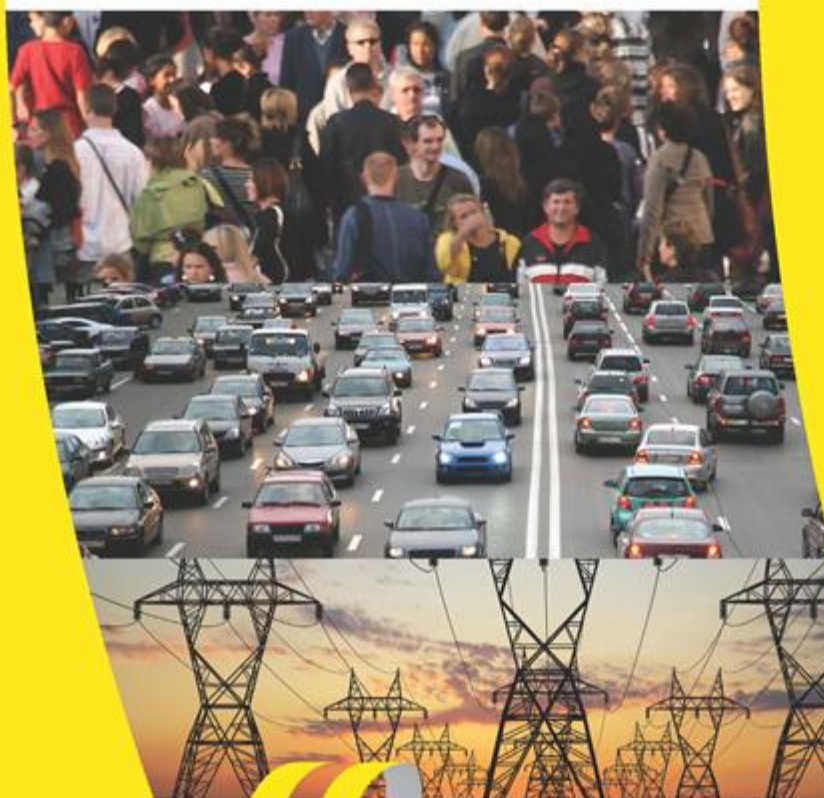




Verkenning voorlopige analyse WKK



CE Delft

Committed to the Environment

Verkenning voorlopige analyse WKK

Dit rapport is geschreven door:

J.S. (Sebastiaan) Hers

M.R. (Maarten) Afman

Delft, CE Delft, december 2015

Publicatienummer: 15.3H72.100

Warmte-krachtkoppeling / Kosten / Rendement / Grenswaarde / Meetmethoden / Analyse / Besluitvorming

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, RVO.nl
De heer L. Bosselaar

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider, Sebastiaan Hers.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	3
1	Inleiding	5
2	Uitgangssituaties waar WKK-businesscases worden overwogen	6
2.1	Uitgangssituaties	6
2.2	Modus operandi	8
2.3	Technieken en schaalgrootte	9
3	Beslisboom: variabelen/vragen voorlopige analyse	11
4	Grenswaardenmethodiek	13
5	Onzekerheidsmarges: mate van nauwkeurigheid	16
6	Referentiewaarden piek elektriciteitsprijs	20
7	Conclusie en aanbevelingen	22
8	Bibliografie	23
Bijlage A	Achtergrondinformatie rentabiliteitsmodel WKK	25
A.1	Overzicht van kosten en baten	25
A.2	Detailinvulling parameters	26
Bijlage B	EPCCI cost index	36



Samenvatting

De Energy Efficiency Directive (EED) (EC, 2012) verplicht lidstaten om maatregelen in te voeren ter verbetering van de energie-efficiëntie in de Europese Unie ten behoeve van de doelstelling van 20% energiebesparing op het energieverbruik in 2020. In juli 2015 is voor de implementatie van artikelen 8 en 14 van de richtlijn een tijdelijke ministeriële regeling gepubliceerd (Ministerie van I&M, 2015). Deze regeling verplicht onder meer om een kostenbatenanalyse (kba) uit te voeren bij investeringen in grotere stookinstallaties met een thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MW_{th}. Hierbij dienen onder meer alternatieve scenario's zoals toepassing van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling (WKK) en efficiënte stadsverwarming en -koeling overwogen te worden. Deze verplichting geldt echter niet in geval uit voorlopige analyse volgt dat een kba *vermoedelijk niet tot resultaat heeft dat de som van de verwachte voordelen groter is dan de som van de verwachte kosten*.

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl) ontwikkelt een raamwerk voor de invulling van deze voorlopige beoordeling (voorlopige analyse) voor het doen van een kostenbatenanalyse (kba) bij een voorgenomen investering in stookinstallaties met een thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MW_{th}. Ten behoeve van deze invulling heeft RVO.nl aan CE Delft gevraagd om op basis van haar bestaande businesscasemodel voor evaluatie van de rentabiliteit van WKK mogelijkheden te verkennen om randvoorwaarden/criteria op te stellen die als input kunnen dienen voor de voorlopige analyse. In deze notitie wordt deze verkenning gepresenteerd.

De verkenning gaat uit van een serie mogelijke uitgangssituaties die in aanmerking komen voor de voorlopige analyse zoals geschetst door RVO.nl. Voor deze uitgangssituaties worden mogelijke investeringsopties in hoogrenderende WKK gekarakteriseerd en relevante determinanten van de businesscase in kaart gebracht. Dit vormt de basis voor een beslisboom waarmee onderscheid gemaakt kan worden tussen een drietal uitgangssituaties:

- a Toepassing van WKK is niet mogelijk of rendabel.
- b Toepassing van WKK is mogelijk rendabel maar behoeft projectspecifieke evaluatie.
- c Toepassing van WKK kan worden beoordeeld met een eenvoudige rekenregel die aangeeft dat een rendabele businesscase niet waarschijnlijk is.

Voor deze laatste categorie een eenvoudige rekenregel in de vorm van grenswaardenfuncties opgesteld. Een dergelijke grenswaardenfunctie geeft de benodigde elektriciteitsprijs die, gegeven de prijzen voor aardgas- en CO₂-emissierechten, nodig is om tot een rendabele businesscase te komen. Deze grenswaardenfuncties worden opgesteld aan de hand van verschillende technische WKK-cases op basis van het rentabiliteitsmodel van CE Delft. Een gevoeligheidsanalyse met betrekking tot relevante veronderstellingen resulteert in een bandbreedte rond deze grenswaardenfuncties. De meest rendabele set van veronderstellingen wordt vervolgens gebruikt om grenswaardenfuncties op te stellen die kunnen bijdragen aan de voorlopige beoordeling. Deze uiteindelijke grenswaardenfuncties kunnen worden gehanteerd als referentiewaarden voor een voorlopige analyse.



De notitie concludeert dan ook dat voor verscheidene situaties een eenvoudige rekenregel kan worden opgesteld die kan bijdragen aan voorlopige beoordeling. Voor verdere inpassing wordt aanbevolen de geschetste methodiek en referentiewaarden met belanghebbenden te bespreken. Daarnaast is de methodiek van toepassing binnen zekere randvoorwaarden die vragen om een tussentijdse evaluatie op jaarbasis.



1 Inleiding

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl) ontwikkelt een raamwerk ten behoeve van de invulling van de voorlopige beoordeling (voorlopige analyse) voor het doen van een kostenbatenanalyse (kba) bij een voorgenomen investering in stookinstallaties met een thermisch ingangsvermogen van meer dan 20MW_{th} . Als deel van de invulling hiervan heeft RVO.nl aan CE Delft gevraagd om op basis van haar bestaande businesscasemodel voor evaluatie van de rentabiliteit van WKK, randvoorwaarden te schetsen die als input kunnen dienen.

De vraagstelling is kort gezegd: ontwikkel een methodiek om met een eenvoudige parameter (formule, beslisregel) situaties te onderscheiden waarin een volledige kba van het investeren in hoogrenderende WKK gemaakt dient te worden van de situaties waarin dat niet nodig is omdat de rentabiliteit waarschijnlijk duidelijk onvoldoende zal zijn.

In deze notitie schetsen we de gevolgde aanpak en de invulling van CE Delft. Deze invulling bestaat uit een beslisboom en een formule voor de WK-spread, gekoppeld met grenswaarden en onzekerheidsanalyse.

In de beslisboom zijn de uitgangssituaties en mogelijke investeringssituaties zo eenvoudig en duidelijk mogelijk verwerkt. De beslisboom maakt het mogelijk om situaties te onderscheiden waarbij:

- a Geen volledige kba hoeft te worden gemaakt omdat toepassing van WKK niet mogelijk is of niet rendabel.
- b Situaties waarbij niet formeel een uitspraak met kentallen te doen is, dus een geval altijd van geval tot geval moet worden bekeken, en een volledige kba is gevraagd.
- c Situaties waarbij - afhankelijk van de elektriciteits- en gasprijzen - een simpele formule of rekenregel wordt toegepast om te beoordelen of een volledige kba toegepast dient te worden.

De formule voor de WK-spread neemt de verhouding tussen de thermische en elektrische rendementen van WKK mee, en geeft een getalswaarde afhankelijk van gegeven elektriciteits-, aardgas- en CO_2 -prijzen. Als de uitkomst van het toepassen de formule boven de grenswaarden komt, dan is een WKK in principe rendabel.

Hierbij zijn door CE Delft grenswaarden berekend op grond van haar bestaande rentabiliteitsmodel van WKK, voor verschillende toepassingsgebieden die volgen uit de beslisboom.

Ook de mate van nauwkeurigheid wordt hierbij in beeld gebracht.

Deze notitie schetst vier genoemde elementen in de vier navolgende hoofdstukken. Hierna volgt in de appendices de achtergrondinformatie die van belang is bij het vaststellen van de grenswaarden t.a.v. rentabiliteit en de mate van nauwkeurigheid.

N.B. Deze notitie schetst alleen een methodiek en doet geen uitspraak over toekomstige elektriciteits- en gasprijzen of de waarschijnlijke rentabiliteit van WKK in een toekomstig jaar op grond van die prijzen. Het is aan marktpartijen om de afweging te maken al dan niet te investeren in hoogrenderende WKK.



2 Uitgangssituaties waar WKK-businesscases worden overwogen

De uitgangspunten en kentallen omvatten het concept en parameterisering van verschillende WKK-businesscases. In dit hoofdstuk worden de volgende elementen besproken:

1. Veronderstelde uitgangssituaties: WKK kent in de bestaande praktijk een groot aantal toepassingsgebieden. Ten behoeve van de voorlopige analyse detailleren we de verwachte uitgangssituaties waar investeringen in stookinstallaties met een thermisch ingangsvermogen $> 20 \text{ MW}_{\text{th}}$ van toepassing zijn.
 2. Veronderstelde modus van opereren: flexibel met additionele boiler-installatie, of must-run.
 3. Techniek en schaalgrootte van veronderstelde HR-WKK-invulling.
- Deze elementen komen verder terug in de grenswaarden.

2.1 Uitgangssituaties

De doelgroep van de op te stellen voorlopige analyse betreft investeerders die ingrijpende renovatie¹, vervanging of nieuwe investering in stookinstallaties met een thermisch ingangsvermogen van meer dan $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ overwegen. In de huidige Nederlandse markt dient daarbij in de eerste plaats gedacht te worden aan bestaande WKK-exploitanten die onder druk van verwachte langdurig lage elektriciteitsprijzen overwegen een alternatieve warmtevoorziening te realiseren ter vervanging van de bestaande WKK-installatie.

