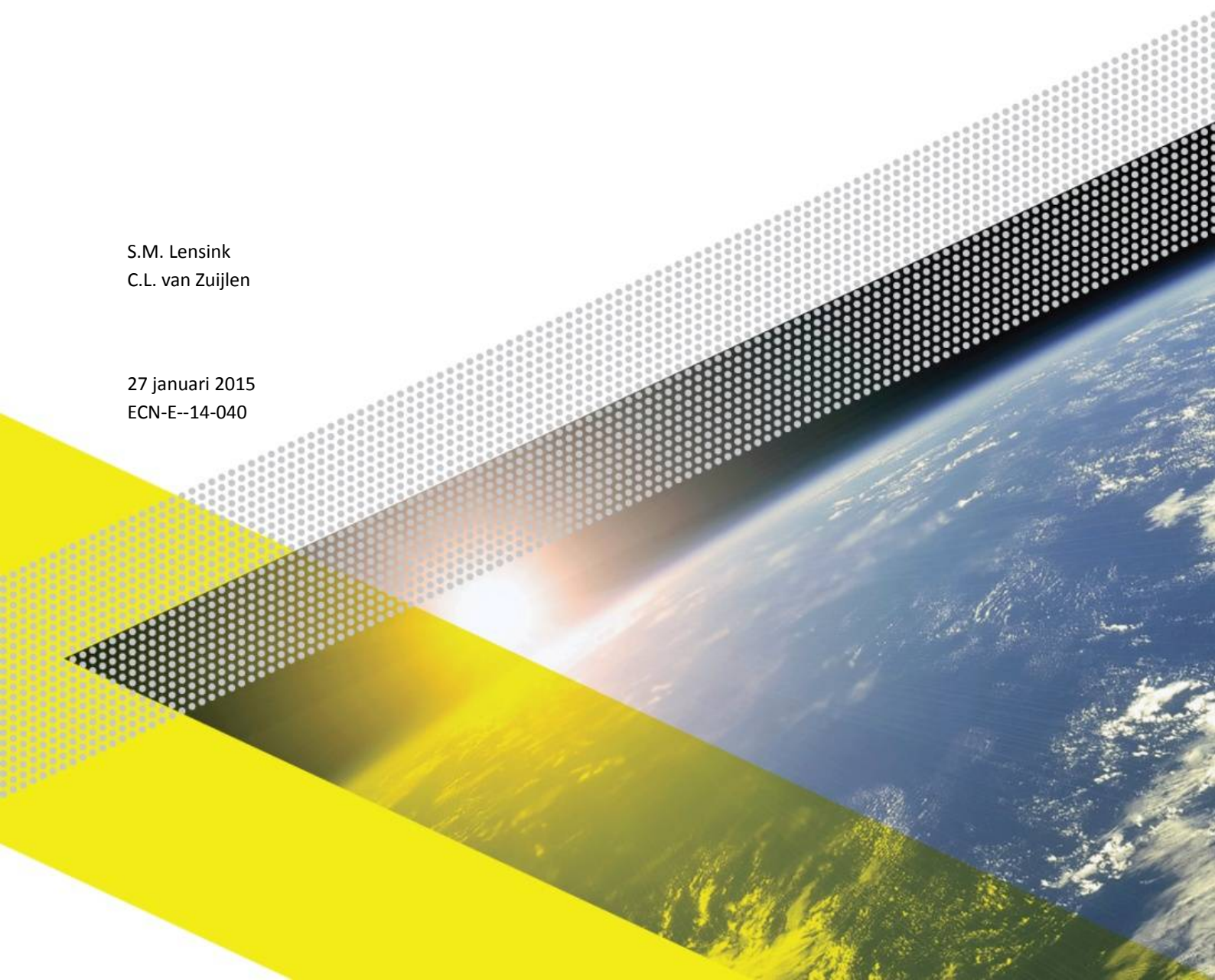


# Marktconsultatie SDE+ voor de Regeling 2015

S.M. Lensink  
C.L. van Zijlen

27 januari 2015  
ECN-E--14-040



## Verantwoording

ECN en DNV GL hebben waardevolle informatie uit de markt ontvangen tijdens de openbare consultatie. In dit consultatiedocument geven ECN en DNV GL weer op welke wijze de informatie verwerkt is in het advies aan het ministerie van Economische Zaken. Dit document bevat tevens antwoorden op vragen die tijdens de consultatie zijn gesteld. Het advies en nadere informatie is te vinden op <https://www.ecn.nl/nl/projecten/sde>.

Het onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.2811. Contactpersoon voor het project is Sander Lensink ([lensink@ecn.nl](mailto:lensink@ecn.nl)).

## Abstract

ECN and DNV GL have written a draft advice on the SDE+ base rates 2014. 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 if 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>1</b>	<b>Algemeen</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Proces en uitgangspunten</b>	<b>9</b>
2.1	Proces	9
2.2	Werkwijze en uitgangspunten	9
<b>3</b>	<b>Prijzen voor elektriciteit en biomassa</b>	<b>13</b>
3.1	Elektriciteitsprijzen	13
3.2	Biomassaprijzen	13
<b>4</b>	<b>Nieuwe categorieën in de SDE+2015</b>	<b>17</b>
4.1	Bij- en meestook biomassa in kolencentrales	17
4.2	Warmte, houtpellets	19
4.3	Gecombineerde opwekking, houtpellets	20
4.4	Bestaande thermische conversie biomassa $\leq 50 \text{ MW}_e$ , met MEP-beschikking	20
4.5	Wind op dijklichamen	20
4.6	Golfslagenergie	20
<b>5</b>	<b>Gewijzigde technisch-economische parameters t.o.v. SDE+2014</b>	<b>21</b>
5.1	Wind op land, vermogen $< 6 \text{ MW}$ en $\geq 6 \text{ MW}$ ; wind in meer $\geq 1 \text{ km}^2$	21
5.2	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 15 \text{ kWp}$ en aansluiting $>3 \cdot 80\text{A}$	24
5.3	AWZI/RWZI	24
5.4	Geothermie	25
5.5	Vergassing	26
<b>6</b>	<b>Ongewijzigde technisch- economische parameters t.o.v. SDE+2014</b>	<b>27</b>
6.1	Energie uit water	27
6.2	Zonthermie, apertuuroppervlakte $\geq 100 \text{ m}^2$	28
6.3	Allesvergisting	28
6.4	Vergisting en covergisting van dierlijke mest	29
6.5	Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	29
6.6	Ketels op vaste of vloeibare biomassa	30
6.7	Thermische conversie van biomassa	31
6.8	Bestaande installaties	31
<b>7</b>	<b>Overzicht basisbedragen</b>	<b>33</b>



# 1

## Algemeen

ECN en DNV GL hebben een conceptadvies basisbedragen SDE+ 2014 (ECN-E--14-025) geschreven en dit ter consultatie aangeboden aan marktpartijen. De consultatie was openbaar. De binnengekomen vragen en reacties zijn gebruikt om het eindadvies op te stellen. In dit rapport wordt antwoord gegeven op de binnengekomen vragen en wordt uitgelegd hoe met de inbreng van respondenten is omgegaan. De consultatiereacties zijn door ECN en DNV GL vertrouwelijk behandeld. Daarom toont dit rapport de vragen en reacties enkel in geanonimiseerde vorm. 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.

*SDE-budget zou binnen Nederland besteed moeten worden.*

Eventuele import van hernieuwbare energie binnen de SDE is geen onderdeel van dit advies.

*Kan uit het conceptadvies geconcludeerd worden dat de SDE+ 2015 nog niet wordt opengesteld voor projecten in het buitenland?*

Geen conclusies kunnen verbonden worden aan opname van categorieën of afwezigheid van categorieën in het concept- of eindadvies van ECN en DNV GL. De keuzes rondom openstelling van de SDE+ 2015 is een verantwoordelijkheid van het ministerie van Economische Zaken.

*Voor welke bedragen en factoren zijn wijzigingen voorzien indien de SDE+ wordt opengesteld voor projecten in het buitenland?*

De basisbedragen, correctiebedragen en basisprijzen die in het eindadvies geadviseerd worden, zijn niet afhankelijk van het wel of niet openstellen van de SDE+ in het buitenland.

*Kan inzicht gegeven worden in de SDE-budgetten voor komende jaren, inclusief afspraken met betrekking tot gealloceerde budgetten voor specifieke categorieën?*

De omvang en allocatie van SDE-budgetten is geen onderdeel van dit advies.

Openstelling van de SDE+ voor hernieuwbare energie uit het buitenland en eventuele invloed daarvan op basisbedragen valt buiten het bestek van dit rapport.

In dit rapport geen informatie over omvang en allocatie van SDE-budgetten.

*Op welke wijze wordt indexatie toegepast?*

De basisbedragen zijn nominaal en gericht op projecten die in 2015 SDE+ aanvragen en in 2015 of 2016 een investeringsbeslissing nemen. Bij de berekening van de basisbedragen worden de onderhouds- en beheerkosten met 2% nominaal geïndexeerd, evenals de grondstofkosten.

*De SDE+-staffel voor duurzame warmte uit biogas zou na de 2<sup>e</sup> fase verder moeten stijgen. Nu stijgt het basisbedrag na fase 2 niet verder, waardoor de vergoeding per kWh voor andere toepassingen aanzienlijk uitstijgt boven de maximale vergoeding voor warmte. Dit is voor sommige biogasprojecten onnodig beperkend en kostenverhogend voor de SDE+-regeling.*

ECN en DNV GL rapporteren over het benodigde basisbedrag per categorie om het merendeel van de projecten mogelijk te maken. Hoewel de fasering geen onderdeel is van het advies van ECN en DNV GL, is wel te stellen dat een verdere stijging van het basisbedrag na de 2<sup>e</sup> fase zou leiden tot overstimulering voor het merendeel van de projecten. Omwille van de efficiëntie van de SDE+-regeling zullen sommige specifieke projecten meer subsidie nodig hebben, dan wat ECN en DNV GL generiek adviseren voor de correspondere categorie.

*Het is van belang dat de basisenergieprijzen gelijktijdig met de basisbedragen worden gepubliceerd, aangezien het noodzakelijk is dat ontwikkelaars bij het indienen van projecten rekening kunnen houden met de bodemprijs van de te ontvangen subsidie.*

De basisenergieprijzen en de basisprijzen zijn altijd al gelijktijdig gepubliceerd in de aanwijzingsregelingen. In het eindadvies van ECN en DNV GL worden dit jaar evenwel ook de basisprijzen getoond, om aan deze wens tegemoet te komen.

Profiel- en onbalanskosten voor windenergie en zonne-energie zijn gedocumenteerd in notitie ECN-N--14-007.

