL en TNO extra informatie ontvangen over interesse voor de SDE+2016 in de categorie geothermie gecombineerde opwekking.</p>

# 7

## Waterzuivering

### RWZI - Thermofiele gisting van secundair slib

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Graag ook primair slib-vergisting en ombouw van bestaande mesofiele vergisting naar thermofiele vergisting als categorie openen.	Primair slib wordt niet toegestaan: juist de kleine RWZI's met alleen secundair slib hebben financieel moeite om een business case rond te rekenen; de biogasproductie van secundair slib is namelijk te laag. Primair slib kent reeds vergistingsinitiatieven, meestal wel mesofiel, die zonder subsidie zijn neergezet.

### AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De situatie van open hubs voor biogasproductie voor meerdere leveranciers en afnemers voor optimalisatie van biogas-aanwending en minimalisatie van de biogaskakel, zou in de SDE+ gehonoreerd moeten worden.	Een wijziging van de vormgeving van de SDE+-regeling om ook biogas voor open hubs te ondersteunen, valt buiten het kader van dit onderzoek.
In situaties waarbij er op locatie al voldoende warmte beschikbaar is, kan thermischedrukhydrolyse ook goed gebruikt worden voor de productie van hernieuwbaar gas.	ECN en DNV GL hebben deze situatie doorgerekend en vastgesteld dat er een onrendabele top is. In het advies is echter de hanteerbaarheid van de regeling, het feit dat er één mogelijk project was besproken en het beperkte aantal mogelijke projecten in totaliteit, ook meegewogen. Na overleg met ministerie van Economische Zaken en RVO is daarom geen advies opgenomen om deze categorie te openen.

# 8

## Verbranding en vergassing van biomassa

### Gehanteerde prijzen voor biomassaverbranding en -vergassing

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Gegeven de stijging van de prijs voor snoei- en dunningshout van 10 euro/ton naar 48 euro/ton in 10 jaar tijd, en gegeven de gemiddelde contractlooptijd van 1 à 2 jaar, zou de risicopremie veel hoger moeten zijn.	Enkele jaren geleden werd vooral knip- en snoeihout toegepast, wat een lagere prijs heeft dan snoei- en dunningshout. Inderdaad bevat het advies van ECN en DNV GL wel de aanname dat er geen grote prijsstijging, behoudens inflatie, zal ontstaan in de komende jaren.
De categorie voor biomassavergassing kan de eerstkomende jaren geschrapt worden uit de SDE+, omdat er geen concrete initiatieven in voorbereiding zijn.	ECN en DNV GL zien wel interesse in de markt naar biomassavergassing.
Het conceptadvies schenkt geen aandacht aan de toepassing van biomassa als grondstof, waarbij een waardeketen ontstaat. Daarmee doet het conceptadvies onvoldoende recht aan de kansen die biomassa biedt.	De SDE+-regeling richt zich uitsluitend op het stimuleren van de productie van hernieuwbare energie, niet op het gebruik van biomassa als grondstof. Daar waar wel algemeen een duurzame-installatie wordt neergezet in combinatie met het gebruik van biomassa als grondstof, wordt hier in de berekening van de basisbedragen rekening mee gehouden.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>De prijs van 48 €/ton voor 9 GJ/ton is een redelijke prijs. De prijs voor houtsnippers is echter een nationale markt die minder stabiel is dan de internationale houtpelletprijs.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben geen aanpassing in de prijs van houtsnippers aangenomen. Er wordt gerekend met 49 €/ton inclusief risicopremie.</p>
<p>Het is zeer betreurenswaardig dat productgas, ook wel syngas genoemd, dat vrijkomt bij vergassen van biomassa, voor SDE subsidie omgezet dient te worden naar aardgaskwaliteit. Dit daarmee relatief kleinschalige vergasser projecten, waarbij met syngas in een wkk omgezet wordt in benutbare elektriciteit en warmte, uitgesloten worden voor SDE.</p>	<p>Het zit niet in de opdracht van het ministerie van Economische Zaken om een basisbedrag uit te rekenen voor de productie van syngas, aangezien subsidiëring in de SDE+ verloopt via meting van hernieuwbaar gas, elektriciteit of warmte. Als syngas wordt ingezet in een WKK, is sprake van thermische conversie.</p> <p>ECN en DNV GL beschouwing een vergasser niet als referentie-technologie voor de categorie thermische conversie van biomassa.</p>
<p>Bij vergassing van hout naar syngas is het gehanteerde rendement van 70% te hoog. In de markt is 62,5% het hoogst dat wordt aangeboden. Ook de exothermie van syngas naar groengas leidt tot een rendementsverlaging die moet worden meegenomen in de rendementsberekening.</p>	<p>Het rendement is gebaseerd op concrete projectinformatie en wordt daarmee haalbaar geacht, wel is het afhankelijk van de te kiezen technologie. De referentie-installatie zet hout niet om naar syngas als tussenproduct, maar creëert direct methaan. De investeringskosten van de referentie-installatie liggen dan ook hoger dan van een vergassingsinstallatie die syngas produceert. Rendementsverliezen bij de omzetting naar hernieuwbaar gas zijn meegenomen in de berekening.</p>
<p>In de cashflowberekening was sprake van een rekenfout. De biomassa kosten werden opgevoerd als 48 €/ton met 9 GJ/ton inhoud. Dat is 5,3 €/GJ hout. Echter in de berekening werd deze direct omgezet naar 5,3 €/GJ groen gas, zonder rendementsverlies.</p>	<p>Het rekenmodel was inderdaad intransparant opgesteld, waarbij het rendementsverlies al verrekend was in de energie-inhoud van de brandstof, waar met 6,3 euro/ton gerekend is (6,3 GJ/ton / 70% = 9,0 GJ/ton). Dit is in de definitieve modellen anders weergegeven.</p>