Daarnaast spreekt uit de eerder dit jaar gepubliceerde warmtevisie van het ministerie van Economische Zaken een ambitieuze agenda voor de ontwikkeling van warmtenetten voor warmtevoorziening in de gebouwde omgeving, waarmee impliciet zicht wordt geboden op gunstiger randvoorwaarden voor de realisatie van dergelijke netten. Alhoewel hierbij gebruik van industriële restwarmte de inzet is, ontstaat daarmee mogelijk ook ruimte voor ondersteunende/aanvullende warmteproductie met nieuwe installaties.

In de memo 'Voorstel voor uitwerking voorlopige analyse voor kba voor EED art. 14' d.d. 14 november 2015 worden in totaal zeven verschillende uitgangssituaties onderscheiden waar een investering in een stookinstallatie van meer dan $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ plaats kan vinden, die vallen onder de EED en de ministeriële regeling:

1. Vervangen bestaande niet-renderende WKK door (stoom-)ketel.
2. Stookinstallaties industriële processen.
3. Warmteopwekking voor stadsverwarmingsnet meer dan 20 MW (meer dan 1.500 vollasturen).
4. Nieuw aan te leggen stadsverwarmingsnetten/koudenetten.
5. Pieklastketels voor stadsverwarmingsnetten (minder dan 1.500 vollasturen).
6. Industriële processen zonder stoomcyclus met grote thermische vermogensvraag.

¹ Ingrijpende renovatie is gedefinieerd als renovatie waarvan de kosten die van nieuwbouw van een vergelijkbare installatie met 50% of meer overstijgen.



7. Elektriciteitscentrales.

Voor Situaties 1, 2 en 3 schetst deze notitie kentallen op basis waarvan kan worden beoordeeld - op kentalniveau - of investeringen in WKK kan worden overwogen of dat dit zeer waarschijnlijk niet rendabel zal zijn.

De overige uitgangssituaties lenen zich niet voor een uitspraak over rentabiliteit van WKK op grond van kentallen. Deze uitgangssituaties moeten nader bekeken worden, zijn niet aan de orde, of zijn uitgezonderd van de verplichting tot het doen van een kba.

2.1.1 Vervanging bestaande WKK-installaties

Met de sterk afgenomen rentabiliteit van bestaande WKK-installaties in met name de industriële context, lijkt er sprake van een reële kans dat in de komende jaren een toenemend aantal WKK-installaties heroverwogen zal worden (CE Delft ; DNV GL, 2014). In veel gevallen zal het gaan om installaties die staan voor een grote revisie (de 15-jaars revisie), waarbij tegelijkertijd eventuele contracten voor warmtelevering ook vernieuwd zullen moeten worden. Deze situatie noopt tot heroverweging van WKK-exploitatie, aangezien de huidige marktomstandigheden de kosten van revisie niet noodzakelijkerwijs rechtvaardigen, terwijl er voldoende vrijheidsgraden zijn om over te schakelen op gescheiden opwekking.

Het onderzoek van CE Delft van oktober 2014 laat echter ook zien dat de rentabiliteit van WKK sterk afhankelijk is van de modus waarin de installatie wordt bedreven. Hierbij kunnen twee categorieën onderscheiden worden:

- a Warmte-gedreven eenheden: Bedrijfsvoeringmodus waarbij de centrale een vast (basislast) of warmtevraag-gedreven productiepatroon volgt.
- b Elektriciteit-gedreven eenheden: Configuraties waarbij de centrale een elektriciteitsmarkt-gedreven productiepatroon volgt.

Eenheden zijn hierop uitgelegd in het ontwerp van de installatie; warmte-gedreven installaties produceren in de regel relatief veel warmte, terwijl elektriciteit-gedreven installaties in de regel veel elektriciteit produceren. De eerste categorie wordt dan ook gekenmerkt door een relatief hoge W/K-verhouding (kort voor warmte-krachtverhouding), de tweede door een relatief lage W/K-verhouding.

Voor warmte-gedreven configuraties staat de rentabiliteit over het algemeen sterk onder druk bij de huidige gas/biomassa en elektriciteitsprijzen². In elektriciteits-gedreven configuraties kan de rentabiliteit wel gunstig zijn. De technische inrichting van de warmtevoorziening van een installatie (warmtenet, fabriek, industriële site) en beschikbaarheid van aanvullende

² Een vingeroefening van berekeningen voor een warmte-gedreven WKK laat zien dat deze niet rendeert bij de huidige prijzen. De huidige forward 2016 baseload elektriciteitsprijs circa 38 €/MWh, de forward gasprijs voor 2016 bedraagt ca. 21 €/MWh, wat gecorrigeerd voor de kosten van de gerelateerde CO₂-emissies (op basis van een EUA-prijs van 9 €/tCO₂) ca. 23 € per MWh bedraagt. Uitgaande van een warmte-gedreven WKK met een elektrisch rendement van 36% en een thermisch rendement van 50%, is voor 1 MWh_{th} warmte 1/50% = 2 MWh aardgas nodig, dit kost inclusief CO₂-uitstoot € 46. Er wordt dan tevens 36% * 2 MWh_{th} = 0,72 MWh_e elektriciteit geproduceerd, waard € 27. De warmte kost dus 46-27 = 19 €/MWh. Dezelfde warmte uit een gasgestookte stookinstallatie zou bijv. 23/0,9 = 26 € kosten. De WKK-warmte lijkt 7 €/MWh_{th} goedkoper, maar er moet gecorrigeerd worden voor hogere variabele onderhoudskosten van de WKK, deze bedragen substantieel meer dan een ketelinstallatie. Als we voor dit verschil 7 €/MWh_{th} nemen resteert geen marge meer om de meerkosten van de investering in WKK in vergelijking met een ketel terug te verdienen. Deze meerkosten bedragen € 1 mln per MWh_{th} dus er moeten bij 100.000 draaiuren een marge bestaan van € 10/MWh om na 15 jaar de meerkosten te hebben terugverdiend, maar dit wordt dus duidelijk niet gehaald.



warmtevoorziening in de vorm van een back-upketel bepaalt of in warmte- of ook elektriciteit-gedreven modus kan worden geopereerd. Door te investeren in alternatieve warmtelevering en tegelijkertijd de WKK flexibel te maken door bepaalde technische aanpassingen is het mogelijk om de stap van warmte- naar elektriciteit-gedreven modus te maken. Deze mogelijkheid tot flexibilisering van de bestaande WKK-installatie zou in de voorlopige analyse moeten worden meegenomen als alternatief op vervangingsinvestering in een ketel. Hierbij zou de rentabiliteitsberekening dus flexibilisering betreffen, af te zetten tegen de voorgenomen investering in de ketel³.

2.1.2 Nieuwe warmteproductie-eenheden: stookinstallatie industrie of warmte voor stadsverwarmingsnet (anders dan pieklastketel)

Ingeval van een voorgenomen investering in een ketel ten behoeve van capaciteitsuitbreiding om te voldoen aan nieuwe warmtevraag, gaat het om een greenfield situatie waarbij ofwel in een ketel, ofwel in een WKK-installatie geïnvesteerd kan worden. Zoals hiervoor aangegeven zal dit naar verwachting veelal gaan om ondersteunende/aanvullende warmteproductie met nieuwe installaties voor warmtenetten. In deze gevallen zou de rentabiliteitsberekening dus een nieuwe WKK-installatie betreffen, af te zetten tegen de voorgenomen investering in de ketel⁴.

2.2 Modus operandi

Rentabiliteitsberekeningen voor WKK-installaties worden in belangrijke mate gedreven door brandstofkosten en elektriciteits- en warmteopbrengsten. Inzetstrategieën zijn daarmee van centraal belang in rentabiliteitsberekeningen, omdat deze strategieën met name de elektriciteitsopbrengsten sterk beïnvloeden. Zoals in Paragraaf 2.1 al aan de orde is gesteld kunnen hierbij twee categorieën onderscheiden worden:

- a Warmte-gedreven eenheden: Bedrijfsvoeringmodus waarbij de centrale een vast (basislast) of warmtevraag-gedreven productiepatroon volgt.
- b Elektriciteit-gedreven eenheden: Configuraties waarbij de centrale een elektriciteitsmarkt-gedreven productiepatroon volgt.

In geval van een warmte-gedreven eenheid volgt de inzet de warmtevraag die bediend moet worden, onafhankelijk van de elektriciteitsprijs, terwijl in het tweede geval de inzet de elektriciteitsprijs volgt en voor de overige uren overgeschakeld wordt op alternatieve warmteproductie, gewoonlijk een (back-up) ketel. In dat geval wordt de WKK-installatie ingezet als de uurlijkse elektriciteitsprijs en vermeden warmtekosten gezamenlijk de marginale kosten van productie dekken. Gewoonlijk gaat het hierbij om de zogenaamde *piek-uren*, i.e. de uren tussen 08:00 en 20:00 uur op werkdagen, exclusief de wettelijke feestdagen.

De elektriciteitsopbrengsten voor beide categorieën kunnen worden benaderd op basis van inschatting van piek- en dalprijzen. In geval van een warmte-gedreven installatie kan de opbrengst ingeschat worden op basis van het verwachte warmteprofiel dat bediend moet worden. Idealiter wordt hierbij

³ Een industriële electrodenboiler (ook wel power-to-heat genoemd) vormt hier een alternatief voor warmteproductie die complementair is aan de WKK-installatie. Recente analyses laten zien dat de businesscase voor power-to-heat in industriële context vooralsnog niet haalbaar is (zie bijv. (CE Delft, 2015)).

⁴ Zie Noot 2.



uitgegaan van een representatief uurlijks inzet patroon, waarbij de daarmee samenhangende elektriciteitsopbrengsten gewaardeerd kunnen worden tegen een of meerdere elektriciteitsprijsscenario's.

Een elektriciteit-gedreven installatie zal enkel ingezet worden indien elektriciteitsprijs en vermeden warmtekosten gezamenlijk de marginale kosten van productie dekken. Wat volgt is inzet tijdens uren van relatief hoge elektriciteitsprijzen, afgewisseld met inzet van een alternatieve warmtebron om aan het verwachte warmteprofiel te voldoen. Resultaat is een lagere besparing op primaire energie, maar veelal ten bate van de financiële rentabiliteit van de WKK-installatie. In een eerste benadering kan er gekozen worden voor de methodiek:

- warmte-gedreven installaties: volle warmtevraag toewijzen aan de piekuren en het restant toewijzen aan de daluren;
- elektriciteit-gedreven installaties: WKK-inzet tijdens piekuren en inzet van alternatieve warmtebron veronderstellen voor de resterende warmtevraag.

Hierbij dient echter opgemerkt te worden dat de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen veel onzekerheden laten zien. Piek- en dalpatronen in elektriciteitsprijs zullen in de toekomst naar verwachting minder stabiel worden, door grootschalige integratie van hernieuwbare energie. De prijzen op uurbasis, die ten grondslag liggen aan piek- en dalprijzen, zullen dan ook grotere variaties gaan laten zien dan tot op heden het geval was.

Bij gedetailleerdere analyse zouden dergelijke prijsvariaties in beeld moeten worden gebracht, waarbij in het eerste geval de warmte-gedreven inzet op uurbasis verrekend wordt en in het tweede geval slechts inzet tijdens rendabele piek- en daluren verondersteld zou moeten worden. In het eerste geval kan daardoor zowel slechtere als betere rendabiliteit volgen uit de detailanalyse. In het tweede geval zou enkel betere rendabiliteit volgen. Daarmee schiet een veronderstelde inzet op basis van piek- en dalprijzen vermoedelijk tekort, en kan leiden tot over- of onderschatting van toekomstige inzet van de installatie, zodat een lager dan haalbaar financieel rendement resulteert.