*Zoals recent aangetoond door ECN zijn profielkosten en onbalanskosten steeds belangrijker voor de verdien capaciteit van duurzame energieproductie. Vanwege de significant toenemende profiel- en onbalanskosten is het voor investeerders belangrijk te kunnen rekenen op een jaarlijkse bijstelling van deze kosten volgens een transparante rekenmethode.*

In notitie ECN-N--14-007 heeft ECN de profiel- en onbalanskosten berekend voor windenergie en zonne-energie in 2013. Deze kosten worden op generieke wijze gecompenseerd door verlaging van het definitieve correctiebedrag in 2013. Voor de basiselektriciteitsprijs van windenergie in de SDE+ 2015 adviseert ECN om een afslag op de langetermijnprijs voor windenergie van meerjarig 1,0 ct/kWh te hanteren, op basis van de elektriciteitsprijsprojecties uit de Nationale Energie Verkenning (NEV). Vanwege de marktgevoeligheid van met name de onbalanskosten, kan ECN geen volledige transparantie geven over de specifieke berekeningen. De berekeningswijze is echter in notitie ECN-N--14-007 beschreven.

*Bij sommige projecten is het vergistingsproces zo goed op orde, dat structureel meer dan 8000 vollasturen gedraaid kunnen worden. Het zou goed zijn om deze overproductie ook uitbetaald te krijgen of middels banking mee te kunnen nemen naar het volgend jaar. Dit geldt ook voor WKK-projecten met meer dan 4000 vollasturen warmtelevering.*

Banking (het meenemen van subsidiabele productie naar een ander jaar) is geen onderdeel van dit advies.

*De elektriciteitsprijs duikt momenteel onder de basiselektriciteitsprijs, wat tot een enorm projectrisico leidt. Dit risico zou moeten worden afgedekt door de basiselektriciteitsprijs te verlagen of anderszins.*

De basiselektriciteitsprijs voor projecten in de SDE+ 2015 is afgeleid van de prijsprojecties uit de Nationale Energie Verkenning (NEV) en geadviseerd op 3,6 ct/kWh, een verlaging van ruim een cent/kWh ten opzichte van de SDE+ 2014.

*Stortgasinstallaties leveren een belangrijke hoeveelheid hernieuwbare energie. Is het mogelijk om een vergoeding te berekenen voor biogasproductie bij stortplaatsen?*

Naar aanleiding van deze reactie is informatie uitgewisseld over de kosten van stortgasinstallaties. Dit heeft geresulteerd in paragraaf 7.5 van het eindadvies. De case van een nieuwe gasmotor als vervanging van een oude gasmotor op stortgaslocaties kent een basisbedrag dat vergelijkbaar is met de case van vervanging van een WKK-installatie bij een RWZI. Bij de huidige energieprijzen hebben deze installaties geen onrendabele top.

*Onze installatie wil voor verlengde levensduur aanvragen, maar kan niet voldoen aan de eis om warmte uit te koppelen. Graag komen we wel in aanmerking voor de SDE+.*

ECN en DNV GL rekenen met een zekere warmteafzet, 4000 vollaasturen warmteafzet zoals door het ministerie van Economische Zaken als uitgangspunt voorgeschreven. Of warmteafzet nu wel of niet als ingangseis voor de SDE+ gehanteerd dient te worden, valt buiten de onderzoeksoopdracht.

*De jaarlijkse hoogte van de SDE+ zou aangepast kunnen worden aan de daadwerkelijke kosten voor houtpellets op de markt. Dit is ook in lijn met de SDE+-methodiek die ook aan de inkomstenkant een jaarlijkse aanpassing kent voor de prijzen op stroom en gasmarkt.*

In het rapport wordt advies gegeven over een subsidiehoogte dat ontwikkelaars in staat moet stellen om een positieve investeringsbeslissing te kunnen nemen. De wijze waarop de SDE-regeling met biomassaprijzen omgaat, is binnen de kaders van dit advies een gegeven. De afweging tussen risico's die niet door de SDE-regeling worden weggenomen, en de compensatie voor deze risico's binnen de SDE-regeling, is aan het ministerie van Economische Zaken.

*De afgelopen jaren laten een dalende energieprijs zien. De SDE wordt gekenmerkt door een bodem. Als de prijzen onder deze bodem zakken, worden deze niet gecompenseerd vanuit een hogere SDE-bijdrage. Omdat de huidige prijzen onder de bodem liggen raden wij aan de bodemprijs aan te passen, dan wel hier voor een andere constructie in te vullen. Wij pleiten tevens voor vroegtijdige publicatie van de basisenergieprijs (bodemprijs), bij voorkeur tegelijk met de conceptbasisbedragen.*

De basiselektriciteitsprijs is gebaseerd op de Nationale Energie Verkenning (NEV). Hierin wordt ook het prijsscenario toegelicht. Hoewel het eindadvies enkel over de basisbedragen gaat, worden toch de door ECN berekende basiselektriciteitsprijzen hierin getoond, omwille van de volledigheid.

*Er zou meer flexibiliteit moeten zijn om te kunnen switchen van SDE+ naar biotickets. De keuze zou bijvoorbeeld op maandbasis gemaakt moeten kunnen worden.*

De voorgestelde flexibiliteit biedt keuzevrijheid waar een economische waarde aan vastzit. Voor het berekenen van de basisbedragen wordt uitgegaan van bestaand beleid, waarbij er niet geswitcht kan worden tussen SDE+ en biotickets. Indien deze flexibiliteit wel gecreëerd wordt, dienen de basisbedragen herberekend te worden en vermoedelijk naar beneden bijgesteld te worden.

*Het gebruik van stortgas, biogas dat vrijkomt uit stortplaatsen, wordt veelal onderbenut. In een aantal gevallen wordt met behulp van een WKK elektriciteit geproduceerd en aan het net geleverd, terwijl de warmte onbenut blijft. Als het stortgas geleverd kan worden*

Stortgasinstallaties zijn n.a.v. inspraakreacties nader bekeken; conclusie is dat deze geen onrendabele top kennen.

Introductie van extra flexibiliteit met betrekking tot biotickets zou vermoedelijk leiden tot lagere basisbedragen.

*aan lokale derden kan het biogas efficiënter benut kan worden. Er zijn installaties beschikbaar die zelfs met een methaanconcentratie van 1,5% elektriciteit kunnen opwekken.* ECN en DNV GL hebben nader gekeken naar stortgas, zo blijkt dat de revisie van een gasmotor bij stortplaatsen vaak rendabel is. Mede omdat stortgas een beperkt en afnemend potentieel heeft en omdat nuttige aanwending momenteel al via gasmotoren plaatsvindt vinden ECN en DNV GL het vanuit de kosteneffectiviteit van de SDE+-regeling weinig zinvol om stortgas in de SDE+ op te nemen.

*Voorstel: Geef aanvragers van de SDE éénmalig de keuze om ofwel de spotmarkt (APX Power of Gas) ofwel de termijn-markt (Endex voor elektriciteit of TTF year ahead voor gas) te hanteren. Dit leidt tot minder budgetonzekerheid bij de overheid en ook tot betere mogelijkheden voor energiebedrijven om hun prijs- en volumerisico's af te dekken.*

Deze keuze zou binnen het Besluit SDE mogelijk gemaakt moeten worden, hiertoe is door het ministerie van Economische Zaken een marktconsultatie gehouden in 2014.



# 2

## Proces en uitgangspunten

*Met het oog op transparantie stellen we voor dat er een nota van antwoord gepubliceerd wordt met reactie op de schriftelijke inbreng van alle partijen.*

Met publicatie van voorliggend rapport voorzien wij in uw voorstel.

### 2.1 Proces

### 2.2 Werkwijze en uitgangspunten

*Een WACC van tenminste 9% is gangbaar voor vergistingsprojecten, met een aandeel eigen vermogen op ongeveer 40% en het rendement op eigen vermogen op 15% voor mono- en covergisting van mest. Daarnaast is het steeds gebruikelijker om deel te nemen aan provinciefondsen die een hogere rente vragen dan de gehanteerde 5,5%.*

De provinciefondsen geven financiering aan projecten die niet direct vanuit de markt gefinancierd kunnen worden. Het uitgangspunt voor de basisbedragen is dat projecten wel projectfinanciering in de markt kunnen ophalen. ECN en DNV GL zijn terughoudend in met meenemen van aandelen van 40% eigen vermogen. Dit zou tot een verdere stijging van het basisbedrag leiden die door de markt als ongewenst wordt gezien (in verband van verstoring van de concurrentie). Deel van de risico's voor mestcovergisting worden gecompenseerd door een risicopremie op de grondstofkosten van 0,5 €/ton en bij monovergisting liggen de risico's eerder in het innovatieve karakter van de techniek.

*Verdeling vreemd/eigen vermogen: voor de balansfinanciering wordt uitgegaan van 35% eigen vermogen. Uit jaarverslagen is om te maken dat dit percentage bij sommige bedrijven aanzienlijk meer is.*

In tegenstelling tot het conceptadvies, wordt in het eindadvies niet gerekend met balansfinanciering.

*In het conceptadvies is de rente verlaagd van 5,5% naar 4,5%. De laatste maanden is de rente inderdaad gedaald, maar geenzins is zeker dat de huidige rentestand ook van toepassing is op projecten die in 2016 hun financiering afsluiten.*

In het eindadvies, evenals in het conceptadvies, is de rente ten opzichte van vorig jaar verlaagd van 6,0% naar 5,5%. Uit het merendeel van de gevoerde consultatiegesprekken blijkt, dat men een geringe verlaging van de rente billijk vindt voor projecten die in 2015 SDE+ aanvragen.

Het uitgangspunt van de SDE+ is projectfinanciering met een beperkt aandeel eigen vermogen.

De berekeningswijze voor SDE is bij de start vastgesteld en nu geen onderdeel van de consultatie.

*Wij zouden graag de uitgangspunten en methodiek van het financieel model van de SDE willen bespreken, met name met betrekking tot inflatie, belasting en nettocontantewaardeberekening.*

De berekeningswijze is geen onderdeel van de consultatie. De berekeningswijze is vastgesteld bij begin van de SDE in 2008 (laatste aanpassing in verband met inflatie). De wijze waarop belasting wordt meegenomen en de berekening van de netto contante waarde is gedocumenteerd en geconsulteerd in 2003, zie rapport ECN-C--03-077.

De groen gas omrekeningfactor van ct/Nm<sup>3</sup> naar €/kWh is gecorrigeerd in het eindadvies.

*De factor voor omrekening van ct/Nm<sup>3</sup> naar €/kWh moet 0,001023559965 zijn in plaats van 0,0011374. Dit heeft consequenties voor de berekening van alle basisbedragen in de categorieën voor groen gas.*

De correcte omrekenfactor is  $1/35,17 \times 3,6/100$ , ofwel ca. 0,00102356. Dit is gecorrigeerd in het eindadvies.