## Nieuwe capaciteit voor meestook

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Euro-dollarcoers heeft sterk effect op biomassaprijzen pellets. Aangezien inkoop in Europa voor dit soort hoeveelheden niet opportuun is heeft deze coers een sterk effect op de inkoopprijs voor centrales. Er zou gerekend moeten worden met een prijs van [x] €/ton all-in. De Argus-index voor pellets staat momenteel zo'n 10% lager dan augustus vorig jaar maar die daling is veel minder sterk dan de prijsstijging in euro's vanwege de dollarcoers.</p>	<p>In vergelijking met augustus vorig jaar zijn de prijzen voor houtpellets op de spotmarkt (in USD/ton) met circa 10% gedaald. De dollarcoers is daarentegen significant gestegen, waardoor per saldo de houtpelletprijzen op de spotmarkt in €/ton gestegen zijn. In de inschatting van de houtpelletprijs is het valutarisico onderdeel van de risico-opslag van 15 €/ton. Partijen kunnen dit risico in hoge mate mitigeren door op de termijnmarkt dollarcontracten te sluiten (euro-dollar forwards). Om te verkennen wat de impact is van de dollarcoers, en in hoeverre de risico-opslag toereikend is voor het verdisconteren van dit soort effecten, is een berekening aan het basisbedrag gedaan waarbij voor de periode 2017-2024 de biomassaprijs in €/ton is berekend op basis van de huidige publiek beschikbare termijnindices voor de euro-dollarcoers van deze periode. Startpunt daarbij was de pelletprijs van 135 €/ton uit 2014, met de dollarcoers van dat moment. De termijnmarkt laat een dalende trend in de dollarcoers zien ten opzichte van nu, hoewel de coers niet terugkomt op het niveau van vorig jaar. De standaard-inflatie op de biomassaprijzen van 2% per jaar is daarbij overigens gehandhaafd. Aangezien onzekerheid in de dollarcoers één van de factoren is waarop de risico-opslag is gebaseerd, is in de berekening deze opslag verlaagd van 15 €/ton naar 5 €/ton. Deze aanpassingen leiden tot een verhoging van het basisbedrag uit het conceptadvies van enkele procenten. Wanneer deze berekening wordt uitgevoerd met de huidige spotprijs en dollarcoers als vertrekpunt is het effect nog iets kleiner. Aangezien de Europese pelletmarkt relatief groot is valt wel te verwachten dat stijgingen in de dollarcoers deels worden gecompenseerd door een daling in de</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
	<p>pelletprijs: het is geen complete 'sellers market'. Uiteindelijk valt hiermee het effect van de dollarkoers binnen de onzekerheidsmarge van de berekeningen.</p> <p>Op basis van deze verkenning voeren ECN en DNV GL ter compensatie van valutakoersrisico's geen wijzigingen door in de biomassaprijs of in de risico-opslag op de biomassaprijs voor de referentie-installatie.</p>
<p>Het feit dat banking nu wordt toegestaan is geen reden om de risicopremie van 15 €/ton te verwijderen. Die premie is volgens marktpartijen nodig voor langetermijncontracting en het effect van de duurzaamheidscriteria.</p>	<p>ECN en DNV GL delen deze mening. De risicopremie is primair bedoeld om het risico van prijsvariaties in de biomassaprijs op lange termijn mee te rekenen. Het gaat dan om de premie voor langetermijncontracting, risico's op fluctuaties in de dollarkoers en onzekerheden rond de effecten van duurzaamheids certificering.</p>
<p>Inzet van alternatieve brandstoffen: wees terughoudend met het meenemen van deze brandstoffen in het berekenen van de basisbedragen.</p>	<p>Deze opmerking is voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Ook in 2016 zou een categorie voor bestaande capaciteit voor bij- en meestook opgenomen moeten worden.</p>	<p>Deze categorie is toegevoegd aan het eindadvies op aangeven van het ministerie van EZ.</p>
<p>In de huidige regeling is A-hout (NTA-code 160-169) uitgesloten van meestook. Dat betekent dat een brandstof die in de MEP wel was toegestaan, nu in de SDE+ niet meer toegestaan is. Hiermee wordt het gebruik van een binnenlands beschikbare biomassastroom verhinderd, zij het een geringe stroom (maximaal [x] kton/jaar). Als meestook van dit materiaal in Nederland niet meer wordt toegestaan, wordt dit materiaal verscheept naar andere landen. Andere toepassingen van A-hout (bijvoorbeeld spaanplaat) komen niet in het gedrang wanneer inzet bij meestook wordt toegestaan.</p>	<p>Dit is naar inzicht van ECN en DNV GL een overtuigende argumentatie, vooral het feit dat het in de MEP wel was toegestaan. De geadviseerde basisbedragen zijn ook van toepassing op meestook van biomassa van NTA-categorieën 160-169. De toelatingseisen in de SDE+ worden echter door het ministerie van Economische Zaken bepaald in de Aanwijzingsregeling.