Een meer gedetailleerde methodiek vereist echter evaluatie op basis van simulatiemodellen (zie verder Bijlage A).

Voor de berekeningen in deze notitie wordt uitgegaan van elektriciteits-gedreven bedrijf. Dit is gedaan omdat de huidige piekprijzen hoger zijn dan basislastprijzen en in deze modus een beter rendement van WKK-installaties wordt verwacht.

2.3 Technieken en schaalgrootte

Voor evaluatie van de rentabiliteit van investeringen in HR-WKK zal worden uitgegaan van de relevante HR-WKK-technieken die in aanmerking komen voor toepassing als alternatief voor de beoogde investeringen in grotere stook-installaties en waarvan de parameterisering reeds voorhanden is op basis van analyses ten behoeve van de WKK-MEP en SDE (Jacobs Consultancy, 2008a) (Jacobs Consultancy, 2008b):

- gecombineerde gas- en stoomturbine (STEG);
- gasturbine (GT);
- gasmotor (GM), voor zover deze van toepassing zijn voor installaties met een thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MW_{th}.

Tabel 1 Overzicht van de voorgestelde WKK-cases zoals in kaart gebracht ten behoeve van de WKK-MEP en SDE

Categorie	Elektrisch vermogen	Thermisch vermogen	Thermisch ingangsvermogen	W/K
	(MW _e)	(MW _{th})	(MW _{th})	
STEG 400 MW _e	400	240	800	0,6
STEG 250 MW _e	250	150	556	0,6
STEG 60 MW _e	60	47	140	0,8
GT 45 MW _e (met bijstook)	45	63	125	1,4
GT 25 MW _e (met bijstook)	25	39	76	1,5
GT 8 MW _e (met bijstook)	8	12	24	1,5
GM 10 MW _e	10	8	20	0,9

Bron: (Jacobs Consultancy, 2008a) (Jacobs Consultancy, 2008b).

Deze categorisering is indertijd aangelegd om een brede representatie van investeringsopties in WKK te ontwikkelen waarmee het spectrum aan opties adequaat werd neergezet. Van deze technieken dienen verschillende grootte-klassen mee, aangezien de maatgevende kosten, rendementen, W/K-verhoudingen verschillen per grootteklasse. In Tabel 1 wordt een overzicht gepresenteerd van de WKK-cases, aangevuld met die de GM 10 MW_e die in afgelopen jaren op de markt is gebracht.

Voor de parameterisering passende bij de uitgangsituaties die zijn beschreven zal naar verwachting een subset van deze opties volstaan. Zo lijken vervangingsinvestering in een 400 MW_e of nieuwe investeringen in een 240 MW_{th}-ketel niet aan de orde in de Nederlandse markt. Verder vormen de STEG 60 MW_e en de GT 45 MW_e een vergelijkbare vermogenscategorie, waarbij de investeringskosten voor de STEG 60 MW_e relatief hoog zijn bij een lager totaal rendement. Daarmee lijkt de GT 45 MW_e een significant betere optie. Tot slot leveren de GM 10 MW_e en de GT 8 MW_e een vergelijkbaar vermogen, terwijl de investeringskosten voor de GT een factor vijf hoger liggen. Daarmee lijkt de GT 8 MW_e een onwaarschijnlijke investeringsoptie. Hiermee concluderen we dat voor de beoogde parameterisering een analyse op basis van de GM-case, de GT 25 MW_e- en 45 MW_e-cases en tot slot de STEG 250 MW_e naar verwachting volstaan.

3 Beslisboom: variabelen/vragen voorlopige analyse

De voorgaande bespreking van uitgangssituaties, modus operandi en technieken resulteert in een beslisboom waarmee kan worden herleid welke formule en grenswaarden van toepassing zijn in de beoogde voorlopige analyse. In de beslisboom zijn de uitgangssituaties en mogelijke investerings-situaties zo eenvoudig en duidelijk mogelijk verwerkt.

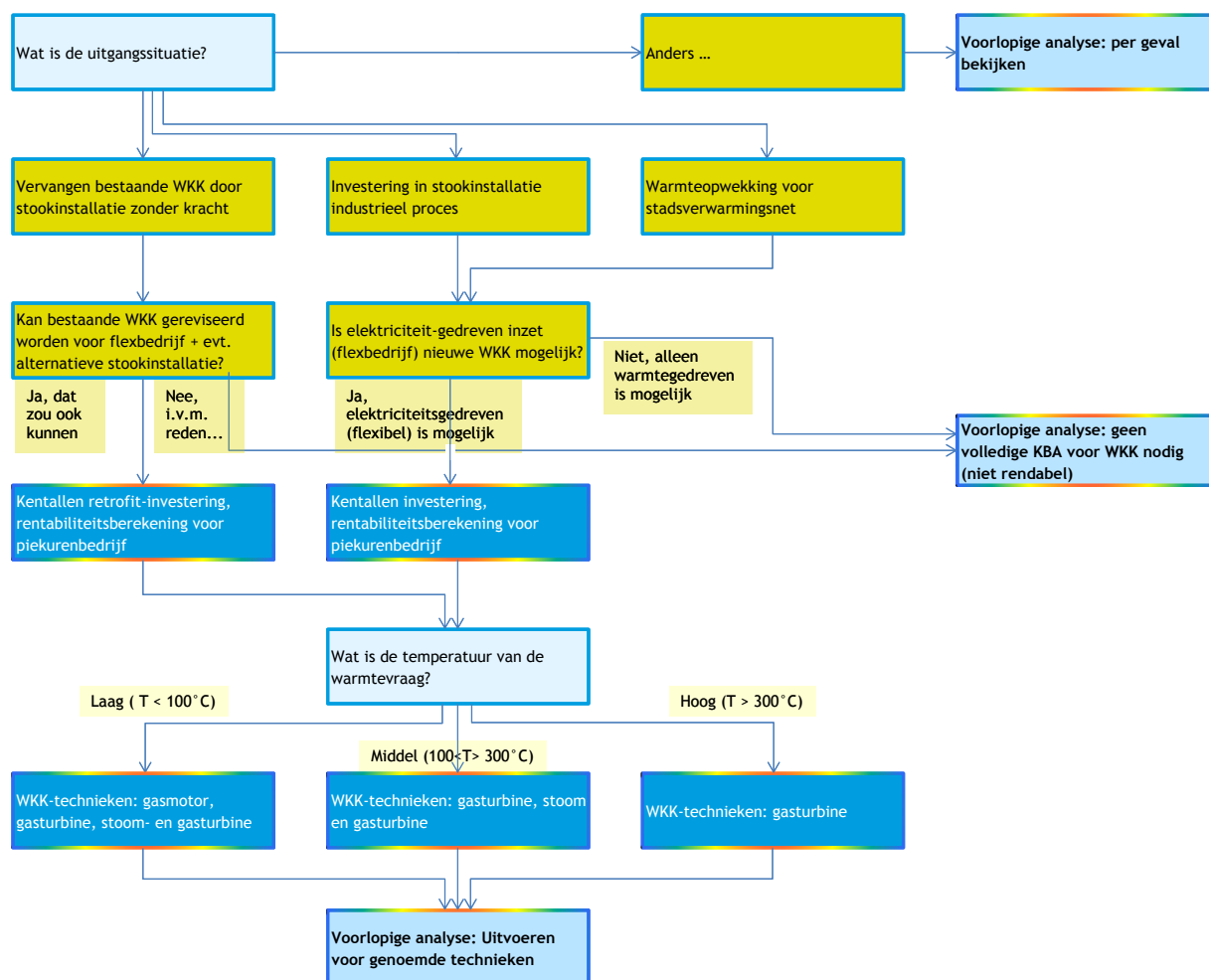
De beslisboom maakt het mogelijk om situaties te onderscheiden waarbij:

- a Geen volledige kba hoeft te worden gemaakt omdat toepassing van WKK niet mogelijk is of niet rendabel.
- b Situaties waarbij niet formeel een uitspraak met kentallen te doen is, dus een geval altijd van geval tot geval moet worden bekeken, en een kba moet worden opgesteld.
- c Situaties waarbij - afhankelijk van de elektriciteits- en gasprijzen - een simpele formule of rekenregel wordt toegepast om te beoordelen of een volledige kba toegepast dient te worden.

De beslisboom leidt tot het toepassen van één of meerdere rekenregels. Indien in één van de gevallen de uitkomst in het onzekere gebied valt, dan kan niet op basis van een voorlopige analyse met grote zekerheid worden gesteld dat WKK niet rendeert. In dat geval zou een volledige kba moeten volgen.



Figuur 1 Beslisboom voor selectie van voorlopige analyse uitgangspunten



4 Grenswaardenmethodiek

Kentallen voor rentabiliteit kunnen afgeleid worden op basis van de WK-spread, naar analogie met de spark spread⁵. De spark spread bepaald wordt door de elektriciteitsprijs minus onderliggende kosten voor aardgas en CO₂-emissies voor een gegeven elektrisch rendement. Voor een WK-installatie kan de WK-spread berekend worden als de elektriciteitsprijs minus onderliggende kosten voor aardgas en CO₂-emissies, gecorrigeerd voor de vermeden kosten ten behoeve van de warmteproductie. Daarmee volgt de volgende formule voor de WK-spread:⁶

$$WKspread = P_{el} - \frac{1}{\eta_e} P_{gas} + \frac{1}{\eta_{ref}} \frac{\eta_{th}}{\eta_e} P_{gas} = P_{el} - \left(1 - \frac{\eta_{th}}{\eta_{ref}}\right) \frac{P_{gas}}{\eta_e}$$

Met hierin;

P_{el} = prijs van elektriciteit (€/MWh).

P_{gas} = prijs van aardgas (€/MWh).

η_e = elektrisch rendement van de WKK-installatie (%).

η_{th} = thermisch rendement van de WKK-installatie (%).

η_{ref} = thermisch rendement van de (referentie) boiler (%).

Voor iedere WKK-installatie zal de bijbehorende WK-spread anders zijn vanwege de uiteenlopende W/K-karakteristieken, i.e. thermische en elektrische rendementen η_{th} en η_e , en deels ook worden bepaald door het referentierendement η_{ref} (met name bepaald door het temperatuurniveau). In alle gevallen zal voor rentabiliteit op langere termijn de WK-spread positief moeten zijn en de overige kosten (per MWh) moeten dekken.

Voor de inschatting van de rentabiliteit wordt in deze analyse uitgegaan van de rentabiliteit over de eerste vijftien jaar van exploitatie. In dat geval zal de netto contante waarde (NCW)-berekening gebaseerd moeten worden op toekomstige prijzen voor elektriciteit, gas en CO₂ over deze termijn.

Hierbij kan gebruik gemaakt worden van de forward curven als benadering voor toekomstige prijzen. Prijzen voor specifieke jaarproducten variëren over de handelsperiode voorafgaand aan levering, zodat gewoonlijk gemiddeld wordt over de handelsperiode van een jaar. Voor elk van de beschikbare jaarproducten voor elektriciteit, gas en CO₂-emissierechten worden in *end-of-day* prijzen gemiddeld over de handelsperiode van een jaar. Vervolgens kan voor elke commodity de gemiddelde prijs over de beschikbare jaarproducten berekend worden om te komen tot een enkelvoudige waarde.