*De voorbereidingskosten zijn onderdeel van de werkelijke investeringskosten en kunnen bij sommige categorieën substantieel zijn. Ze horen onderdeel uit te maken van uw onderzoeksopdracht.*

In de onderzoeksopdracht, opgesteld door het ministerie van Economische Zaken (EZ), wordt gesteld dat voorbereidingskosten gedekt dienen te worden uit het rendement op eigen vermogen en niet verrekend mogen worden in het investeringsbedrag. De onderzoeksopdracht is primair de verantwoordelijkheid van EZ.

*Het is goed dat de financiële parameters opnieuw zijn beoordeeld. Differentiatie tussen categorieën is wenselijk. Ook is het begrijpelijk dat de rente over alle categorieën gemiddeld genomen iets omlaag gaat. De voorgestelde rentepercentages van 4,5% of 5% zijn echter nog niet in de markt gezien. Als de basisbedragen echter naar beneden gaan ten opzichte van vorig jaar, is het mogelijk dat meer projecten niet aan de rendementseisen kunnen worden.*

In het eindadvies wordt gerekend met 5,5% rente, behoudens enkele categorieën waar groenfinanciering voorhanden is. Vanwege de omvang van toekomstige windprojecten, is bij windenergie ook generiek gerekend met 5,5% rente. In het eindadvies wordt verder de differentiatie in financiële parameters gehandhaafd, die in het conceptadvies was voorgesteld.

*Het verschil tussen groene rente en reguliere rente is in werkelijkheid niet meer 1%, maar circa een half procent.*

ECN en DNV GL erkennen dat zeker voor grotere projecten groenfinanciering lang niet altijd van toepassing is, zeker als buitenlandse financiers betrokken zijn. Daarbij dient wel bedacht te worden dat er een verschil kan bestaan tussen het bruto rentevoordeel door groenfinanciering en het netto rentevoordeel dat doorgegeven wordt aan de lenende ontwikkelaar.

*ECN stelt dat de laatste jaren de rente op leningen zijn gedaald. In de lijn met de behoedzame wijze waarop prijsfluctuaties in de biomassa worden meegenomen, wordt ook hier met een voorzichtige daling met 0,5 procentpunt gerekend. Deze situatie is echter minder van toepassing bij groen gas. In het algemeen zijn banken huiverig in groen gas-projecten te stappen. Dit vertaalt zich in een hoge rente.*

De rente op leningen verschilt van project tot project, waarbij voor biomassaprojecten en zeker groengasprojecten relatief hoge rentes gevraagd worden (denk aan eerder 6% dan 5,5%). Uit de consultatiegesprekken is ECN en DNV GL gebleken dat er begrip bestaat om één rentetarief te hanteren. Verschillen in investeringsbereidheid per categorie komen

daardoor enkel tot uiting in de overige financieringsparameters, met name het rendement op eigen vermogen en het aandeel eigen vermogen. Dit is ook in lijn met het gebruik van een gestileerd kasstroommodel.

*In de praktijk zijn ook steeds meer provinciale fondsen betrokken bij de financiering van dergelijke projecten. Deze fondsen hanteren echter in het algemeen veel hogere rentes (ongeveer 8%). Daarnaast vragen banken regelmatig naar een groter deel eigen vermogen.*

De provinciale fondsen financiering doorgaans projecten die net niet in de markt gefinancierd kunnen worden. Uitgangspunt voor de SDE+ zijn projecten die wel geheel in de markt gefinancierd worden. De provinciale fondsen kunnen dus als aanvulling op de SDE+ beschouwd worden en zijn daarmee geen referentie voor het berekenen van basisbedragen.

Provinciale fondsen vormen in de SDE+ geen referentie voor het berekenen van basisbedragen



# 3

## Prijzen voor elektriciteit en biomassa

*Het grote verschil in basisbedragen door de jaren heen leidt tot oneerlijke concurrentie tussen ondernemers. Alle ondernemers handelen immers op dezelfde biomassamarkt. Het zou in onze ogen vele malen reëler zijn als de marktprijzen jaarlijks worden gepeild en verwerkt in de SDE basisbedragen. Dit wordt reeds gedaan met de energieprijzen (correctiebedragen), het zou daarom ook mogelijk kunnen worden voor biomassa.*

ECN en DNV GL herkennen het risico dat sterk wisselende biomassaprijzen kunnen hebben op de effectiviteit van de SDE+. Om te grote verschillen in basisbedragen te voorkomen, wordt het vijfjaarsgemiddelde van de biomassaprijzen genomen. De keuze om biomassaprijzen te verrekenen in de basisbedragen of in de correctiebedragen, is een beleidsmatige keuze. Daarbij wensen ECN en DNV GL wel op te merken dat een verrekening van de biomassaprijzen in correctiebedragen een sterk prijsopdrijvend effect kan hebben, omdat het de sterkste prikkel wegneemt van de markt om de biomassaprijzen laag te houden.

*De onzekerheid in biomassaprijzen kan zowel leiden tot extra projectrisico als tot oversubsidiëring. Beide varianten zijn ongewenst.*

In de marktconsultatie hebben ECN en DNV GL tegenstrijdige signalen gekregen: enerzijds zijn de biomassaprijzen gestegen maar anderzijds is het onwenselijk om nieuwe installaties een hogere SDE+-vergoeding te geven dan bestaande installaties. De basisbedragen in dit rapport zijn gebaseerd op de verwachte productiekosten en op basis van de gemiddelde biomassaprijzen van de afgelopen vijf jaar. De basisbedragen laten wel een stijging zien ten opzichte van vorig jaar en voldoen daarmee niet aan de wens die in de marktconsultatie geuit is, om de basisbedragen niet te laten stijgen (eindadvies, paragraaf 9.1.2).

### 3.1 Elektriciteitsprijzen

### 3.2 Biomassaprijzen

*Er wordt uitgegaan van 150 €/ton voor pellets, gebaseerd op de Argus-index. De prijzen op Argus gaan niet verder dan 2017, maar tonen nu al een prijs van 150 €/ton. Vanwege de verwachte verdere stijging in pelletprijzen vanwege groeiende vraag en vanwege de duurzaamheidscriteria, zal de prijs van 150 €/ton te laag zijn.*

In de SDE+ worden biomassaprijzen als vijfjaarsgemiddelden verrekend in de basisbedragen. Verrekening in de correctiebedragen kan een prijsopdrijvend effect hebben.

De Argus-index is slechts een van de gebruikte bronnen om de relevante pelletprijs te bepalen. In de marktconsultatie is ook informatie beschikbaar gesteld over langetermijnprijsontwikkelingen voor houtpellets. Afgaande op de vrij vlakke aanbodcurve van pellets, zal een sterk toenemende vraag niet gelijk ook hoeven te leiden tot een sterk stijgende prijs. Onzekerheid met betrekking tot de duurzaamheidscriteria bestaat wel. ECN en DNV GL rekenen met een risico-opslag van 15 €/ton ter compensatie van deze risico's.

De prijs van pellets wordt vooralsnog gelijk gehouden tussen de verschillende SDE-categorieën

*Er is een verschil tussen de prijs van pellets voor biomassa-bijstook en pellets voor biomassa-boilers. De modus van bulktransport kan bij ketels via wegtransport plaats vinden in plaats van met grote schepen. Biomassa-boilers hebben ook grotere investeringen dan meestook in kolencentrales, dus langere terugverdiertijden en kunnen moeilijk uit met een ongeïndexeerde pelletprijs. Een hogere pelletprijs met Argus-indexatie voor pelletketels is redelijk.*

Voor pelletketels is uitgegaan van grote, industriële warmteketels. Anders dan bij bij- en meestook, hebben pelletketels nog enige vrijheid in de te kiezen locatie. Vooralsnog zien ECN en DNV GL geen doorslaggevende reden om voor de ene SDE-categorie een andere pelletprijs te hanteren dan voor een andere SDE-categorie. Wel zijn de genoemde aspecten aandachtspunten voor de toekomst.

*Een houtpelletprijs wordt aangenomen van €150 per ton pellets. Dit is een conservatieve maar realistische inschatting voor de CIF ARA-prijs. Daar komen de logistieke kosten voor op- en overslag nog bij, alsmede de transportkosten naar de centrale.*

*Voor houtpellets wordt nu een prijs aangehouden van 135 €/ton plus een risico-opslag van 15 €/ton en ook nog een inflatiecorrectie van 2% per jaar. Op basis van informatie van APX/ENDEX lijkt 150 €/ton en jaarlijkse indexatie aan de ruime kant. Graag inzicht in de kostenopbouw.*

In het eindadvies wordt gerekend met 10 €/ton voor de logistieke kosten van het vervoer van haven naar centrale. De huidige prijs op de CIF ARA is 135 €/ton. Tevens wordt gerekend met 15 €/ton risico-opslag. En er wordt inderdaad 2% inflatiecorrectie toegepast, zoals gebruikelijk binnen de SDE-systematiek.

*De marktprijs voor houtpellets (CIF ARA) is lager dan de kosten om de biomassa bij de centrale te krijgen. Biomassa komt binnen met zeeschepen en dient overgeladen te worden op kleinere schepen of op vrachtwagens.*

ECN en DNV GL rekenen met 10 €/ton aan logistieke kosten.

*Het feit dat in de SDE+ regeling het basisbedrag wordt beschikt tegen een bedrag dat nominaal vast is, leidt er in eerste instantie toe dat de bedrijven gedwongen zijn om de biomassa voor de lange termijn te contracteren met een prijs die ook grotendeels vast is. Op dit moment liggen de duurzaamheidseisen nog niet vast, terwijl wel het basisbedrag al wordt berekend. Dat impliceert een prijsrisico. Als de eisen tot een hogere meerprijs leiden dan nu voorzien, dan zet dat de rentabiliteit van de projecten meteen onder druk ten opzichte van het reeds vastgestelde basisbedrag.*

Vanwege de inherente risico's van langetermijnprijsontwikkeling en de onzekerheid met betrekking tot de financiële consequenties van duurzaamheidseisen, is gerekend met 15 €/ton aan risico-opslag op de houtpelletprijs. De specifieke duurzaamheidscriteria waren niet bekend bij ECN en DNV GL ten tijde van het schrijven van dit advies.