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Subsidiebudgetten zijn nu inclusief meestookbiomassa, terwijl ECN eerder heeft gerekend dat hetzelfde bedrag exclusief meestook nodig zou zijn voor de 14/16%-doelstelling. Is er aanvullend budget nodig?</p>	<p>De subsidiebudgetten zijn geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>In hoeverre wordt rekening gehouden met het prijsopdrijvende effect van de (gelijktijdig) toegenomen vraag naar houtpellets als gevolg van de verschillende biomassameestookprojecten in Nederland?</p>	<p>Het genoemde effect leidt niet tot aanpassing van het advies. In de Benelux hebben we een daling gezien van de vraag naar pellets in de afgelopen jaren, de nieuwe meestook kan deels gezien worden als vervanging van capaciteit onder de MEP. Bovendien leiden wijzigingen in de Nederlandse vraag niet meteen tot significante effecten op de totale Europese vraag: Nederland is wat dat betreft geen dominante speler. Tenslotte is het algemeen gedeelde beeld van de pelletmarkt dat de aanbodcurve vrij vlak loopt: een beperkte prijsstijging kan substantieel meer aanbod mobiliseren.</p>
<p>Hoe wordt omgegaan met de meerkosten voor gecertificeerde houtpellets? Partijen geven aan dat substantiële meerkosten te verwachten zijn, omdat FSC (het enige nu erkende certificaat) niet populair is in de VS, de grootste productieregio. Het is nog niet duidelijk of in de VS meer gangbare certificeringssystemen ook gaan worden geaccepteerd in de Nederlandse regeling.</p>	<p>Deze meerkosten zijn meegewogen in de risicopremie.</p>
<p>Hoe wordt omgegaan met de meerkosten voor de hoge kwaliteit houtpellets die nodig zijn in moderne kolencentrales met hogere temperaturen? Zo kan een ketelleverancier eisen om premiumpellets te stoken met een lager asgehalte wanneer het meestookpercentage naar 25% gaat, om slagging te voorkomen. Bij lagere percentages is dit nog niet nodig. Deze premiumpellets zouden [x] euro/ton duurder zijn.</p>	<p>Nieuwe ketels hebben een ander afkoeltraject en dientengevolge hogere wandtemperaturen. Het is aannemelijk dat dit om extra monitoring in de ketel vraagt. De fractie van de as die afkomstig is van de pellets, is echter beperkt ten opzichte van de hoeveelheid as uit de kolen. Omdat op korte termijn geen meestookpercentages van 25% voorzien zijn, is het advies niet aangepast op basis van deze reactie.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Voor nieuwe biomassa-meestook is er sprake van een aanlooptijd van meerdere jaren, voordat de installatie is gerealiseerd en stabiel kan draaien op de volledige capaciteit. Om rekening te houden met de tijdwaarde van geld zou indexatie en een ingroeipad toegepast kunnen worden</p>	<p>Met het ingroeipad is geen expliciete rekening gehouden in het advies. Het aantal vollasturen zou hiertoe verlaagd kunnen worden. Na weging van de ontvangen informatie en in overweging nemende de bankingsystematiek voor bij- en meestook, is het advies niet aangepast op basis van deze reactie.</p>
<p>De huidige methode voor de bepaling van de onrendabele top van biomassa-meestook sluit niet aan bij de praktijk. In de praktijk wordt de onrendabele top bepaald door de spreiding tussen de biomassaprijs enerzijds en kolen- en CO<sub>2</sub>-prijs anderzijds. Dat wil zeggen dat de onrendabele top niet afhankelijk is van de elektriciteitsprijs maar van de kolen- en CO<sub>2</sub>-prijzen. Dat daarvan wordt afgeweken kan leiden tot onder- of overstimulering.</p>	<p>De keuze om de SDE-systematiek voor meestook zoveel mogelijk gelijk te trekken met die voor andere categorieën, is door het ministerie van Economische Zaken gemaakt. Er zijn echter geen a priori-redenen om te veronderstellen dat op lange termijn de gemiddelde onrendabele top structureel verschilt tussen de ene en de andere methode.</p>
<p>Veranderingen in de markt-omstandigheden, ten gevolge van brandstofprijzontwikkelingen of regulering, kunnen ertoe leiden dat 7000 draaiuren voor de biomassameestook-installatie niet gerealiseerd kunnen worden.</p>	<p>De huidige prijsverwachtingen en de toekomstige regulering worden doorgerekend in de Nationale energieverkenning (NEV). De resultaten van de NEV2014 zijn niet strijdig met het uitgangspunt in het advies van 7000 draaiuren.</p>
<p>Vanuit de markt wordt aangegeven dat bij hoge meestookpercentages de kans bestaat dat de geproduceerde vlieg-as van categorie V1 naar V3 gaat, omdat er meer onverbrand materiaal in de as aanwezig is. Dit zou een extra kostenpost betekenen.</p>	<p>Dit is vooral een kwestie van goed design en proper housekeeping. Er dient op de juiste branderlagen met de juiste maalfijnheid geïnjecteerd te worden. De inspraakreactie lijkt gestoeld op theoretische beschouwingen, c.q. modelberekeningen waar ECN en DNV GL geen adequate empirische onderbouwing voor hebben kunnen vinden.</p>



Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>In de SDE+ wordt een stijging van de elektriciteitsprijs opgevangen door een daling van de subsidie. Dit maakt bij stijgende elektriciteitsprijzen biomassastook minder aantrekkelijk dan kolenstook. Dit risico kan worden ondervangen via <i>rolling hedging</i>. Dat betekent wel dat de contractkosten geen 0,9 €/MWh zijn maar gemiddeld substantieel hoger.</p>	<p>De voorgestelde hedge is een manier om te voorkómen dat meestook wordt gestopt bij stijgende e-prijzen, omdat er dan meer wordt verdiend met kolenstook. Meestook kan ook worden gestopt wanneer de biomassaprijzen teveel stijgen of de kolenprijzen dalen. Daarom is deze hedge geen complete manier om de discrepantie tussen de operationele beslissingen in de centrale en de benadering in de SDE+ te overbruggen. Daarnaast is het een manier om ondernemersrisico af te dekken, zij het een specifiek risico dat bij meestook in kolencentrales speelt. ECN en DNV GL zien hier geen reden in tot aanpassing van de contractkosten.</p>
<p>Er wordt uitgegaan van een basisenergieprijs van 36 €/MWh. De door een partij gebruikte marktmodellen laten zien, dat na een aantal jaren deze prijs bereikt gaat worden. Het niveau van deze basisenergieprijs zou naar beneden bijgesteld moeten worden vanwege verslechterende marktomstandigheden.</p>	<p>De berekening van de basisenergieprijzen geschiedt via een door het ministerie van Economische Zaken bepaalde berekeningswijze, zijnde 2/3<sup>e</sup> van de langetermijnprijs op basis van NEV-elektriciteitsprijsprojecties. De basisenergieprijzen zijn geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>De gehanteerde CAPEX-kosten voor de biomassa installatie van 450 €/kW<sub>e</sub> zijn te laag.</p>	<p>Vanuit de marktconsultaties is een range aan investeringskosten genoemd voor de biomassa installatie. Dit in combinatie met eigen bevindingen heeft geleid tot een aanname van 450 €/kW<sub>e</sub> voor de referentiecentrale. Zie ook bijlage E van het advies, waar ECN en DNV GL ingaan op het oordeel van de externe reviewer dat 450 €/kW<sub>e</sub> juist te hoog zou zijn.</p>
<p>De verdeling tussen vreemd vermogen en eigen vermogen is te laag. Een aandeel van 45% eigen vermogen is realistischer.</p>	<p>Een aandeel eigen vermogen van 45% is niet gebruikelijk bij projectfinanciering voor duurzame energie. Bij balansfinanciering is het wel mogelijk, maar daar horen ook geheel andere rendementen bij. In het advies wordt niet gerekend met balansfinanciering.</p>

### Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De investeringskosten zijn te laag. Uitgegaan dient te worden van een situatie waarbij een gasketel vervangen wordt, wat vaak tot diverse aanpassingen op de locatie leidt.	De specifieke investeringskosten zijn erg afhankelijk van de voorzieningen die getroffen moeten worden. In de praktijk zijn er zowel projecten die duidelijk lagere investeringskosten hebben als projecten die een hogere subsidie nodig hebben. Om het merendeel van de initiatieven te kunnen voorzien, hebben ECN en DNV GL gerekend met hogere investeringskosten voornamelijk ten gevolge van een nieuw ketelhuis.
De vollasturen moeten verlaagd worden naar 3000-3500.	Er zijn voldoende situaties waarbij 4000 vollasturen inderdaad moeilijk te halen is. Deze situaties zijn echter niet voorbehouden aan deze categorie, maar hebben veel meer te maken met het afnameprofiel van de warmte-eindgebruiker. Daarmee moet deze opmerking breder gezien worden dan enkel een verlaging van het aantal vollasturen bij de ketel op vaste of vloeibare biomassa. ECN en DNV GL geven het ministerie van Economische Zaken de suggestie mee om volgend jaar integraler te kijken naar het aantal vollasturen in de diverse warmte- en WKK-categorieën in de SDE+.

## Warmte, houtpellets

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De CAPEX is te laag.	Het advies is aangepast op basis van nieuw ontvangen informatie.
Een roosterketel in plaats van een poederketel kan gebruikt worden.	Een roosterketel biedt voordelen, maar is wel iets duurder. Er is in de nieuwe berekening uitgegaan van een roosterketel.
De ondergrens van 10 MW <sub>th</sub> is te hoog.	ECN en DNV GL geven EZ ter overweging om een ondergrens van 5 MW <sub>th</sub> is hanteren.
Een SCR is nodig voor NO <sub>x</sub> -uitstootreductie in plaats van een SNCR.	De emissiegrenswaarde zit net op het maximaal haalbare voor SNCR, ECN en DNV GL gaan uit dat SNCR voldoende is en deze veruit het meest gebruikt wordt in deze categorie.
Er is ontzwaveling nodig voor SO <sub>x</sub> .	Uit analyse van DNV GL en ECN blijkt dat dit niet nodig is voor gemiddelde pelletkwaliteit. Alleen bij gebruik van zeer sterk verontreinigde pellets kan het nodig zijn, maar dat is niet de referentie die beschreven is.