⁵ Het begrip spark spread wordt in de sector veelvuldig gehanteerd en heeft betrekking op de opbrengst van een MWh elektriciteit minus de kosten die gemaakt worden voor het gas dat nodig is om deze MWh op te wekken met een CCGT, klassiek gezien de dominante technologie tijdens piekuren.

⁶ De formule dient ter illustratie, en is vereenvoudigd door de kosten van EUA's buiten beschouwing te laten.



Tabel 2 **Overzicht van grenswaardenfuncties voor de voorgestelde WKK-cases, voor zowel de retrofit als nieuwbouw**

Categorie	Nieuwbouw	Retrofit (flexibilisering)
STEG 250 MW _e	$P_{el} > 1,75P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 44,5$	$P_{el} > 1,75P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 19,7$
GT 45 MW _e (met bijstook)	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 43,8$	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 17,0$
GT 25 MW _e (met bijstook)	$P_{el} > 1,40P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 57,0$	$P_{el} > 1,40P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 21,5$
GM 10 MW _e	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 20,6$	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 11,7$

Bron: CE Delft-analyse.

Noot: P_{el} betreft de elektriciteitsprijs tijdens piekuren.

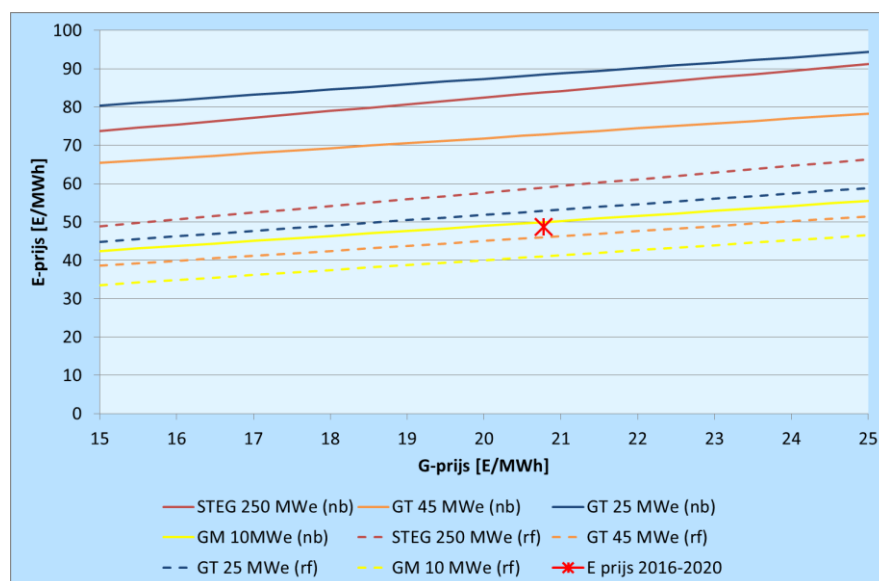
Ter illustratie hebben we in Tabel 2 de grenswaardenfuncties voor de vier cases als voorgesteld in Paragraaf 2.3 uitgewerkt. De grenswaarden zijn uitgewerkt voor zowel de situatie dat retrofit ter flexibilisering van de bestaande installatie kan worden overwogen, als de situatie dat er sprake zou zijn van nieuwbouw.^{7, 8} De analyse is gebaseerd op basis van de NCW-berekening voor de voorlopige parameterisering (zie Bijlage A). In afwijking van de illustratieve formule voor de WK-spread zijn in de grenswaarden formules ook de EUA-kosten en de overige kosten opgenomen. De formules zijn gebaseerd op een drietal commodityprijzen:

P_{el} = piekprijs van elektriciteit (€/MWh).

P_{gas} = prijs van aardgas (€/MWh (HHV)).

P_{CO2} = prijs van EUA's (€/ton).

Figuur 2 **Grenswaardenfuncties voor geselecteerde cases, als functie van de prijs van aardgas**



Noot: Functies voor nieuwbouw (nb) en retrofit (rf) worden onderscheiden. De functies zijn opgesteld voor een veronderstelde EUA-prijs van 9.4 €/ton, de gemiddelde waarde voor 2016-2020.

⁷ Investeringskosten voor retrofit in deze berekening zijn gelijk gesteld aan 25% van nieuwbouw kosten conform (CE Delft ; DNV GL, 2014), met uitzondering van de retrofit kosten voor de gasmotoren. Voor deze categorie worden waarden zoals gehanteerd in vakliteratuur op een niveau van 35% van de nieuwbouwkosten.

⁸ Met uitzondering van de GM 10MWe: gasmotoren zijn uiterst flexibel.

Aangezien slechts piekinzet verondersteld wordt (zie Paragraaf 2.2), hebben de grenswaardefuncties betrekking op de piekprijs voor elektriciteit. Indien deze prijs, aan de linkerzijde van het ongelijk-teken, hoger is dan de totale kosten, aan de rechterzijde van het ongelijk-teken, volgt een rendabele case voor investering in WKK boven de voorgenomen investering in een stookinstallatie. De verschillende grenswaarden zijn ook weergegeven in Figuur 2.



5 Onzekerheidsmarges: mate van nauwkeurigheid

Op basis van voorgaande bespreking kunnen de onzekerheidsmarges van de determinanten van de rentabiliteitsanalyse in beeld worden gebracht. Voor elk van de determinanten gaat het om de volgende onzekerheidsmarges:

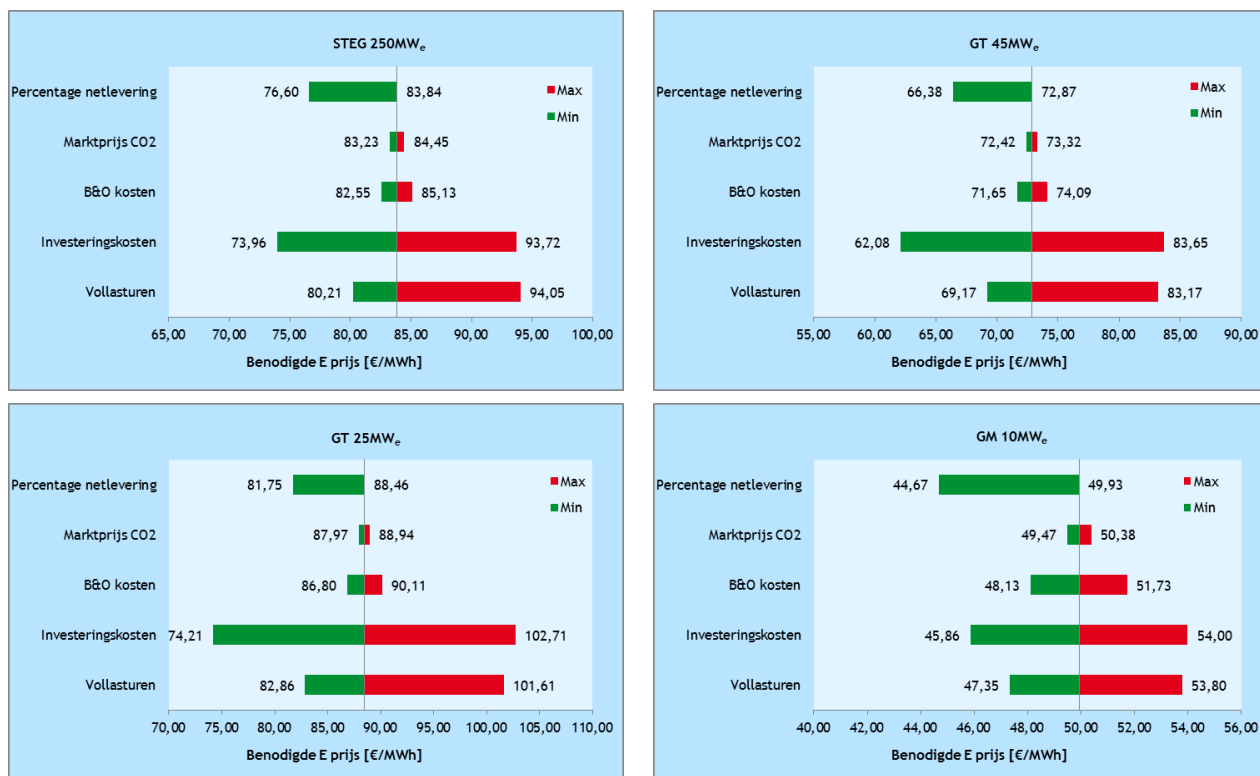
- Investeringskosten: Conform de rapportage van Jacobs Consultancy betreft dit $\pm 30\%$. Dit omvat spreiding ten gevolge van verschillen tussen leveranciers, materiaalgebruik, procescondities, wisselkoersen, en project specifieke eisen.
- Beheers- en onderhoudskosten: Conform de rapportage van Jacobs Consultancy betreft dit $\pm 20\%$. Dit omvat spreiding ten gevolge van spreiding in investeringskosten-gedreven (i.e. de vaste onderhoudskosten, als percentage van de investeringskosten) en spreiding in onderhoudskosten in relatie tot beschikbaarheidsgaranties.
- Commodityprijzen: Deze determinant(en) zijn veruit de grootste bron van onzekerheid. Onzekerheden zouden kunnen worden gebaseerd op basis van bandbreedten aan de hand van bestaande scenario's, maar deze zullen naar verwachting zeer ruim zijn.
- Transport- en distributiekosten: voor elektriciteit worden deze vastgesteld op basis van tariefbladen voor de drie grote regionale netbeheerders. De spreiding kan aan de hand hiervan worden vastgesteld, maar is relatief bescheiden. Onzekerheden met betrekking tot toekomstige ontwikkeling van de tarieven worden buiten beschouwing gelaten.
- Energiebelasting: Onzekerheden met betrekking tot toekomstige ontwikkeling van de energiebelasting worden buiten beschouwing gelaten.
- Ondersteuningsmechanismen: N.v.t.
- Overige uitgangspunten, zoals aantal vollasturen en percentage netlevering.
- Kapitaalslasten: Onzekerheden met betrekking tot determinanten voor kapitaalslasten (verhouding vreemd vermogen/eigen vermogen, afschrijvingstermijn, e.d.) worden in deze analyse buiten beschouwing gelaten.

Hierbij zijn met name de marges met betrekking tot de parameters van de grenswaardenfuncties zoals gepresenteerd in voorgaande paragraaf van belang. Om de gevoeligheid van de rentabiliteit voor variaties in parameters in beeld te brengen zijn de piekprijzen voor elektriciteit, benodigd voor rendabele exploitatie, voor verschillende veronderstellingen berekend. Tabel 3 geeft de gevarieerde uitgangsveronderstellingen en toegepaste variatie weer.