*Gezien de marktindexaties die beschikbaar zijn voor houtpellets, vragen wij ons af of er voor de gehele 12-jarige periode van deze nieuwbouwprojecten gerekend zou moeten worden met een vaste prijs voor houtpellets, zoals door u wordt voorgesteld. De prijs van 150 €/ton ligt niet ver boven de huidige marktprijs. Het is te verwachten dat deze prijs gaat stijgen door de sterke toename van de vraag (uit o.a. bij- en meestook), maar met name door de strengere duurzaamheidseisen die aan biomassa gesteld worden. Deze stijging zou projecten onrendabel maken.*

De basisbedragen liggen vast voor een periode van 12 jaar. Dit is geregeld in het Besluit SDE. Biomassaprijzen worden verrekend in het basisbedrag. Dat de biomassaprijs voor 12 jaar vast ligt is geen voorstel van ECN en DNV GL, dit vloeit enkel voort uit de regelgeving. Mede vanwege de hier aangehaalde punten hebben ECN en DNV GL besloten om bij de advisering van ketels op houtpellets uit te gaan van dezelfde biomassaprijs als bij de categorie bij- en meestook van biomassa.

*Bij gebruik van hout in verbrandingsinstallaties willen de kosten van afvoer van de as nog wel eens oplopen. Zodra dat significant is, dient het in de variabele kosten meegenomen te worden.*

De kosten van afvoer van slib, as of digestaat zijn onderdeel van de variabele kosten. Momenteel wordt voor verwerking van as een prijs van 0 €/ton verondersteld, ofschoon het indicenteel een grote kostenpost kan vormen. Zodra het merendeel van de projecten te maken krijgt met hoge asafvoerkosten, zullen ECN en DNV GL dit conform onderzoeksoverdracht mee moeten nemen in de te adviseren basisbedragen.

*De energie-inhoud van houtsnippers met 45-55% vocht van 7 GJ/ton is een juiste aanname. 48 €/ton is een redelijke referentieprijs voor houtsnippers met 45-55% vocht.*

De aannames zijn in het eindadvies ongewijzigd gebleven.

*ECN en DNV GL gaan uit van een langjarig gemiddelde voor de biomassakosten bij mestcovergisting, een insteek die in de basis juist is. Wat echter opvalt is dat de prijzen de laatste jaren sterk zijn gestegen, iets waar de sector nu direct de gevolgen van ondervindt. Algemene marktverwachtingen geven aan dat markt voor de komende jaren zich op een structureel hoger niveau zal handhaven t.o.v. de afgelopen 5 jaar.*

In afgelopen jaren is een insteek gekozen van een voortschrijdend 5-jaarsgemiddelde. Omwille van de stabiliteit en om al te grote fluctuaties in de basisbedragen te voorkomen, handhaven ECN en DNV GL de eerder inzette berekeningswijze.

*ECN en DNV GL gaan bij mestcovergisting uit van ruim een kwart mais. In de praktijk blijkt het aandeels mais lager: 15% in 2011 en 5% in afgelopen jaar.*

In het eindadvies is gerekend met een lager aandeel mais van 5% om recht te doen aan de recente fluctuaties in de biomassamix.

*De referentieprijs van 25 €/ton voor biomassa voor allesvergisting is buiten-proportioneel. Circa 90% van de eigenaren van een allesvergister zijn reeds in het bezit van biomassa, of **ontvangen** bij het innemen van de biomassa (huishoudelijk GFT) minimaal 25 €/ton (poorttarief). Dit is een surplus van 50 €/ton. Daarnaast heeft het uiteindelijke restproduct, compost, ook nog eens een positieve marktwaarde.*

De biomassa voor een allesvergisting kan vaak vermarkt worden als veevoeder, de biomassa heeft dus een positieve prijs. Dit als bepalend voor de referentie van ECN en DNV GL. GFT-vergisters, waar volgens de consultatiereactie een prijs van -25 €/ton voor zou gelden, zijn geen referentie-installatie. Ook technisch verschilt een GFT-vergister van een allesvergister. In het verleden bleken de resulterende basisbedragen voor GFT-vergisting en allesvergisting, ondanks de technische verschillen, weinig uit elkaar te liggen.

De kentallen voor energie-inhoud en prijs van houtsnippers zijn redelijk en blijven ongewijzigd.

Bij mestcovergisting is gerekend met een lager aandeel mais dan aangenomen in het conceptrapport van eerder dit jaar.

*De gemiddelde maisprijs over de periode juni 2008 tot mei 2013 is geen 40,1 €/ton. Deze ligt op minimaal circa 50 €/ton. Voor het eindadvies, over de periode 2009-2014, zal deze eerder richting 60 €/ton gaan en is nu 80 €/ton.*

Voor de maisprijs wordt handelsinformatie van het LEI gebruikt, waarop een correctie voor transport is toegepast. De gemiddelde maisprijs over de periode juni 2009 tot maart 2014 is 42,8 €/ton. Inderdaad laat de maisprijs recent een sterke stijging zien, met medio 2014 een maisprijs die 80% hoger ligt dan in het tweede kwartaal van 2010.

Flexibilisering van de SDE+ valt buiten de onderzoeksopdracht.

*Gepleit wordt voor het flexibel kunnen inzetten van de beschikte SDE, zodat een SDE+-beschikking op groengas-productie kan worden omgezet naar een beschikking op een biogas-WKK.*

Voor de bepleite flexibiliteit dient de regelgeving aangepast te worden, hetgeen buiten de onderzoeksopdracht valt.

*Er wordt voor cosubstraat een scheve prijsrange genomen (gemiddeld 53 €/ton met minimum van 23 €/ton en maximum van 200 €/ton). Hoe werkt deze scheve verdeling door in de uiteindelijke basisprijzen?*

De prijsrange is geen onzekerheidsmarge, maar geeft de goedkoopste en de duurste componenten van het cosubstraat weer. Voor de basisbedragen is gerekend met de meest waarschijnlijke cosubstraatmix en met de gemiddelde prijs van die cosubstraatcomponenten van de afgelopen vijf jaar.



# 4

## Nieuwe categorieën in de SDE+2015

### 4.1 Bij- en meestook biomassa in kolencentrales

*De investeringskosten om meestook te realiseren in kolencentrales is hoger dan 400 €/kW<sub>e</sub>. Denk hierbij aan extra kosten voor transport en logistiek, opslag, voorbereiding van biomassa, maalinstallatie en de transportband.*

*De kolencentrales zijn al ontworpen op meestook, daarom moet niet het volledige investeringsbedrag voor meestook van 400 €/kW gesubsidieerd worden.*

De kosten van biomassameestook in bestaande kolencentrales verschilt van die in nieuwe kolencentrales, deels heeft dat met het ontwerp te maken. Hoewel ontwerpparameters van kolencentrales inderdaad zo gekozen kunnen worden, dat meestook van biomassa mogelijk wordt gemaakt, wil dat nog niet zeggen dat ook voorzien is in alle specifieke biomassavoorzieningen. De berekeningen van ECN en DNV GL richten zich hoofdzakelijk, doch niet uitsluitend, op deze specifieke biomassavoorzieningen. Na weging van toegevoerd materiaal, hebben ECN en DNV GL het investeringsbedrag in het eindadvies verhoogd naar 450 €/kW<sub>e</sub>.

*De operationele meerkosten van meestook zijn hoger dan 3 €/MWh.*

ECN en DNV GL hebben geen onderbouwing gezien die een andere waarde rechtvaardigt.

*Zijn de kosten van asafvoer meegenomen in de berekening?*

Generiek worden de kosten of baten van asafvoer meegenomen in de berekening van de basisbedragen, het basisbedrag voor meestook vormt hier geen uitzondering op.

*De contractkosten voor elektriciteit om het risico op de variatie in elektriciteitsprijs af te dekken zijn hoger dan 0,09 cent/kWh.*

In de SDE worden de kosten meegenomen om elektriciteit te verhandelen op de day-aheadmarkt. Deze bedragen 0,09 cent/kWh. Risico's die ontstaan door variatie in de elektriciteitsprijs worden niet geïnduceerd door de SDE-regeling en zijn daarom niet meegenomen in de basisbedragen.

Het investeringsbedrag voor biomassameestook is in het eindadvies verhoogd naar 450 €/kW<sub>e</sub>.

*Het is zorgwekkend dat meestook zal plaatsvinden in kolencentrales waarbij het basisbedrag hoger ligt dan bij kleinere projecten die de biomassa efficiënter inzetten.*

Welke categorieën worden opgesteld in de SDE-regeling, is een keuze voor het ministerie van Economische Zaken. Gezien de afspraken die in het Energieakkoord gemaakt zijn, achten ECN en DNV GL het verdedigbaar om een advies uit te brengen voor een basisbedrag voor de categorie van bij- en meestook van biomassa in kolencentrales.

*De kapitaalslasten en operationele kosten van de kolencentrale worden proportioneel toegerekend aan het biomassameestookdeel. Op basis van welke eenheid?*

Op basis van levensduur (8 jaar meestook op 30 jaar levensduur) en de elektriciteitsproductie (meestookpercentage op energiebasis) wordt dit toegerekend.

Meestoken van biomassa in een kolencentrale leidt tot hogere kosten die in het basisbedrag verrekend worden. Een eventuele verdiscontering in de stroomprijs wordt via het correctiebedrag gecorrigeerd.

*Het is vreemd om de operationele kosten mee te nemen, zeker bij een voorziene meestook van minder dan 30%. Deze worden reeds verdisconteerd in de stroomprijs.*

Het meestoken van biomassa leidt tot hogere kosten ten opzichte van volledige kolenstook. De basisbedragen zijn een maat voor de productiekosten en daarom dienen deze operationele meerkosten meegenomen te worden. In hoeverre deze kosten verdisconteerd kunnen worden in de stroomprijs, is een vervolgvraag. Als deze kosten inderdaad in de stroomprijs verrekend worden, zal de subsidie-uitbetaling lager worden. De werkelijke subsidie-uitbetaling is het verschil tussen basisbedrag en correctiebedrag. Een hogere stroomprijs betekent een hoger correctiebedrag, dus een lagere subsidie, ongeacht de hoogte van het basisbedrag.

*In het conceptadvies wordt uitgegaan van investeringskosten van 1100 €/kW voor bestaande kolencentrales. Wordt hierbij rekening gehouden met het feit dat de investering circa 20 jaar geleden is gedaan en dat er veranderingen zijn in het prijspeil in de afgelopen 20 jaar?*

In de berekening is gekeken in hoeverre het meestoken van biomassa leidt tot veranderingen in het terugverdienen van de oorspronkelijke investering, de huidige economische waarde of vervangingswaarde is daarbij buiten beschouwing gelaten.