# 9

## Vergisting van biomassa

### Allesvergisting

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Bij allesvergisting is de case voor droge thermofiele vergisting op basis van gras en coproducten de case ontoereikend.	Droogvergisting is geen adequate referentie-installatie om het merendeel van de allesvergistingsprojecten te typeren.

### Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Biomassaprijs voor mestcovergisting en allesvergisting te laag	De biomassaprijzen zijn geüpdatet aan de hand van een actueel lopend gemiddelde van de afgelopen 5 jaar.
Het rendement voor eigen vermogen is te hoog.	Het aandeel eigen vermogen en het rendement op eigen vermogen zijn deels communicerende vaten. ECN en DNV GL hanteren om bovengenoemde redenen een lager aandeel eigen vermogen dan momenteel in markt gangbaar blijkt te zijn, maar compenseren dat door een hoger rendement over het eigen vermogen te rekenen.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Er moet minimaal 45% vreemd vermogen worden ingebracht in plaats van 30%, vanwege de veranderde opstelling van financiers.</p>	<p>De kosten van kapitaal worden gedreven door de projectrisico's. De projectrisico's zijn de afgelopen jaren niet wezenlijk veranderd. Als een financier meer vreemd vermogen vraagt, zou men daarom kunnen volstaan met minder rendement op het eigen vermogen. Daarom wordt het advies niet aangepast vanwege deze opmerking.</p> <p>Wel is het zo dat het projectrisico tevens afhankelijk is van de hoogte van de SDE+-subsidie. Als een indiener inschrijft voor de vrije categorie, of als zoals in de SDE+ 2015, besloten wordt een lager basisbedrag in de regeling op te nemen dan wat ECN en DNV GL adviseren, dan neemt het projectrisico toe vanwege verminderde subsidie-inkomsten. Dan mag ook verwacht worden dat de kosten van kapitaal stijgen. Een financier die meer inbreng van eigen vermogen vraagt, is daar een goede graadmeter voor.</p>
<p>Er is recent een kostprijsverhoging voor groengasprojecten. In juli 2014 is een nieuwe Ministeriële Regeling Gaskwaliteit gepubliceerd. De eisen in deze vragen leiden ertoe dat extra gasanalyses nodig zijn. Deze analyses en de implicaties ervan, zoals het bijmengen van stikstof en de aanpassingen in de opwaarderingsinstallatie brengen extra kosten voor invoeding met zich mee. Deze kostprijsverhoging is met name problematisch voor kleinere invoeders.</p> <p>Daarnaast is onduidelijk of de alternatieve hogere kosten die gepaard gaan met het invoeden op het GTS netwerk zijn meegenomen.</p>	<p>Bij de investerings- en O&amp;M-kosten van gasopwaardering zijn voor nieuwe projecten rekening gehouden met extra gasanalyses die sinds 1 oktober 2014 nodig zijn om aan de nieuwe Ministeriële Regeling Gaskwaliteit te voldoen. Dit leidt tot een stijging van de basisbedragen voor de categorieën hernieuwbaar gas, waarbij mestmonovergisting (kleine installaties) inderdaad een grotere basisbedragstijging kent dan bijvoorbeeld allesvergisting (grotere installaties).</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
	De keuze bij de referentie-installatie van de gasopwaarderingsstechniek en de kosten daarvan, is de druk van het afnemende net, 8 bar of 40 bar, van grote invloed. Tevens zitten contractkosten in het basisbedrag verwerkt, zie de cashflowmodellen via <a href="http://www.ecn.nl">www.ecn.nl</a> .
Om de ontwikkeling van de groengassector, met groen gas als schakel naar hoogwaardige toepassingen, niet te laten stagneren zouden een redelijk aantal groengasprojecten in aanmerking moeten komen voor SDE+ in 2016.	De effecten van de concurrentie binnen de SDE+ via de gefaseerde openstelling is geen onderdeel van dit onderzoek.
De interne elektriciteitsvraag voor gasopwaarderings voor allesvergisting en covergisting ligt in de praktijk twee keer zo hoog als ECN en DNV GL aannemen in het conceptadvies.	Het eindadvies is hierop aangepast. Er wordt nu gerekend met membraan-technologie (in plaats van gaswassing) als referentie voor gasopwaarderings. De elektriciteitsvraag van de membraan-technologie is inderdaad beduidend hoger dan van gaswassing.
Investeringsbedragen liggen in de praktijk voor allesvergisting minimaal 20% hoger en voor covergisting 5-10% hoger.	De investeringsbedragen zijn herijkt aan de in de marktconsultatie binnengekomen informatie. Dit heeft tot enkele verschuivingen geleid, bijvoorbeeld warmtebenutting bij allesvergisting is duurder geworden, maar het heeft niet geleid tot een generieke verhoging van de investeringsbedragen voor vergisting.

## Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Mestmonovergisting: Staat deze categorie ook open voor grootschalige projecten?	Hoewel ECN en DNV GL bekend zijn met initiatieven voor grootschalige mestmonovergisting, zien we vooralsnog eerst kleine projecten ontstaan. Daarom zijn de basisbedragen berekend op basis van kleinschalige projecten. De specifieke categorie-afbakening wordt door het ministerie van Economische Zaken bepaald in de Aanwijzingsregeling SDE+ 2016. In dit rapport geven ECN en DNV GL daar geen advies over.
Het basisbedrag voor mestmonovergisting is laag, door een aanname van te lage investeringskosten.	Basisbedrag in het eindadvies is verhoogd door een stijging van investeringskosten en O&M-kosten.
De O&M-kosten van groen gas uit mestmonovergisting is [x] €/m <sup>3</sup> /uur biogas in plaats van 555 voor het gasopwerkdeel.	De O&M-kosten zijn mede op basis van deze inspraakreactie verhoogd.
Door inzet van een mix van drijfmest en dikke fractie of pluimveemest kan de biogasopbrengst per ton vergiste mest verdubbelen bij mestmonovergisting. Hierdoor komt ook warmte beschikbaar voor andere toepassingen dan het verwarmen van de vergister. Komt deze warmte in aanmerking voor de warmtebonus in het kader van de SDE+-subsidie?	De SDE+-regeling kent geen warmtebonus, zoals de SDE-regeling die wel had. Bij de SDE+-regeling is warmte op gelijke voet subsidiabel als elektriciteit. Van belang is wel dat de warmte nuttig wordt aangewend. Voor informatie over nuttige warmtetoepassingen kan contact opgenomen worden met de SDE-helpdesk van RVO.
Voor covergistingsinstallaties bestaat een mogelijkheid voor verlengde levensduur. Er zijn een aantal vragen van installaties die willen doorgaan als monomestvergister. De vergoeding voor verlengde levensduur als covergister is hiervoor veel te laag. Men is namelijk gebonden aan de maximale hoeveelheid mest in de vergunning.	De optie van “verlengde levensduur covergisting naar monovergisting” is meegegeven aan EZ, maar is niet opgenomen in het eindadvies van ECN en DNV GL.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Eis voor nieuwbouw door uitbreiding of vervolg moet volgens ons vervallen, het is gunstig als men door technische of procesmatige ingrepen een hoger rendement krijgt bij de zelfde vergunde hoeveelheden, waardoor het vermogen kan toenemen. Een nieuwbouweis is daarbij niet relevant.</p>	<p>De specifieke voorwaarden voor toelating tot een categorie worden door EZ opgesteld. Het is geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>De correctiebedragen voor de categorie allesvergisting en covergisting warmte verschillen tussen nieuwe installaties en verlengde levensduur. Dit valt te herleiden naar de aanname dat een nieuwe installatie stand-alone is, terwijl bij een aanvraag voor verlengde levensduur er aansloten wordt op een warmtehub.</p> <p>Aangezien er geen overduidelijk verschil is tussen de wijze van afzet van een nieuwe vergistingsinstallatie en een installatie die in aanmerking komt voor de verlengde levensduur, willen we u vragen het correctiebedrag hierop aan te passen.</p>	<p>ECN voert een separaat onderzoek uit naar de vaststellingswijze van de correctiebedragen. Deze reactie wordt betrokken bij dat onderzoek.</p>



**ECN**

Westerduinweg 3  
1755 LE Petten

Postbus 1  
1755 ZG Petten

T 088 515 4949  
F 088 515 8338  
info@ecn.nl  
www.ecn.nl