Tabel 3 Variaties van uitgangswaarden toegepast in de gevoeligheidsanalyse

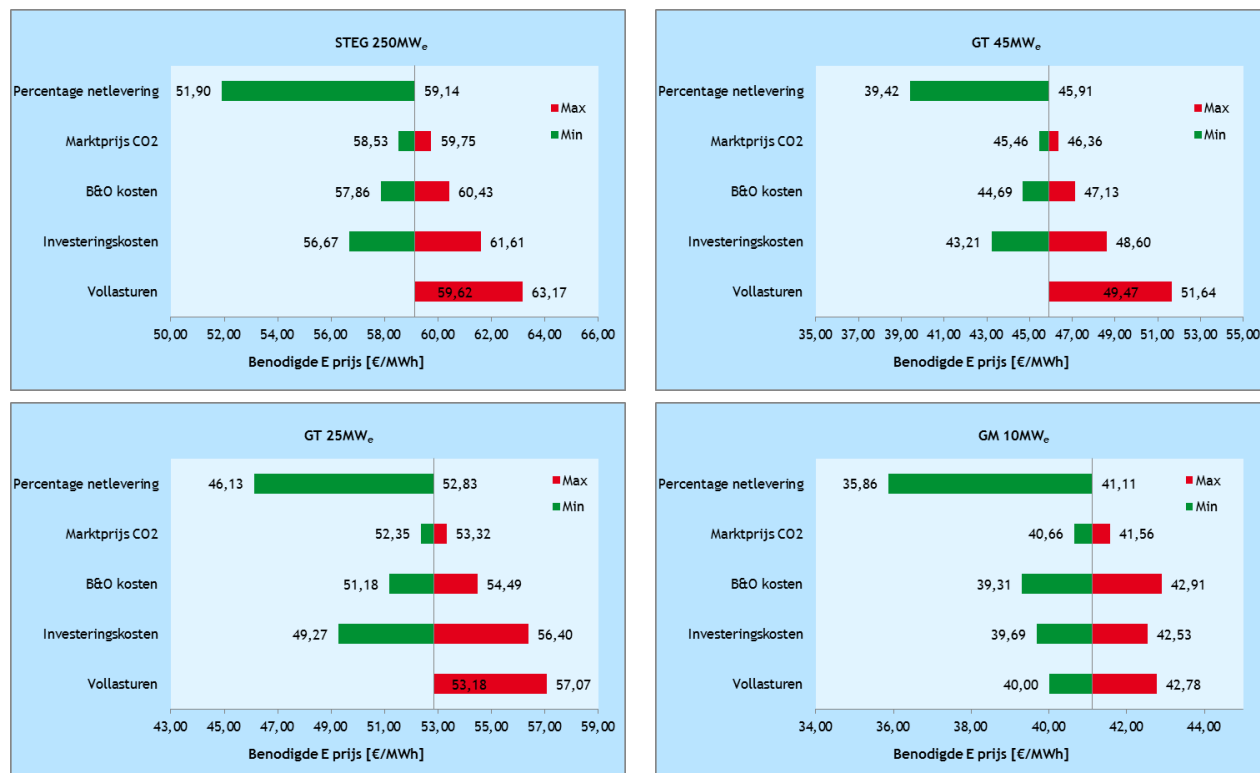
Categorie	Min.	Max.
Investeringskosten	-30%	+30%
B&O-kosten	-20%	+20%
Percentage netlevering	0%	100%
Aantal vollasturen	-20%	+20%
Marktprijs CO ₂	-20%	+20%

Figuur 3 Gevoeligheid van de voor rendabele exploitatie benodigde E-prijs voor elk van de geselecteerde WKK-cases ingeval van nieuwbouw



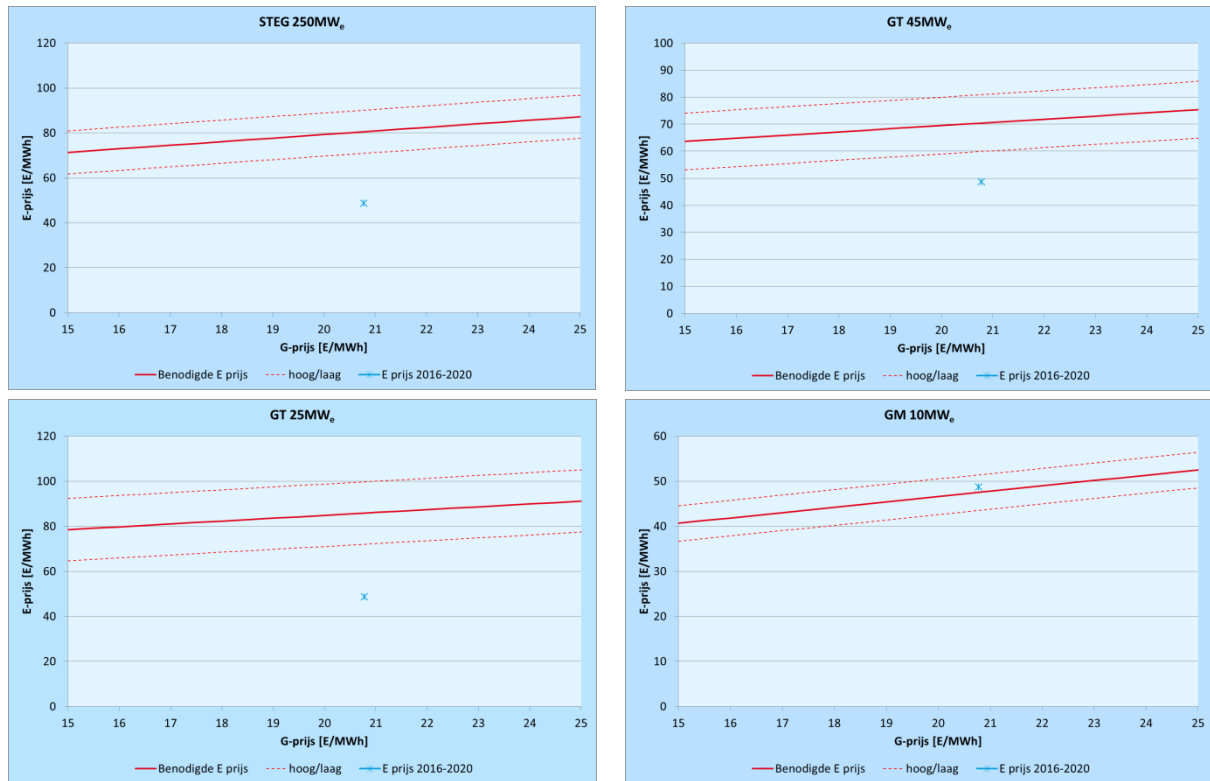
Noot: Benodigde E-prijs betreft de elektriciteitsprijs tijdens piekuren.

Figuur 4 Gevoeligheid van de voor rendabele exploitatie benodigde E-prijs voor elk van de geselecteerde WKK-cases ingeval van retrofit



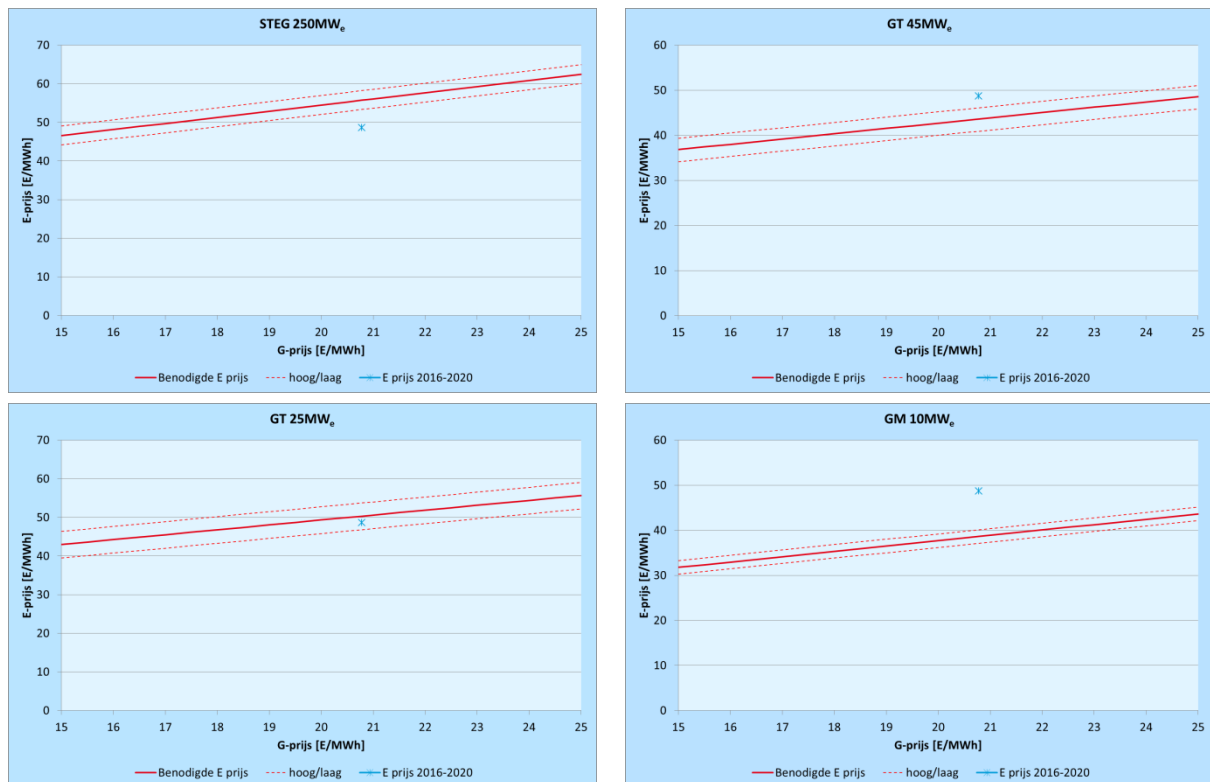
Noot: Benodigde E-prijs betreft de elektriciteitsprijs tijdens piekuren.

Figuur 5 Bandbreedten rond grenswaardefuncties voor de geselecteerde cases voor nieuwbouw, op basis van onzekerheid in investeringskosten



Noot: E-prijs betreft de piekprijs van elektriciteit.

Figuur 6 Bandbreedten rond grenswaardefuncties voor de geselecteerde cases in geval van retrofit, op basis van onzekerheid in investeringskosten



Noot: E-prijs betreft de piekprijs van elektriciteit.

Tabel 4 Overzicht van de onderkant van de bandbreedte rond grenswaardenfuncties voor de voorgestelde WKK-cases, voor zowel de retrofit als nieuwbouw

Categorie	Nieuwbouw	Retrofit (flexibilisering)
STEG 25 OMW _e	$P_{el} > 1,75P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 34,7$	$P_{el} > 1,59P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 17,3$
GT 45 MW _e (met bijstook)	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 33,0$	$P_{el} > 1,17P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 14,2$
GT 25 MW _e (met bijstook)	$P_{el} > 1,40P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 42,8$	$P_{el} > 1,27P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 17,9$
GM 10 MW _e	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 16,5$	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 10,2$

Noot: P_{el} betreft de elektriciteitsprijs tijdens piekuren.

Bron: CE Delft.

De resultaten van de gevoeligheidsanalyse zijn weergegeven in Figuur 3 en Figuur 4, waarbij Figuur 3 heeft betrekking op nieuwbouw en Figuur 4 betrekking heeft op retrofit.

Uit de resultaten valt op te maken dat onzekerheidsmarges in investeringskosten dominant zijn in geval van nieuwbouw. Ook het veronderstelde percentage netlevering en aantal vollasturen hebben een significante invloed, en zijn dominant in geval van retrofit. Variaties van B&O-kosten en EUA-prijzen hebben een bescheidener invloed op de grenswaarden.

Deze gevonden marges kunnen worden omgeslagen naar de grenswaardenfuncties, zodat een bandbreedte kan worden vastgesteld, ingeval het betreffende uitgangspunt niet kan worden geadresseerd in de beslisboom. De bandbreedten die volgen uit de onzekerheid in investeringskosten voor nieuwbouw zijn weergegeven in Figuur 5, terwijl deze bandbreedten voor retrofit zijn weergegeven in Figuur 6.

Indien rekening gehouden wordt met deze onzekerheden zou van de onderkant van de gevonden bandbreedten van grenswaarden uitgegaan moeten worden om te beoordelen of een kba mogelijk tot positief resultaat zal leiden. Voor die grenswaarden zal de businesscase bij relatief lage investeringskosten mogelijk positief uitvallen. In Tabel 4 worden de grenswaardenfuncties gepresenteerd voor deze gevallen.