*In de business cases van de projecten zal wel degelijk uit worden gegaan van de brandstofs substitutiemethode. In dat geval is het verschil tussen de kosten voor kolen en CO<sub>2</sub> aan de ene kant en biomassa aan de andere kant zeer relevant.*

*Het zou goed zijn als ECN beide berekeningen kon uitvoeren en deze naast elkaar kon publiceren. Dus naast deze berekening ééntje waarbij alleen het verschil in echt additionele kosten wordt meegenomen.*

De rekenmethode om tot de basisbedragen te komen, is voorgeschreven door het ministerie van Economische Zaken. Bij de huidige prijzen van kolen, biomassa en CO<sub>2</sub> zal het meestoken van biomassa financieel uit kunnen op grond van de nu geadviseerde basisbedragen. In hoeverre de case voor kolenstook gunstiger of minder gunstig is dan die voor biomassastook valt buiten deze beschouwing. Dit geeft opwaartse en neerwaartse risico's voor de eigenaar van de centrale, die in de afweging zijn betrokken maar niet hebben geleid tot extra risico-opslag of -aftrek.

*De additionele voorinvestering van 400 €/kW voor bijstook is ongeloofwaardig hoog. Dat is 36% van de investeringskosten van de gehele kolencentrale.*

Deze interpretatie van de voorinvesteringskosten is niet correct. Het gaat hier om 400 euro per kW aan meestookcapaciteit. De investeringskosten van een bestaande kolencentrale was 1100 euro per kW aan totale centralecapaciteit. 400 euro per kW aan meestookcapaciteit ten opzichte van 1100 euro per kW aan centralecapaciteit betekent dat de voor-

investering voor meestook op 7% van de investeringskosten van de totale centralekosten ligt bij 20% meestook.

*In de spreadsheet-berekening voor referentiecentrale 4 lijkt abusievelijk te zijn uitgegaan van een equity share van 30% in plaats van 35% zoals voor de overige referentiecentrales. De 35% heeft betrekking op balansfinanciering. Op aangeven van het ministerie is in het eindadvies generiek gerekend met projectfinanciering. Daartoe is het aandeel eigen vermogen in het eindadvies gezet op 30%.*

*In lijn met de EU-staatsteunregels, zou de ondersteuning voor meestook gebaseerd moeten zijn op vervanging van kolen en CO<sub>2</sub> door biomassa. Daarmee is hij onafhankelijk van de elektriciteitsprijs. In de nu voorgestelde berekeningsmethodiek voor de vergoeding van meestook, ontstaat een additioneel risico. Een mogelijkheid om het risico dat hierdoor ontstaat te mitigeren, is zogenoemd "rolling hedging".*

*Hoe kan over- en onderstimulering van bij- en meestook van biomassa worden voorkomen door middel van de onrendabeletoeperekening op basis van brandstofsubstitutie?*

In de onderzoeksopdracht staat beschreven hoe de basisbedragen van bij- en meestook berekend dienen te worden. Berekeningen op basis van brandstofsubstitutie zijn hier geen onderdeel van, noch mitigatieopties.

*Hoe kan de keuze van indirecte stimulering van bij- en meestook volgens de huidige regeling worden vertaald in een risicopremie?*

ECN en DNV GL rekenen met een prijspremie op de biomassaprijs van 15 €/ton en met een rendement op eigen vermogen van 12%. Hieruit dienen de risico's gedekt te worden.

## 4.2 Warmte, houtpellets

*De locaties waar inzet van ketels op houtpellets mogelijk is, bevinden zich veelal in gebieden waar het overheidsbeleid is gericht op terugdringen van uitstoot van NO<sub>x</sub> en fijnstof. Er zullen strenge vergunningseisen gesteld worden aan de rookgasreiniging en brandstoflogistiek waarmee warmte opgewekt wordt uit houtpellets. De investeringen die hiermee gemoeid zijn vinden wij niet terug in de referentie-installaties zoals gepubliceerd.*

Enkel de investeringen zijn meegenomen die geëist worden uit landelijk beleid. Met betrekking tot de emissies naar lucht is dat het Activiteitenbesluit. Lokale NO<sub>x</sub>-plafonds kunnen inderdaad tot additionele problemen leiden die niet door de geadviseerde SDE-vergoeding ondervangen worden.

*De referentiecasse van een 0,35 mln €/MW voor een 30 MW-boiler, silo, rookgasreiniging, etc. is niet terug te vinden in de markt. Industriële stoom behoeft druk van boven de 20 bar, er wordt niet aangegeven waar de referentiecasse qua druk van uitgaat.*

Er is geen informatie aangeleverd die aantoont dat de genoemde kosten niet representatief zouden zijn. De referentiecasse gaat uit van stoom van 35 bar, die is verwoord in het eindadvies.

### 4.3 Gecombineerde opwekking, houtpellets

### 4.4 Bestaande thermische conversie biomassa $\leq 50 \text{ MW}_e$ , met MEP-beschikking

*De berekeningsmethode van de staffel voor de overlap van de MEP-subsidie sluit niet aan op de praktijk van een hoogrendementsbiomassacentrale met nog enkele jaren MEP-subsidie.*

Deze opmerking is adequaat onderbouwd met toegeleverde data. De staffel (zie tabel 87 op pagina 76 van het eindadvies) is voor de jaren 3 tot en met 5 marginaal naar boven bijgesteld.

### 4.5 Wind op dijkluchamen

*Positieve reacties over het toevoegen van een categorie in de SDE+ voor Wind op dijkluchamen. Wel is van belang dat er een goede monitoring komt of de door ECN en DNV GL voorgespiegelde kosten straks echt teruggezien worden in de praktijk, of dat aanpassing nodig is.*

Het is in de lijn van het SDE+-advies dat ECN en DNV GL ieder jaar opnieuw voor een nieuwe regeling inventariseren of de gehanteerde kosten nog in lijn zijn met de werkelijkheid.

### 4.6 Golfslagenergie

# 5

## Gewijzigde technisch-economische parameters t.o.v. SDE+2014

### 5.1 Wind op land, vermogen $< 6$ MW en $\geq 6$ MW; wind in meer $\geq 1$ km<sup>2</sup>

*Hoewel het van belang is dat er zo doelmatig mogelijk gestimuleerd wordt, ondermijnen grote jaarlijkse wijzigingen het investeringsklimaat. Het introduceren van meer langjarige zekerheid over de te verwachten subsidies, bijvoorbeeld vijf jaar vooruit, zou helpen om deze onzekerheid tegen te gaan. Mocht dat niet mogelijk zijn, dan zouden we pleiten voor een overgangsregime bij wijzigingen met een grote impact.*

ECN onderschrijft het belang van stabiliteit in de investeringsklimaat. Het advies gaat evenwel over de basisbedragen SDE+ 2015.

*Het is positief dat een hogere productie per MW wordt gestimuleerd, maar het afschaffen van de windfactor maakt financiering moeilijker. Forward banking zou dit risico grotendeels kunnen opvangen. Ook is het wenselijk om het komend jaar actief te monitoren of de financierbaarheid in het geding komt.*

Afschaffing windfactor en introductie banking zijn in het voorjaar door EZ geconsulteerd vanuit de aanpassingen in het Besluit SDE. Daarmee zijn deze punten geen onderdeel van de marktconsultatie van ECN en DNV GL.

*Omdat de windkaart nog geactualiseerd moet worden, is onduidelijk wat de consequenties zullen zijn van winddifferentie naar gemeenten en de impact op de ontwikkelportefeuille van projectontwikkelaars. Zo is het nog niet bekend op welke wijze de windsnelheid per gemeente vastgesteld zal worden en welke indeling gehanteerd zal worden.*

*Stimulering van minder windrijke gebieden mag niet onbedoeld meer windrijke gebieden negatief beconcurreren. Dit effect is op dit moment moeilijk in te schatten vanwege het ontbreken van de windkaart.*

*De regeling mag niet tot gevolg hebben dat goede projecten op windrijke locaties sneuvelen ten bate van duurdere projecten op minder windrijke locaties.*

*Voorstel: koppel de windkaart niet aan gemeentegrenzen maar met behulp van een GIS-applicatie aan de coördinaten van het windpark.*

*De windkaart zal een onvoldoende betrouwbare voorspelling over daadwerkelijke windregime kunnen geven, jaarlijkse producties kunnen tot wel 5 tot 10% afwijken.*

*Voorstel: wij willen een overgangsregeling voorstellen voor projecten die nu al begonnen zijn aan de ruimtelijke procedure, omdat deze projecten nauwelijks de mogelijkheid hebben om hun ontwerp aan te passen.*

De windkaart is na de consultatieperiode verschenen, daardoor is deze helaas niet betrokken geweest bij de consultatie door ECN en DNV GL.

*Geef de markt de vrije hand in het bepalen van de juiste technologiekeuze en laat de vol-lasturengrens los. Systeem sorteert nu voor op het precies halen van VLU, maar doel SDE is juist zo efficiënt en goedkoop mogelijk zoveel mogelijk MWh realiseren.*

De basisbedragen door ECN en DNV GL geadviseerd, zijn berekend onder het uitgangspunt dat de generieke vollasturengrens niet toegepast wordt in de SDE+ 2015.

*De combinatie windsnelheid / vollasturen in fase 1 is technisch erg lastig haalbaar en het aantal beschikbare turbines hiervoor ligt een stuk lager.*

ECN en DNV GL erkennen dat bij relatief veel projecten het moeilijk is om bij een windsnelheid van 8,0 m/s tegen 7,0 ct/kWh elektriciteit te produceren. Het basisbedrag voor de windrijkste gemeenten is daarom verhoogd tot 7,4 ct/kWh in het eindadvies.

*Er wordt uitgegaan van een laag aantal vollasturen wind op land voor de windarmere gebieden.*

Met het loslaten van de generieke vollasturengrens, kan het advies voor windarmere gebieden ook uitgaan van een aantal vollasturen dat correspondeert met de werkelijke productie.

*Het vastzetten van een bedrag per trede gerelateerd aan een windsnelheid is te rechtvaardigen, maar in alle gevallen is de prijs per kWh te laag. De windsnelheden per trede moeten allemaal met circa 1 m/s omhoog om op een realistische prijs per kWh uit te komen.*

*Voorstel: Verhoog de windsnelheid van de verschillende fases zodat het een voorstel wordt dat ook technisch mogelijk is bij een ruime meerderheid van de turbines. Naast het verhogen van de windsnelheidsgrenzen, zou het mogelijk maken om onder bepaalde voorwaarden een fase hoger in te dienen, ook een mogelijke oplossing kunnen zijn.*

De opmerkingen komen de facto neer op het verruimen van de subsidiemogelijkheden. ECN en DNV GL zien in de opmerkingen geen onderbouwing dat de kostenraming in het conceptadvies inaccuraat zijn.

*Bij lager vergunde ashogtes komen de uitkomsten van het OT-model niet overeen met de realiteit.*

Het OT-model wordt doorgerekend op diverse commercieel verkrijgbare turbines, ook turbines met lagere ashogtes. Voor het advies over de basisbedragen wordt wel uitgegaan van de kosteneffectievere turbines, dat zijn doorgaans niet de turbines met ashogtes van minder dan 60 meter.