Ingeval er sprake is van eigen gebruik van de geproduceerde elektriciteit kunnen deze grenswaarden nog lager liggen. Het niveau van de elektriciteitsprijs waarbij het omschakelpunt rentabiliteit ligt zal afhangen van de CO₂-prijs, maar bij huidige marktprijzen voor EUA's kan op basis van de gevoeligheidsanalyse geconcludeerd worden dat een afslag op de elektriciteitsprijs van ongeveer 8% voor nieuwbouwcases en ongeveer 12% voor de retrofitcases kan worden gehanteerd.

6 Referentiewaarden piek elektriciteitsprijs

De beslisboom opgenomen in Hoofdstuk 3 bevat een classificering van toepasbare WKK-cases naar temperatuurniveau. Als regel zijn bij een lager temperatuurniveau meer techniekcases toepasbaar.

Voor het doel van de voorlopige analyse geeft RVO aan dat het wenselijk is om zonder naar onderliggende WKK-technieken te kijken, bij een bepaald temperatuurniveau en vermogensklasse de referentiewaarden van de meest renderende WKK-techniek te kennen.

Voor dit doel zijn voor drie temperatuurniveaus, zoals opgenomen in de beslisboom, de grenswaardefuncties weergegeven voor de best-renderende technische optie. Dit is gedaan voor drie thermische vermogensklassen, waarbij de technieken en de bijbehorende referentiewaardenfuncties (opgesteld in de vorige hoofdstukken) geselecteerd zijn die voldoen aan het vereiste thermische vermogen. Hierbij is aangenomen dat alle technieken uit te schalen zijn, d.w.z. meerdere eenheden kunnen parallel worden opgesteld om aan het thermische vermogen te voldoen. Deze aanname gaat wel voorbij aan overwegingen zoals bijvoorbeeld inpasbaarheid.

Het resultaat wordt weergegeven in Tabel 5. De aangegeven referentiewaardenfuncties zijn gebaseerd op de veronderstelling dat de elektriciteitsproductie geheel op de elektriciteitsmarkt wordt verkocht. Ingeval van eigen gebruik liggen de referentiewaardenfuncties, bij de huidige prijzen van ongeveer 10 €/ton, ongeveer 8% lager.

In geval van een eventuele retrofit zal uiteraard uitgegaan moeten worden van de technieken bestaande installatie. In dat geval kan gebruik gemaakt worden van de grenswaardenfuncties zoals gepresenteerd Tabel 6. De aangegeven referentiewaardenfuncties zijn ook in dit geval gebaseerd op de veronderstelling dat de elektriciteitsproductie geheel op de elektriciteitsmarkt wordt verkocht. Ingeval van eigen gebruik liggen de referentiewaardenfuncties, bij de huidige forward prijzen van ongeveer 10 €/ton, ongeveer 12% lager.

Tabel 5 Referentiewaarden voor nieuwbouw, onderscheiden naar vereiste thermische vermogen en temperatuurbereik op basis van technologie met laagste grenswaarden

Vereiste thermische vermogen	T < 100 °C	100 °C < T < 300 °C	T > 300 °C
< 25 MW _{th}	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 16,5$	$P_{el} > 1,40P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 42,8$	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 33,0$
25-100 MW _{th}	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 16,5$	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 33,0$	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 33,0$
> 100 MW _{th}	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 16,5$	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 33,0$	$P_{el} > 1,29P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 33,0$

Noot: P_{el} betreft de elektriciteitsprijs tijdens piekuren.



Tabel 6 Referentiewaarden voor retrofit, onderscheiden naar bestaande referentie technologie en temperatuurbereik op basis van technologie met laagste grenswaarden

Categorie	T < 100 °C	100 °C < T < 300 °C	T > 300 °C
STEG 250 MW _e	$P_{el} > 1,59P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 17,3$	$P_{el} > 1,59P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 17,3$	$P_{el} > 1,59P_{gas} + 0,32P_{CO2} + 17,3$
GT 45 MW _e	$P_{el} > 1,17P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 14,2$	$P_{el} > 1,17P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 14,2$	$P_{el} > 1,17P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 14,2$
GT 25 MW _e	$P_{el} > 1,27P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 17,9$	$P_{el} > 1,27P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 17,9$	$P_{el} > 1,27P_{gas} + 0,26P_{CO2} + 17,9$
GM 10 MW _e	$P_{el} > 1,30P_{gas} + 0,24P_{CO2} + 10,2$	n.a.	n.a.

Noot: P_{el} betreft de elektriciteitsprijs tijdens piekuren.



7 Conclusie en aanbevelingen

De vraag is gesteld een methodiek te ontwerpen waarmee middels een eenvoudige parameter (formule, beslisregel) onderscheid kan worden gemaakt tussen situaties waarin het nodig is om een volledige kba van het investeren in hoogrenderende WKK gemaakt dient te worden, en situaties waarin dat niet nodig is omdat de rentabiliteit waarschijnlijk duidelijk onvoldoende zal zijn. Een dergelijke formule is opgesteld aan de hand van de WK-spread, i.e. de marge op WKK-bedrijf per geproduceerde eenheid elektriciteit in MWh_e. Aan de hand daarvan zijn grenswaarden worden opgesteld, waar ook onzekerheden eenvoudig zijn meegenomen. Het strekt echter tot de aanbeveling de methodiek en resultaten integraal te bespreken met belanghebbenden.

Wel liggen er enkele belangrijke veronderstellingen aan de methodiek ten grondslag. Veronderstellingen met betrekking tot elektriciteitsprijzen en inzet zijn een sterke vereenvoudiging van de werkelijkheid onder de huidige markt-omstandigheden en met name de vooruitzichten. Ook veronderstellingen met betrekking tot netlevering vs. eigen verbruik hebben een significante invloed op de resultaten. Ook is in het verleden gebleken dat investeringskosten sterk kunnen variëren, tot ca +15%/-15% per jaar.

Bij wijziging van inzicht met betrekking tot achterliggende veronderstellingen zullen gevonden grenswaardenfuncties aanpassing behoeven. Eventuele aanpassing kan dan ook op jaarbasis gewenst blijken.



8 Bibliografie

Berenschot ; CE Delft ; ISPT, 2015. *Power to Products : Over de resultaten, conclusies en vervolgstappen*, Utrecht: Berenschot Groep B.V.

Berenschot ; CE Delft ; Overview, 2015. *De rol van de eindgebruiker in relatie tot systeemintegratie : advies aan de topsector Energie*, Utrecht: Berenschot.

Bosselaar, L., 2015. *Interne Memo 'voorstel voor uitwerking voorlopige analyse voor KBA voor EED art. 14', d.d. 14 november 2015*. sl:Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RV).

CE Delft ; DNV GL, 2014. *Toekomst WKK en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2014. *Potential for Power-to-Heat in the Netherlands*, Delft: CE Delft.

DNV GL ; CE Delft, 2015. *System Integration -: Hybrid Energy Infrastructures, final report*, Groningen: DNV GL and CE Delft.

EC, 2012. *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.*, Brussel: European Commission.

ECN, 2014. *Quantifying flexibility markets*, Petten: ECN.

Ecofys; TNO ; ECN, 2015. *Systeemintegratie en flexibiliteit: de veranderende relatie tussen fossiele en hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening, eindrapport* , Petten: ECN.

Hers, J. & Wetzels, W., 2009. *Onrendabele top berekeningen voor nieuw Wkk-vermogen 2009*, Petten: CEN.

Hers, J., Wetzels, W., Seebregts, A. J. & Welle, A. v. d., 2008. *Onrendabele top berekeningen voor nieuw WKK-vermogen 2008*, Petten: ECN.

Jacobs Consultancy, 2008a. *Techno-Economische Parameters, MEP/SDE WKK 2008*, Leiden: Jacobs Consultancy.

Jacobs Consultancy, 2008b. *Techno-economische parameters SDE WKK 2008*, Leiden: Jacobs Consultancy.

Jacobs Consultancy, 2009. *Techno-economische parameters SDE : Ontwikkeling van 2009-2010, STEG Eenheden 250 MWe*, Leiden: Jacobs Consultancy.

Ministerie van I&M, 2015. *Regeling van de Staatssecretaris van Infrastructuur en Milieu, van 10 juli 2015, nr. IENM/BSK-2015/103340, houdende vaststelling van regels (...) (PbEU 2012, L 315) (Tijdelijke regeling implementatie artikelen 8 en 14 Richtlijn energie-efficiëntie)*. *Staatscourant*, 15 juli.

RVO.nl, 2015. *EIA investeringslijst*. [Online]
Available at: <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/milieulijst-en>



[energielijst/huidig-jaar/2015?query-content=kracht](#)
[Geopend 17 11 2015].

SLEA, 2005. *Back-up WKK : een marktconforme kostenbepaling*, Wageningen: Sjak Lomme Energie Advies (SLEA).

TU Delft ; Berenschot ; DNV GL, 2015. *Systeemintegratie en de rol van energieopslag : Routekaart Energieopslag 2030*, Arnhem: DNV GL.



Bijlage A Achtergrondinformatie rentabiliteitsmodel WKK

In deze bijlage worden de veronderstelde kosten en baten behandeld die als achtergrond dienen in de rentabiliteitsberekeningen. Dit betreft:

- investeringskosten, kapitaalslasten, beheers- en onderhoudskosten, brandstofkosten;
- opbrengsten warmte en elektriciteit, vermeden warmtekosten, vermeden netkosten. Hierbij moet een keuze gemaakt worden over de wijze van meenemen van kosten van referentie-warmte installaties.

Hierbij worden kentallen voor de verschillende kosten en baten neergelegd, op basis van het bestaande rentabiliteitsmodel, aanvullende literatuur en publieke informatie.

A.1 Overzicht van kosten en baten

Voor de evaluatie van kosten en baten van een WKK-installatie zal worden uitgegaan van het bestaande businesscasemodel voor WKK-rentabiliteitsberekeningen. Hierin worden de volgende componenten onderscheiden:

- kosten:
 - investeringskosten;
 - beheers- en onderhoudskosten (B&O);
 - brandstofkosten;
 - kosten CO₂-rechten;
 - back-upkosten elektriciteit;
 - netkosten brandstof;
 - netkosten back-up elektriciteit.
- baten:
 - opbrengsten elektriciteit⁹;
 - vermeden warmtekosten;
 - vermeden kosten CO₂-emissie;
 - vermeden energiebelasting;
 - vermeden netkosten;
 - kapitaalslasten;
 - vennootschapsbelastingbelastingen.

Deze componenten worden gedreven door verschillende determinanten:

- investeringskosten;
- beheers- en onderhoudskosten;
- commodityprijzen;
- transport- en distributiekosten;
- energiebelasting;
- ondersteuningsmechanismen;
- kapitaalslasten.

⁹ Het betreft hier opbrengsten uit de day-ahead-markt, of de verwachtingswaarde daarvan zoals die gereflecteerd wordt in de termijnmarkt. Eventuele opbrengsten uit de intraday- en/of onbalansmarkt worden in het model niet meegenomen. Alhoewel de verwachting is dat de vraag in deze deelmarkten zal toenemen, ten gevolge van toenemende invloed van voorspelfouten voor zon-PV en wind, laat de prijsontwikkeling in deze deelmarkten zich niet goed voorspellen.