*Het is een positieve stimulans om turbines groter dan 6 MW turbines te plaatsen, om maximale snelheid te maken met het verwezenlijken van het energieakkoord.*

*Turbines groter dan 6 MW rijmen niet met de aard van de SDE+, te weten zo efficiënt en goedkoop mogelijk zoveel mogelijk MWh realiseren. Tevens leidt een aparte categorie*

Het basisbedrag voor de windrijkste gemeenten is verhoogd tot 7,4 ct/kWh in het eindadvies.

voor > 6 MW wind op land tot voordelen voor bepaalde fabrikanten, waardoor anderen wegblijven van de Nederlandse markt.

ECN en DNV GL zijn het eens dat de 6 MW-categorie slecht te rijmen valt met de generieke insteek van de SDE-regeling om concurrentie binnen de duurzame energie te bevorderen. Hoe de doelstellingen uit het Energieakkoord gehaald kunnen worden, is geen onderdeel van de overwegingen die geleid hebben tot het eindadvies.

*Er zijn zorgen over risico van oplopende grondkosten door schaarste van gebied als structuurvisies worden vastgesteld.*

*De grondprijs die door bijvoorbeeld RVB wordt gehanteerd in de markt is nog steeds 0,53 (en dus niet 0,48).*

*Om te voorkomen dat grondeigenaren in de toekomst in zoekgebieden buitensporige opbrengsten genereren zou de overheid hier maatregelen moeten nemen. Het buitensporig profiteren van een door structuurvisie bepaalde monopoliepositie zal immers tevens contraproductief zijn bij het verkrijgen van draagvlak waar lusten en lasten juist evenwichtiger verdeeld moeten worden. Het verlagen van de grondkosten in de SDE+ uitgangspunten geeft wel een goed signaal in de markt, maar voorkomt niet dat de werkelijke grondprijs in onderhandeling op de markt tot stand komt.*

Op aangeven van het ministerie van Economische Zaken hebben ECN en DNV GL gerekend met 10% lagere grondkosten dan in de berekeningen van een jaar geleden. De werkelijke grondprijzen in de markt liggen momenteel hoger.

*De aannames voor opbrengstverliezen zijn een stuk lager dan wat in de praktijk voorkomt.*

DNV GL en ECN hebben dit jaar nader onderzoek gedaan naar de opbrengstverliezen. Op basis van input uit de markt is voor de SDE+ 2015 is gerekend met 13% opbrengstverliezen voor een referentiepark van 50 MW, vergeleken met 10% in het conceptadvies.

*Verlaging rendement op eigen vermogen van 15 naar 12% : deze 12% is te laag om om de ontwikkelkosten en de exploitatierisico's te dekken.*

Voor windenergie is het rendement op eigen vermogen verhoogd van 12% naar 15% vanwege het extra risico dat ontstaat door het afschaffen van de windfactor.

*Vorbereidingskosten, participatie kosten, gebiedsgebonden bijdragen, financieringskosten worden niet meegenomen in de berekeningen van ECN en DNV GL. Deze kosten maken wel degelijk onderdeel uit van de investering van een windpark.*

ECN en DNV GL erkennen dat deze kosten (vaak) onderdeel uitmaken van de investering van een windpark. Echter, deze kosten mogen conform de onderzoeksopdracht niet worden meegerekend in de berekening van het basisbedrag.

*De windsnelheden liggen voor de basisbedragen van 7, 8, 9 en 10 ct/kWh significant lager dan wat wij kunnen narekenen met de door ons aangeleverde gegevens. Deelt u onze mening dat de windsnelheden per trede/fase te laag zijn ingeschat op basis van de door ons aangeleverde analyse? Zo ja, bent u voornemens deze aan te passen naar correcte windsnelheden?*

Nee, wij delen deze mening niet. De basisbedragen worden berekend aan de hand van diverse bronnen, zowel (internationale) literatuur als gegevens van projectontwikkelaars, financiers, techniekleveranciers en adviesbureau's. Alle ontvangen informatie afwegende, wordt in het eindadvies geadviseerd om bij 7,0 en 7,5 m/s (8 en 9 ct/kWh) de subsidie te verstrekken over 150 vollasturen minder dan in het conceptadvies werd voorgesteld. Dit is dus contrair aan deze consultatiereactie.

Er is in het SDE+ eindadvies voor 2015 gerekend met 10% lagere grondkosten dan voor SDE+2014, waarmee de grondprijzen onderschat worden.

Voor SDE+ 2015 is gerekend met 13% opbrengstverliezen (was 10% in het conceptadvies).

*Deelt u de mening dat op basis van de aangeleverde productieberekeningen het aantal vollasturen niet (of slechts in zeer kleine mate) representatief zijn voor de gegeven windsnelheden? En dat het merendeel van de vergunningen in Nederland voorzien zijn op lagere ashoogtes dan de gestelde extremen (>135 m), met beperkingen veelal tot 100/125/150 m tiphoogte door omstandigheden (radar, luchthavens, fauna, zichtbaarheid, geluid, slagschaduw, etc.), dus dat eveneens het gemiddeld aantal vollasturen per trede nogmaals wordt verlaagd?*

In het advies wordt gerekend met een verscheidenheid aan turbinetypes met een verscheidenheid aan ashoogtes. Er zijn voldoende turbinetypes die volgens ECN en DNV GL rendabel te exploiteren zijn bij de voorgestelde basisbedragen. Wel hebben we extra gekeken naar de verliezen (verschil tussen netto en bruto productie). Die verliezen zijn ten opzichte van het conceptadvies verhoogd van 10% naar 13%.

*Zou u voor de SDE+ 2015 op basis van een bij de SDE+-aanvraag in te dienen opbrengst-rapport de productiecap (eventueel op basis van vollasturen) per project willen vaststellen, zodat winddifferentiatie wordt geïmplementeerd en op energieopbrengst wordt gestimuleerd?*

Deze vraag is niet aan ECN en DNV GL om te beantwoorden. De strekking van de vraag is doorgespeeld naar het ministerie van Economische Zaken.

*Is het voor uw ministerie mogelijk om deze regeling (met een goede winddifferentiatie) voor komende jaren vast te leggen en niet meer te wijzigen (m.u.v. het basisbedrag), zodat er een stabiele basis komt in Nederland om windenergie te exploiteren en de realisatie van 6000 MW in 2020 werkelijkheid te laten worden, met een zo groot mogelijk aantal PJ?*

ECN en DNV GL kunnen niet namens het ministerie van Economische Zaken antwoorden.

## 5.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 15$ kWp en aansluiting $>3 \times 80A$

*Wat is het minimale bedrag per kWh (lees: het bodembedrag) dat voor elektriciteit gedurende de SDE periode wordt gehanteerd op een bedrag van 14,2 cent/kWh?*

De basiselektriciteitsprijs voor de categorie zon-PV is 3,5 ct/kWh. De basiselektriciteitsprijzen zijn geen onderdeel van de marktconsultatie.

*Hoe gaat de banking eruit zien (kan er "opgespaard" worden naast het mogelijke extra 16e jaar)?*

*Bestaat de mogelijkheid dat er extra banking jaren gaan komen (jaar 17 en verder)?*

Banking wordt geregeld in het Besluit SDE. Het is geen onderdeel van de marktconsultatie.

## 5.3 AWZI/RWZI

*Het gemiddeld verwerkingstarief van € 82,- per ton te verwerken zuiverings-slib is te laag, alhoewel de exacte tarieven per situatie verschillend kunnen zijn. ECN ging eerder zelfs uit van € 90,- per ton.*

De 90 €/ton is in 2013 vanuit de markt aangegeven als slibprijs bij een relevant projectinitiatief. ECN en DNV GL herkennen een dalende tendens in de slibverwerkingsprijs. Omdat de slibverwerking van grote invloed is op de bedrijfseconomische haalbaarheid van duurzame-energie-initiatieven en omdat de slibverwerking integraal onderdeel uitmaakt van het primaire, niet-energetische, proces van waterzuivering, hebben ECN en DNV GL in samenspraak met het ministerie van Economische Zaken en de branche besloten om te



komen tot een slibverwerkingsprijs die representatief zou moeten zijn voor de komende jaren. ECN en DNV GL hebben deze prijs gezet op 64 €/ton. Bij deze waarde zijn naar inzicht van ECN en DNV GL de lasten van een lage slibverwerkingsprijs voor duurzame-energie-initiatieven in balans met de lusten van een lage slibverwerkingsprijs voor het primaire proces van waterzuivering.

## 5.4 Geothermie

*Gepleit wordt om de differentiatie naar diepte tot een minimum te beperken en één (warmte)variant door te rekenen, die voldoende representatief is voor de range tot ca. 4000 meter diepte.*

In de SDE+ 2014 is de categorie voor diepe geothermische warmte opgedeeld in projecten dieper dan 3300 meter en projecten tussen 500 en 3300 meter. Deze opdeling vond zijn basis in het verwachte vermogen van de geothermische bron in combinatie met het begrenzen van de subsidie in de SDE+2014 op vermogen. Na het schrijven van het conceptadvies heeft het ministerie van Economische Zaken als randvoorwaarde aan ECN, DNV GL en TNO meegegeven dat er niet van een vermogensgrens uitgegaan moest worden. Daardoor verviel de basis voor een opsplitsing rond 3300 meter. Echter, projecten met een zeer grote boordiepte, waar bijvoorbeeld fracken noodzakelijk kan zijn, kennen een nadere kostenstructuur dan projecten met een geringere boordiepte. ECN, DNV GL en TNO menen dat een opsplitsing omwille van kosteneffectiviteit wenselijk is. Waar de grens van 3300 meter vanwege verschillen in geothermisch vermogen dus geschrapt kon worden, adviseerden ECN, DNV GL en TNO om een nieuwe grens te introduceren: bij 3500 meter vanwege de verschillen in productiekosten.

*Rendement op eigen vermogen is volgens OT-rekenmodel 12%. Valt geothermie niet onder innovatieve/risicovolle technieken waarvoor 15% rendement op eigen vermogen geldt?*

*Het aandeel eigen vermogen naar ligt bij geothermie tussen 30% en 40%. Daar waar 30% eigen vermogen dus al krap is, versterkt de verlaging van het rendement op eigen vermogen van 15% naar 12% dit financieringsprobleem in de SDE+.*

Uit de marktconsultatie blijkt dat de risico's het rechtvaardigen om uit te gaan van 15% rendement op eigen vermogen. Zo is de financiering van geothermieprojecten veel moeilijker gebleken dan enkele jaren geleden gedacht.

*Het uitgangspunt van 20 MW als vermogen voor een bron is ambitieus.*

Het bronvermogen dat in het conceptadvies stond, was onder de aanname van een vermogensbegrenzing. Om dan het merendeel van projecten doorgang te kunnen laten vinden, ligt het gehanteerde vermogen van 20 MW duidelijk hoger dan het gemiddelde vermogen van projecten. In het eindadvies is niet gerekend met een vermogensbegrenzing en daarom is het referentievermogen verlaagd naar 12 MW.

*Op bladzijde 45 van het conceptadvies, paragraaf 5.4.1 staat dat bij de categorie geothermische warmte  $\geq 500$  m wordt bedoeld op een temperatuur van 70 à 100°C. Onze inziens moet daar staan 25 à 100°C omdat op een diepte van 500 m nog geen water van 70°C wordt aangetroffen. Graag de temperatuurtraject veranderen in 25 à 100°C voor het doelgebied.*

We bedoelen hier dat op een diepte van 500 m een temperatuur kan worden aangetroffen van (max) 70 à 100°C. Uiteindelijk heeft deze gevraagde aanpassing geen invloed op het basisbedrag, daar de SDE-vergoeding direct gerelateerd wordt aan de diepte en niet aan de genoemde temperatuurrange. Men heeft natuurlijk gelijk dat de temperatuur in ondiepere putten ook lager ligt dan de genoemde 70 à 100°C, echter de genoemde tempe-

Financiering van geothermieprojecten rechtvaardigt 15% rendementseis op eigen vermogen.

In het conceptadvies lag het bronvermogen van 20 MW opzettelijk hoger dan het gemiddelde maar in het eindadvies is daar niet mee gerekend.

raturen zijn gestelde eisen en geven een *verwacht maximale temperatuur aan in een gemiddelde (80%) case van geothermie-projecten, zoals gebruikt in de referentie-installatie ter berekening van de basisbedragen.*

De genoemde diameter van 8<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" kan als range gelezen worden.

*Op bladzijde 46 van het conceptadvies staat als technisch-economische parameter 8<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" als diameter. Het lijkt ons beter te vermelden dat het om een range van 7<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" tot en met 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" gaat. Ons inziens is geen aanpassing nodig maar we wilden u wel attent maken op de praktische range.*

De genoemde range (8<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" ) is gebruikt voor het bepalen van het basisbedrag. Dit betekent inderdaad niet dat een SDE-aanvraag met dezelfde diameter uitgevoerd dient te worden.

*Met betrekking tot de debietberekeningen bij ondiepe geothermie zien wij een tekortkoming in het door TNO gebruikte doublecalc-model, in de zin dat dat model gebaseerd is op verticale ontwerpen. In de variant ondiepe geothermie ≥500 m is het ook mogelijk om de bronnen te ontwikkelen met 'lange volledig horizontale screens'. Lange horizontale filters kunnen niet goed worden uitgerekend in doublecalc. In de berekeningen in doublecalc komen dan te lage debieten als uitkomst en daardoor te lage inputvermogens. Graag in de (controle) berekeningen van een aanvraag ook de mogelijkheid laten dat de berekeningen met andere internationaal geaccepteerde toestroommodellen gemaakt mogen worden en dat dit geaccepteerd wordt in de aanvraag door dit ook toe te staan voor de controleberekening van TNO op de SDE-aanvraag.*

De wijze waarop de SDE-aanvragen voor geothermie beoordeeld worden door RVO valt buiten de onderzoeksopdracht. We geven de opmerking evenwel door aan RVO.

## 5.5 Vergassing

*Waarom is het tarief van vergassing zo spectaculair is gedaald? De onderbouwing van een dergelijke kostendaling in een zeer korte periode ontbreekt.*

De kosten van vergassing zijn niet spectaculair gedaald, dit is in het eindadvies gecorrigeerd. Er is voor de SDE+ gekozen voor een andere parameterisering. Voorheen is voor vergassing uitgegaan van de productiekosten van groen gas uit vergassing, als ware er een commerciële vergassingsinstallatie van ca. 100 MW neergezet. Hoewel innovatiekosten niet binnen de SDE+-berekening vallen (want dat zijn kosten die projectoverstijgend zijn), kunnen opschalingskosten wel in de basisbedragen worden meegenomen (want die zijn projectspecifiek). De parameterisering van vergassing is nu in lijn gebracht met de parameterisering van o.a. vrijstromingsenergie, waar ook opschalingskosten in opgenomen zijn. De subsidiebehoefte van vergassingsprojecten is evenwel niet spectaculair veranderd in één jaar tijd en daarom verschilt het basisbedrag in het advies voor de SDE+ 2015 weinig van dat in de SDE+2014.

# 6

## Ongewijzigde technisch-economische parameters t.o.v. SDE+2014

### 6.1 Energie uit water

*Het aantal vollasturen van 2800 uur voor de categorie vrije stroming is te laag en zou voor getijstroomtoepassing naar 3500 moeten worden verhoogd en voor toepassing in rivieren tot 5700 (gelijk aan laagverval).*

Het aantal projecten voor de categorie vrije stroming is beperkt, waardoor ECN en DNV GL niet adviseren om de categorie verder op te splitsen. Uiteindelijk is de SDE+-regeling een generieke regeling en geen categoriespecifieke regeling. Voor sommige technieken dient het basisbedrag bij een aantal vollasturen van 5700 uur sterk verlaagd te worden, maar daardoor komen de projecten met 2800 of 3500 vollasturen niet meer uit. Omdat het merendeel van de projecten uit moet kunnen, is het daardoor niet mogelijk om de vollasturen op 5700 te leggen zonder de categorie nader op te knippen. Het huidige advies doet daarentegen recht aan het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten uit moet kunnen.

*Marktpartijen zouden graag inzage krijgen naar de aannames en rekenmethode van de kostprijs voor vrije stromingsenergie. Op welke business cases zijn deze bedragen gebaseerd?*

ECN en DNV GL ontvangen in het kader van de marktconsultatie vertrouwelijke data. Deze data wordt getoetst op betrouwbaarheid en representativiteit. Vrije stromingsenergie is een techniek in ontwikkeling, waarbij verschillende concurrerende technieken worden ontwikkeld. ECN en DNV GL kunnen daarom geen inzage bieden in technische aannames die achter de berekening ten grondslag liggen. De rekenmethode is te vinden op de website van ECN.

*Om innovatieve energie uit water te kunnen implementeren is een SDE+ nodig die hoger ligt dan de huidige vergoedingen, die niet verder reiken dan 0,13-0,15 ct/kWh. Voorstel: laat energie-uit-waterprojecten meetenderen met bijv. de regeling wind op zee (0,16-0,18*

Op basis van 2800 vollasturen en het bijbehorende basisbedrag kan het merendeel van de projecten uit.

*ct/kWh) of in een aparte categorie voor innovaties met een SDE+-vergoeding, die beter aansluit bij de berekende basisbedragen. Zou een dergelijke aanbeveling in uw advies kunnen worden meegenomen?*

Het advies van ECN en DNV GL beperkt zich tot het adviseren over de basisbedragen, waarbij tevens over de openstelling van categorieën geadviseerd kan worden. Een dergelijke aanbeveling past niet binnen de onderzoeksopdracht.

*Een project waarbij energieopwekking plaatsvindt doordat er aan de ene zijde van de dam getij is met een getijdeslag van 1,5 à 2 meter en aan de andere zijde geen getijdenwerking. Onder welke waterkrachtcategorie valt dit project?*

Voor dit specifieke voorbeeld achten ECN en DNV GL de categorie “waterkracht, verval  $\geq 50$  cm” het meest geëigend. De categorie-afbakening is echter geen expliciet onderdeel van de onderzoeksopdracht.

## 6.2 Zonthermie, apertuuroppervlakte $\geq 100$ m<sup>2</sup>

*Kan de ondergrens voor zonthermie verlaagd worden naar 15 kW?*

De ondergrens van de categorie zonthermie was een uitgangspunt bij het adviseren over de basisbedragen SDE+2015.

De ondergrens van de categorie zonthermie is ook in 2013 besproken. Daarbij heeft het ministerie van Economische Zaken aangegeven dat er naast voordelen ook nadelen aan een lagere ondergrens zitten. Het hanteren van een ondergrens van 100 m<sup>2</sup> is door het ministerie van Economische Zaken voorgeschreven in de onderzoeksopdracht voor het adviseren over de basisbedragen SDE+2015.

*Kan het correctiebedrag aangepast worden aan de specifieke energiebelastingschijf van een installatie?*

De berekening van de basisbedragen zijn ter consultatie voorgelegd, daarmee valt de vraag buiten de scope van het advies. De berekeningswijze van de correctiebedragen zijn overigens vastgelegd in de SDE-regeling. Voor de referentie-installatie tonen de correctiebedragen voor zonthermie een redelijke marktprijs van de opgewekte warmte. Bij installaties in de praktijk, die afwijken van de referentie-installatie van ECN en DNV GL, is het mogelijk dat minder energiebelasting betaald hoeft te worden, waardoor het correctiebedrag voor die specifieke installaties hoger ligt dan de werkelijke marktprijs van de warmte van die installaties.

## 6.3 Allesvergisting

*De referentie-installatie is niet duidelijk omschreven. Wordt een bestaande vergister uitgebreid met een extra vergister-volume/reactor met ketel of WKK? Of wordt met deze categorie bedoeld dat het eigen energiegebruik ook in aanmerking komt voor SDE+? Indien het alleen gaat om alleen een ketel of WKK-aanvulling zijn de investeringskosten, respectievelijk 586 €/kW<sub>th</sub> output en 1055 €/kW<sub>th</sub> input, veel te hoog.*

De referentie voor allesvergisting is dat een bestaande niet-energetische fabriek wordt uitgebreid met een energie-installatie om biogas te winnen.

Bedoeld wordt dat een bestaande niet-energetische fabriek wordt uitgebreid met een energie-installatie om biogas te winnen.

*Bedoelt men met €/kW<sub>th</sub> input €/kW<sub>fuel</sub> input?*

Ja, dat wordt ermee bedoeld.

## 6.4 Vergisting en covergisting van dierlijke mest

*De basisbedragen voor vergisting van mest en/of biomassa zijn te laag. Ervaringen uit de praktijk leren ons dat de kosten voor met name biomassa sterk afwijken van uw opgenomen uitgangspunten. Daarnaast wordt onvoldoende rekening gehouden met het grote risico van diverse faalfactoren. Per saldo is het gemiddeld genomen niet mogelijk bij de huidige basisbedragen rendement te maken.*

Ten opzichte van het conceptadvies wordt gerekend met hogere kapitaalseisen (30% eigen vermogen tegen 15% rendement) ter reflectie van de hogere risico's. Daarnaast zijn de biomassaprijzen verhoogd aan de hand van de informatie die tijdens de marktconsultatie is ontvangen.