In het navolgende worden de achterliggende determinanten nader toegelicht, voor wat betreft grondslagen en structuur, de veronderstellingen zoals die in het rentabiliteitsmodel 2014 zijn gehanteerd en tot slot een voorstel voor de rentabiliteitsberekeningen ten behoeve van de voorlopige analyse.

A.2 Detailinvulling parameters

A.2.1 Investeringskosten

Omschrijving

De investeringskosten betreffen gewoonlijk de totale kosten voor ‘turn-key’-installatie voor een greenfield situatie zonder aansluitkosten (‘tot aan het hek’), gebaseerd op vermogen en capaciteit van de hoofdcomponenten (bijv. de gasturbine en de afgassen ketel). Het bouwrijp maken van de grond, inpassen in bestaande installaties, elektrische aansluiting en gasaansluiting zijn daarvan uitgesloten omdat dergelijke kosten in de praktijk sterk kunnen variëren en een start project specifiek karakter vertonen. Het bestaande businesscasemodel is daarmee afgebakend bij de poort van de faciliteit en omvat geen systeemkosten daarbuiten.¹⁰

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

Investeringskosten zijn in het rentabiliteitsmodel zoals toegepast in studie naar de toekomst van WKK in Nederland (CE Delft ; DNV GL, 2014) niet opgenomen omdat de analyse het financieel rendement van bestaande WKK-installaties betrof.

Hierin zijn retrofitkosten wel meegenomen, hierbij is uitgegaan van 25% van de nieuwbouwkosten (zie voor meer details (CE Delft ; DNV GL, 2014)

Voorlopige analyse Input 2015

Gedetailleerde inschattingen voor investeringskosten voor WKK in Nederland zijn in het verleden ontwikkeld door Jacobs Consultancy ten behoeve van de WKK-MEP- en SDE-berekeningen voor het ministerie van Economische Zaken. De gegevens dateren echter van de periode 2004-2010 (Jacobs Consultancy, 2008a) (Jacobs Consultancy, 2008b); (Jacobs Consultancy, 2009). Tabel 7 laat de specifieke investeringskosten zien voor 2004 en 2008 zoals die volgen uit deze rapportages.¹¹ Hieruit blijkt bovendien dat specifieke investeringskosten zich, met groeipercentages tot 60% over een periode van vier jaar, over dergelijke termijnen snel kunnen ontwikkelen.

Daarmee lijkt actualisatie van de investeringskosten anno 2015 wenselijk, aangezien deze kosten een grote invloed hebben op de netto contante waarde van een project. Op verzoek van de opdrachtgever wordt in dit project in eerste aanleg slechts een inschatting opgesteld.

¹⁰ Een bijzonder punt is de eenmalige aansluitkosten voor de elektriciteits- en gasaansluitingen als een nieuwe aansluiting tot stand gebracht wordt. Deze kosten zijn locatie-specifiek, en worden door netbeheerders ook van geval tot geval vastgesteld.

¹¹ In de rapportages worden naast de gasturbines met bijstook ook gasturbines zonder bijstook genoemd. Deze installaties zijn echter minder flexibel inzetbaar en bieden daarmee minder mogelijkheid om in te spelen op de gas- en elektriciteitsmarkt.



Tabel 7 Specifieke investeringskosten voor verschillende WKK-cases in 2004, 2008 en 2015

Categorie	Spec. inv. kosten 2004	Spec. inv. kosten 2008	Spec. inv. kosten 2015
	(€ ₂₀₀₈ /kW _e)	(€ ₂₀₀₈ /kW _e)	(€ ₂₀₁₅ /kW _e)
STEG 400 MW _e	449	711	700
STEG 250 MW _e	545	864	850
STEG 60 MW _e	742	1.175	1.157
GT 45 MW _e (met bijstook)	595	943	928
GT 25 MW _e (met bijstook)	786	1.245	1.226
GT 8 MW _e (met bijstook)	901	1.427	1.404
GM 10 MW _e	n.a.	n.a.	350

Bron: (Jacobs Consultancy, 2008a) (Jacobs Consultancy, 2008b) en CE Delft.

Voor de schaling van de specifieke investeringskosten stellen we voor gebruik te maken van de European Power Capital Cost Index (EPCCI) gepubliceerd door IHS. Deze Index wordt opgesteld door IHS Cambridge Energy Research Associates, inclusief op basis van marktinformatie over constructiekosten van centrales, de huidige en historische ontwikkeling van industriekosten gebaseerd op diverse databronnen/indices, analyse van belangrijkste componenten en de kostendrijvers en ontwikkelingen daarvan en andere informatie. Over de periode 2004-2008 laat de index een ontwikkeling zien die identiek is aan de inschatting van de ontwikkeling van de investeringskosten zoals die gerapporteerd is door Jacobs Consultancy. Tabel 7 laat voor 2015 de resultaten van de schaling van de specifieke investeringskosten aan de hand van de EPCCI-index voor hetzelfde jaar zien. We stellen voor deze investeringskosten als uitgangspunt te hanteren, te toetsen aan de hand van eerder genoemde interviews.

Voor retrofitkosten stellen we voor 25% van nieuwbouwkosten te handhaven, met uitzondering van retrofitkosten voor de GM 10 MW_e. Voor retrofit van gasmotoren wordt veelal uitgegaan van 35% van de nieuwbouwkosten.

A.2.2 Beheers- en onderhoudskosten (B&O)

Omschrijving

Beheers- en onderhoudskosten voor WKK-installaties, bestaande uit een drietal componenten:

- personeelskosten, op basis van het aantal FTE's dat nodig is voor WKK-bedrijf;
- vaste onderhoudskosten, als percentage van de investeringskosten;
- variabele onderhoudskosten, op basis van het aantal draaiuren.

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

Beheers- en onderhoudskosten in het rentabiliteitsmodel van CE Delft zijn gebaseerd op voorgenoemde rapportages van Jacobs Consultancy ten behoeve van de WKK-MEP- en SDE-berekeningen voor het ministerie van Economische Zaken. De gegevens dateren van de periode 2008-2010, maar zijn ten behoeve van de WKK-studie voor het ministerie van Economische zaken in 2014 gecorrigeerd voor inflatie.

Voorlopige analyse Input 2015

Voor de inputdata voor de voorlopige analyse WKK is de gehanteerde benadering gehandhaafd, en de inflatiecorrectie geactualiseerd voor 2015.

A.2.3 Opmerking m.b.t. commodityprijzen brandstof, CO₂, elektriciteit

Om toekomstige rentabiliteit in beeld te brengen wordt voor waarderingsvraagstukken veelal gebruik gemaakt van een tweetal verschillende benaderingen, of een combinatie daarvan;

- prijsinschatting op basis van de *forward curve*, i.e. de prijzen voor levering in de komende jaren op basis van prijzen op de termijnmarkten;
- prijsinschatting aan de hand van scenario's en simulaties.

De eerste methode kent als nadeel dat op de termijnmarkten slechts leveringen tot enkele jaren (drie tot vijf jaar, afhankelijk van de commodity) vooruit worden verhandeld, zodat prijzen voor de navolgende periode van de levensduur van de installatie op andere grondslag moeten worden gebaseerd. Vaak wordt hier continuering van de prijzen aan het einde van de *forward curve* verondersteld. Het tweede nadeel is dat forwardprijzen de prijzen zijn voor een toekomstig leveringsjaar als vandaag een leveringscontract wordt afgesloten, en met name bepaald worden door de vandaag geldende perceptie van deelnemende marktpartijen. Prijzen voor levering in een specifiek kalenderjaar kunnen over de handelsperiode echter sterk veranderen. De huidige forwardprijzen voor bijv. 2017/2018/2019 kunnen over de handelsperiode 2016 dus een ander niveau laten zien dan over de handelsperiode 2015.

Scenario's kennen als belangrijk nadeel er geen methoden zijn om de kans op realisatie van de betreffende scenario's in te schatten. Daarmee zijn scenario's geschikt om robuustheid te analyseren, maar minder geschikt om een kans op toekomstig rendement in te schatten.

In de volgende subparagrafen worden prijzen voor brandstof, CO₂-emissierechten en elektriciteit verder besproken, waarbij beide benaderingen aan de orde zullen komen.

A.2.4 Brandstofkosten

Omschrijving

Brandstofkosten omvatten de kosten van aardgas gewaardeerd tegen de prijzen op de groothandelsmarkt. Voor toekomstige prijsontwikkeling van aardgas op basis van de *forward curve* kan gebruik gemaakt worden van de futures markt, i.e. prijs voor toekomstige levering. Prijzen van Nederlandse gas futures, de zogenaamde *Title Transfer Facility* (TTF) prijzen, komen tot stand op het handelsplatform van ICE-ENDEX. Deze producten kennen een leveringshorizon tot vijf jaar vooruit. Prijsscenario's worden veelal ontleend aan lange termijn studies, zoals bijvoorbeeld de *World Energy Outlook* (WEO) van het International Energy Agency (IEA).

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In de rentabiliteitsberekeningen voor de WKK-analyse in 2014 is gebruik gemaakt van brandstofscenario's ontleend aan de WEO (OECD/IEA, 2013). De analyse is uitgevoerd voor enkele zichtjaren (2020, 2023 en 2030) om een beeld te schetsen van de rentabiliteit van bestaande WKK-installaties onder verschillende toekomstige scenario's voor de brandstofprijsontwikkeling, om de gevoeligheid van de rentabiliteit van deze installaties in beeld te brengen.



Voorlopige analyse input 2015

Voor de voorlopige analyse wordt de forward curve voor aardgas worden gehanteerd, zoals gepubliceerd op ICE-ENDEX¹².

A.2.5 Kosten CO₂-rechten

Omschrijving

Ook de kosten voor CO₂-emissierechten (i.e. European Emission Allowances - EUA's) worden gewaardeerd tegen de prijzen op de groothandelsmarkt. Voor toekomstige prijsontwikkeling van deze rechten op basis van de forward curve kan gebruik gemaakt van de prijsgegevens uit de termijn handel, zoals bijvoorbeeld EEX. Prijsscenario's worden veelal ontleend aan lange termijn studies, zoals de *World Energy Outlook* (WEO) van het International Energy Agency (IEA).

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In de rentabiliteitsberekeningen voor de WKK-analyse in 2014 is gebruik gemaakt van EUA-prijsscenario's ontleend aan de WEO. De analyse is uitgevoerd voor enkele zichtjaren (2020, 2023 en 2030) om een beeld te schetsen van de rentabiliteit van bestaande WKK-installaties onder verschillende toekomstige scenario's voor de EUA-prijsontwikkeling, om de gevoeligheid van de rentabiliteit van deze installaties in beeld te brengen.

Voorlopige analyse Input 2015

Voor de voorlopige analyse wordt de forward curve voor EUA's gehanteerd, zoals gepubliceerd op ICE-ENDEX¹³.

A.2.6 Opbrengsten elektriciteit

Omschrijving

Ook opbrengsten van elektriciteitsproductie worden gewaardeerd tegen de prijzen op de groothandelsmarkt. De groothandelsmarkt voor elektriciteit kent naast bilaterale handel (*over-the-counter*, of kort OTC) een aantal handelsplatformen die een geschakelde structuur vormen over de handelsperiode tot levering. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen termijnmarkten (beurs voor handel in jaar -, maand- en weekproducten, drie jaar tot een week voorafgaand aan levering), een *day-ahead*-markt (veiling van uur-producten op de dag voor levering), een *intraday*-markt (beurs voor uur-producten gedurende de dag van levering) en een *real-time* markt, de zogenaamde onbalansmarkt (veiling van kwartier-producten op basis van real-time levering). De termijnmarkt geldt als een markt voor risicomanagement en de prijszetting wordt geacht de verwachtingswaarde van de day-ahead-prijs te reflecteren. De day-ahead-markt geldt als de benchmark voor de elektriciteitsprijs. De intraday-handel heeft betrekking op correcties voor voorspelfouten en uitval van faciliteiten gedurende de dag van levering, met gewoonlijk een wat hogere volatiliteit dan de day-ahead-handel. Tot slot heeft de onbalansmarkt betrekking op de laatste aanpassingen in productie om de balans tussen vraag en aanbod op het net te handhaven, met een nog hogere volatiliteit dan intraday-handel.