*Door de levering van warmte uit biogas voor continue productieprocessen is een bedrijfstijd van 8000 uur per jaar goed haalbaar. In andere gevallen zal door middel van biogasbuffering de continue gasproductie in overeenstemming moeten worden gebracht met de productie-uren van de afnemer. Een lager aantal uren leidt dan wel tot een groter vermogen.*

Uitgangspunt voor het advies is levering van 7000 vollasturen warmte. Kosten voor buffering en opbrengsten t.g.v. continue levering zijn niet meegenomen in het basisbedrag.

*Hoe wordt inzet van vaste biomassa voor proceswarmte van een vergister meegenomen?* De referentie-installaties voor vergisting gaan ervan uit dat een deel van het geproduceerde biogas gebruikt wordt voor de proceswarmte. Dit laat onverlet dat een initiatiefnemer vaste biomassa mag inzetten voor de proceswarmte, als hij denkt dat dat een bedrijfseconomisch betere oplossing biedt.

*Het is jammer te moeten vernemen dat voor een hub-installatie, welke in de meeste gevallen benodigd is voor het maximaal uitkoppelen en benutten van biogas, restwarmte of warmte-kracht bij agrarische vergister (of houtketel), geen extra basisbedrag voor investeringen in transportleidingen is opgenomen.*

In het advies voor de SDE+2013 staat een uitvoerigere beschrijving van de kosten die zijn meegenomen: "Om het ruwe biogas van de vergisters naar de centrale hub te leiden, is een biogasleiding nodig. De kosten van een biogasleiding van 10 km lengte met de geraamde diameter van 110 mm bedragen ca. 75.000 €/km". Deze aannahme is sindsdien niet gewijzigd.

## 6.5 Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest

*Waarom is er geen categorie voor warmtelevering bij monovergisting van mest.*

Deze categorie is abusievelijk niet in het conceptadvies opgenomen. Het eindadvies bevat ook een advies rondom warmte uit mestmonovergisting.

*In de huidige opzet wordt een mono-mestvergister afgerekend op de productie van elektriciteit. De warmte die de WKK produceert is niet subsidiabel. Dit komt (ten dele) voort uit de gedachte dat de opgewekte warmte nodig is voor het vergistingsproces. Niet alleen is het verleden ook met een warmtebonus gewerkt, maar ook remt dit de innovatie van de vergisters, en tevens ontbreekt hier consistentie in de SDE-regeling. Nergens anders wordt een WKK-optie immers enkel op elektriciteit afgerekend.*

Het is niet de bedoeling geweest van het conceptadvies om te suggereren dat warmte uit een monovergisting-WKK niet gesubsidieerd zou moeten worden. ECN en DNV GL stellen enkel dat de hoeveelheid warmte die nog nuttig ingezet kan worden, bescheiden is. Daarom wordt voor de referentie-installatie niet gerekend met inkomsten uit de warmtelevering.

Het eindadvies kent hogere eisen voor kapitaal en biomassaprijs.

Het eindadvies bevat advies voor warmte uit mestmonovergisting.

*Op basis van de getoonde cijfers neem ik aan dat bij groen gas uit monovergisting gerekend is met een gemiddeld melkveebedrijf met 240 melkkoeien. Dat is een bedrijfsgrootte boven de gemiddelde bedrijfsgrootte in Nederland. Ik maak hieruit op dat voor melkveebedrijven met minder dan 240 koeien mono-mestvergisting als niet-reëel wordt gezien. Om een grotere uitrol van mono-mestvergisters te bewerkstelligen kan het nuttig zijn deze ondergrens naar beneden bij te stellen.*

De schaalgrootte is zoveel mogelijk gelijkgetrokken met de WKK- en warmtevariant. De schaalgroottes zijn daarbij gebaseerd op commercieel verkrijgbare installaties.

*De gezamenlijke investering voor groengasproductie uit mestmonovergisting wordt geraamd op €440.000 voor een complete installatie: vergister en gasopwaardering. Uitgesplitst geeft dit ongeveer €290.000 voor de vergister en ongeveer €150.000 voor de opwaardering. Wat betreft de vergister is dit een reële, misschien zelfs iets te hoge, waarde. De gasopwaardering is in onze optiek erg laag begroot.*

De gezamenlijke investering is na bestudering van de cijfermatige onderbouwing in het eindadvies verhoogd naar €590.000, waarvan €270.000 voor de opwerking.

*Twee nieuwe categorieën voor mestmonovergisting (>95% mest) zijn toegevoegd aan het conceptadvies, namelijk productie van groen gas en gecombineerde opwekking. De categorie duurzame warmte uit mestmonovergisting ontbreekt helaas.*

Dit was een omissie in het conceptadvies. Het basisbedrag voor warmte uit vergisting van meer dan 95% dierlijke mest bedraagt 0,106 €/kWh en is opgenomen in het eindadvies.

*De agrarische sector staat voor de uitdaging om vanaf 2014 een fors gedeelte van de mest te verwerken en mineralen uit de Nederlandse landbouw te nemen. Vergisting wordt een belangrijke schakel in die verwerkingsketen. Bij vergisting van mest en cosubstraten komt warmte beschikbaar waarmee digestaat ingedroogd kan worden waarna de droge fractie naar een gecertificeerde korrelaar kan of middels export kan worden afgevoerd. In de SDE-regeling is het zo geregeld dat voor de warmte een correctiebedrag wordt vastgesteld. In de praktijk wordt echter geen vergoeding voor de warmte ontvangen aangezien de warmte onderdeel uitmaakt van de totale bedrijfsvoering. Ons inziens is een warmtecorrectie dan ook ongepast en ongewenst.*

De SDE-regeling werkt vanuit het beginsel dat het verschil tussen het gebruik van duurzame energie en het gebruik van fossiele energie vergoed wordt. Als het indrogen van digestaat de voordelen heeft zoals betoogd, vallen deze voordelen buiten het systeemkader waarbinnen de kosten bepaald worden.

## 6.6 Ketels op vaste of vloeibare biomassa

*De investeringkosten, inclusief de benodigde rookgasreiniging t.b.v. het behalen van de emissienormering vraagt om investeringskosten die hoger zijn dan aangenomen. Een 5000 kWth houtketel kent een investering van 425 €/kWth. Kleinere ketels zijn duurder. Zeer grote houtketels zijn ook duurder.*

De referentie-installaties zijn 750 kW resp. 10 MW, waarbij ECN en DNV GL in de markt prijzen zien van 425 €/kWth. Deze installaties voldoen aan de emissie-eisen van het Activiteitenbesluit.

*Graag pleiten we voor een categorie verlengde levensduur voor bestaande houtketels zonder SDE of MEP. Houtketels met SDE+ gaan anders de concurrentie aan met houtketels zonder SDE+ of MEP die nu al nauwelijks een business case hebben door de gestegen houtprijs (zijn bij aanvang gebaseerd geweest op 20 tot 30 €/ton).*

Dit verzoek wordt doorgespeeld naar het ministerie van Economische Zaken. ECN en DNV GL brengen geen advies uit over dit verzoek, mede omdat de subsidie dan enkel dient om gestegen biomassaprijzen te subsidiëren.

*B-hout wordt uitgesloten voor SDE+/ houtketels. Echter B-hout is, in tegenstelling tot wat ook in eerdere (concept-)adviezen is vermeld voldoende beschikbaar. Veel groen- en afvalinzamelaars blijven zitten met B-hout of exporteren dit naar het buitenland. Dit terwijl er schone conversietechnieken beschikbaar zijn zoals houtvergassing.*

Het ministerie van Economische Zaken heeft als uitgangspunt voor de onderzoeksopdracht meegegeven, dat nieuwe installaties niet op B-hout doorgerekend mogen worden.

*Bij ketels wordt in toenemende mate gebruik gemaakt van houtpellets in plaats van snoeihout. Ook zullen er door het vervangen van snoeihout door houtpellets minder aanpassingen nodig zijn om te voldoen aan emissie-eisen.*

Een aparte categorie voor ketels op houtpellets is doorgerekend. De pellets zijn hierbij dan vergelijkbaar met de hoogwaardige pellets die ingezet worden in kolencentrales. Voor laagwaardigere biomassa is nog voldoende dunningshout beschikbaar om nieuwe installaties te kunnen realiseren.

*Voorstel: laat de schaal van de kleine ketels beginnen bij 250 kW in plaats van de huidige 500 kW. En bij de ketels boven 5 MW<sub>th</sub> een categorie in te stellen die aanmerkelijk groter is, bijvoorbeeld boven 30 MW<sub>th</sub>.*

De ondergrens is op 500 kW gelegd om aan te sluiten bij de grenzen van de emissiewetgeving. Bij grotere ketels is de categorie op houtpellets meer van toepassing van de categorie op snoei- en dunningshout.

*Hoe verhouding de categorieën 'ketel op houtpellets' en 'ketels op snoeihout' zich tot elkaar? Betreft dit de installatiegrootte als onderscheidend criterium, of ook de brandstof? Met name de brandstof is onderscheidend, ook vanwege de implicaties voor emissies.*

De ondergrens voor kleine ketels blijft 500 kW om aan te sluiten bij de grenzen van de emissiewetgeving. Bij grotere ketels is de categorie op houtpellets meer van toepassing van de categorie op snoei- en dunningshout.

## 6.7 Thermische conversie van biomassa

### 6.8 Bestaande installaties

*Dit is een belangrijke categorie vanuit energetisch oogpunt. In de praktijk blijkt dat in het verleden veel bio-energieinstallaties zijn gerealiseerd waarbij elektriciteitsproductie gestimuleerd werd, bijvoorbeeld middels MEP, en de warmte nauwelijks nuttig werd aangewend. Door ook juist het benutten van warmte te stimuleren, voorzien wij dat de rentabiliteit van veel installaties verbetert en warmte een grote bijdrage kan leveren aan de klimaatdoelstellingen.*

Deze reactie wordt voor kennisgeving aangenomen.





# 7

## Overzicht basisbedragen

*Ondanks dat Wind op Zee in een eigen regeling moet gaan vallen, vindt financiering nog steeds plaats vanuit SDE gelden en is opname van de berekening van deze categorie daarom op zijn plaats.*

Er is door het ministerie van Economische Zaken advies gevraagd over de basisbedragen voor de algemene regeling (de gefaseerde openstelling). Wind op zee maakt geen onderdeel uit van de onderzoeksopdracht.

Wind op zee valt buiten de SDE onderzoeksopdracht.





**ECN**

Westerduinweg 3 P.O. Box 1  
1755 LE Petten 1755 ZG Petten

T 088 5154949  
F 088 5154480  
info@ecn.nl  
www.ecn.nl