¹² www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data

¹³ www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data



Gewoonlijk wordt de waarde van de opbrengsten van elektriciteit ontleend aan de day-ahead-handel, eventueel aangevuld met additionele opbrengsten van kleine volumes op de intraday- en onbalansmarkt. Evenals voor de andere commodities, kan voor de waardering van toekomstige opbrengsten gebruik gemaakt worden van de forward curve of prijsscenario's:

- Indien gebruik gemaakt wordt van de forward curve, worden prijzen ontleend aan de termijnhandel in elektriciteit op het handelsplatform van ICE-ENDEX. Forwardprijzen betreffen huidige prijzen voor een jaar, kwartaal, maand of week van levering in de toekomst, voor *pieklast* (i.e. de uren tussen 08:00 en 20:00 uur op werkdagen, exclusief de wettelijke feestdagen) of *basislast* (24 uur per dag, alle dagen van het jaar). Een significant deel van de elektriciteit wordt via forwardcontracten verhandeld, met name als het gaat om *year-ahead*-producten, i.e. piek- en basislast voor het komende jaar.
- Prijsscenario's worden veelal ontleend aan simulaties, ofwel op basis van stochastische modellen, ofwel op basis van fundamentele modellering van elektriciteitsmarkten. Dit soort simulaties hebben doorgaans betrekking op de prijsontwikkeling op termijnmarkt of de day-ahead-markt.

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In de rentabiliteitsberekeningen voor de WKK-analyse in 2014 is gebruik gemaakt van simulaties van de Europese day-ahead-markten in de simulatie-omgeving PLEXOS. Hierbij zijn verschillende scenario's ontwikkeld op basis van scenarioveronderstellingen met betrekking tot hiervoor besproken brandstof-prijsscenario's en prijsscenario's voor EUA's, maar ook verscheidene varianten met betrekking tot de ontwikkeling van geïnstalleerd vermogen, zoals hernieuwbaar en conventioneel vermogen, de ontwikkeling van de uurlijkse vraag en tot slot scenario's voor uurlijkse productie van hernieuwbare energie.

Opties voor voorlopige analyse Input 2015

Van de verschillende commodity markten laten de elektriciteitsmarkten vanuit de grootste mate van onzekerheid zien, omdat de elektriciteitsmarkten sinds 2010 een fundamentele transformatie doormaken ten gevolge van grootschalige integratie van hernieuwbare energiebronnen (met name in Duitsland). Deze transformatie heeft grote gevolgen voor allocatie, financieel rendement en investeringsklimaat. Hierbij spelen zorgen rond de energiebalans, de systeembalans en congestie op deze markt een grote rol, waarbij knelpunten op deze drie terreinen zich reeds aandienen op markten met veel hernieuwbare energie. Mede door deze zorgen is er op deze markt sprake van politieke en regulatoire interventies, die op hun beurt weer bijdragen aan veranderende omstandigheden. Deze ontwikkelingen resulteren in grote en fundamentele onzekerheden in het investeringsperspectief.

Om de prijsontwikkeling van elektriciteit op de lange termijn in beeld te brengen kan overwogen worden uit te gaan van de forward curve.¹⁴ De curve laat relatief lage prijzen en een relatief lage *spark spread*¹⁵ zien tot 2018, in feite een continuering van de huidige marktomstandigheden. Vaak wordt ten behoeve van een investeringsevaluatie daarbij de zichthorizon verruimd

¹⁴ In dat geval zou dan ook gebruik gemaakt moeten worden van de onderliggende forward curven voor aardgas en EUA's.

¹⁵ Het begrip *spark spread* wordt in de sector veelvuldig gehanteerd en heeft betrekking op de opbrengst van een MWh elektriciteit minus de kosten die gemaakt worden voor het gas dat nodig is om deze MWh op te wekken met een CCGT, klassiek gezien de dominante technologie tijdens piekuren.



door de forward curve aan te vullen met een gelijkblijvende prijzen aan het einde van de curve. Dit representeert dan in feite een scenario dat markt-omstandigheden ook verder in de toekomst ongewijzigd blijven. Het is echter zeer onwaarschijnlijk dat dit een reëel beeld schetst van de toekomstige ontwikkelingen, vanwege de trend van desinvesteringen die in reactie op de lage rentabiliteit reeds ingezet is.¹⁶ Deze trend zal op termijn leiden tot verdere afbouw van de huidige overcapaciteit, en mogelijk op middellange termijn al leiden tot prijs- en margeherstel.

De andere mogelijkheid om de prijsontwikkeling in beeld te brengen betreft gebruik van scenario's, bijvoorbeeld scenario's zoals die de laatste jaren zijn ontwikkeld in verschillende studies met betrekking tot de toekomstige ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt. Er zijn de laatste jaren verschillende scenario's ontwikkeld op basis van simulaties, zoals in de WKK-studie van CE Delft/DNV GL uit 2014, de Nationale Energieverkenning 2015, de systeem integratiestudies (Ecofys; TNO ; ECN, 2015) (TU Delft ; Berenschot ; DNV GL, 2015) ; (DNV GL ; CE Delft, 2015); (Berenschot ; CE Delft ; Overview, 2015) Quantifying flexibility markets (ECN, 2014) en power-to-products (Berenschot ; CE Delft ; ISPT, 2015).¹⁷ Deze scenarioanalyses omvatten een veelheid aan simulaties van de elektriciteitsmarkt op basis van fundamentele marktmodellen, voor verschillende scenarioveronderstellingen met betrekking tot de onderliggende scenario's voor brandstoffen en EUA's, maar ook met betrekking tot geïnstalleerd vermogen in Nederland en omliggende landen en Noordwest Europese interconnectie capaciteit.

Vanwege de fundamentele onzekerheden zullen de bestaande scenario's een zeer ruime bandbreedte aan prijsontwikkelingen laten zien. Fundamentele simulatiemodellen voor elektriciteitsmarkten zijn over het algemeen bovendien beperkt geschikt om elektriciteitsprijsontwikkelingen te voorspellen. Daarbij geldt dat vrijwel alle simulaties zijn gebaseerd op de veronderstelling dat elektriciteitsprijzen gelijk zijn aan de korte termijn marginale kosten van het elektriciteitssysteem, terwijl de praktijk laat zien dat in krappere markten de prijzen hier ver bovenuit kunnen stijgen.¹⁸ Daarmee blijft een belangrijk element in prijsvorming van elektriciteitsmarkten, die in het verleden in belangrijke mate heeft bijgedragen aan het financiële rendement van productiefaciliteiten, goeddeels buiten beeld in fundamentele simulatiemethoden. In de praktijk worden dergelijke scenarioanalyses dan ook slechts in aanvulling op forward curve-analyses gehanteerd, veelal om de robuustheid van een investering in beeld te brengen. Investeren op basis van scenario's alleen wordt door marktpartijen niet gedaan (dit zou een relatief speculatieve benadering impliceren).

¹⁶ De huidige malaise op de Noordwest Europese elektriciteitsmarkten ten gevolge van de sterke groei van hernieuwbare energie en de resulterende overcapaciteit heeft tot gevolg dat elektriciteitsproductie in feite een verlieslatende bedrijfsactiviteit is geworden. Op middellange termijn compromitteert dit de financiële continuïteit van de sector en zal dit naar verwachting leiden tot herstel van evenwicht door versnelling van de afbouw van overcapaciteit of voortijdige overheidsingrijpen door bijvoorbeeld inrichting van een capaciteitsmarkt.

¹⁷ In dat geval zou ook gebruik gemaakt moeten worden van de onderliggende scenario's voor aardgas en EUA's.

¹⁸ Alleen in Quantifying flexibility markets (ECN, 2014) wordt gemodelleerd op afwijkende grondslagen met een krapte gedreven mark-up op basis van value-of-lost-load, terwijl in de rentabiliteitsanalyse van WKK (CE Delft ; DNV GL, 2014) en scenario is opgesteld met een expliciete gemiddelde mark-up op de elektriciteitsprijs om krapte te simuleren.

Een verkenning van toekomstig rendement op basis van forward curves zal dus een relatief ongunstig perspectief schetsen voor nieuwe investeringen in elektriciteitsproductiefaciliteiten. Alhoewel dit een beperkt beeld is, zal een gunstig perspectief op basis van forward curves in de praktijk gelden als een randvoorwaarde voor investeringsbeslissingen. Pas als aan deze randvoorwaarde is voldaan zal aanvullende scenarioanalyse worden ingezet om de robuustheid van de investeringsbeslissing te evalueren. Zo niet, dan zal een mogelijk, of zelfs waarschijnlijk, herstel van het investeringsklimaat buiten de zichtperiode van de forward curve hierbij hooguit aanleiding zijn om investeringsmogelijkheden te blijven evalueren tot daadwerkelijk herstel intreedt.

Het dilemma voor de voorlopige analyse input vatten we als volgt samen:

- Huidige forwardprijzen reiken niet verder dan drie jaar vooruit.
Een significant deel van de kosten en opbrengsten die de basis vormen voor de investeringsbeslissing, vallen buiten de zichtperiode. De huidige prijzen bieden (naar alle waarschijnlijkheid) geen basis voor investeringen in elektriciteitsproductiemiddelen, ongeacht het type centrale/brandstof/soort.
- Scenariobenaderingen zullen vanwege de fundamentele onzekerheden over de onderliggende determinanten een zeer ruime spreiding laten zien. Bovendien zijn simulatiemodellen ongeschikt om toekomstige prijzen goed te voorspellen. Een investeringsbeslissing op basis van scenario's impliceert een zeer speculatieve strategie, waarbij de kans realisatie van de onderliggende scenarioveronderstellingen onbekend is.

Een voorlopige analyse ter evaluatie van de eventuele noodzaak om tot een kba voor investering in WKK te komen, zou uit kunnen worden gegaan van bestaande forwardprijzen, gegeven het feit dat dit de een positief rendement op basis van reële marktprijzen voor levering in de toekomst een minimum vereiste zou moeten zijn voor investering. Aanvulling met bestaande scenario's (ofwel voor de noodzakelijke uitbreiding van de zichtperiode, ofwel om mogelijke veranderingen in de huidige vooruitzichten in beeld te brengen) zal echter een grote onzekerheden reflecteren, met een zeer ruime bandbreedte aan mogelijke financiële rendementen tot gevolg.

Voor de voorlopige analyse wordt de forward curve voor elektriciteit gehanteerd, zoals gepubliceerd op ICE-ENDEX¹⁹, maar dergelijke analyse dient dus tegen de achtergrond van geschetste problematiek beschouwd te worden.

A.2.7 Opbrengsten warmte

Omschrijving

Opbrengsten van de warmtelevering hebben betrekking op opbrengsten die volgen uit levering van warmte aan derden, of vermeden kosten van warmteproductie voor eigen gebruik. Omdat een concrete markt voor warmte niet voorhanden is, is er geen referentieprij voor warmte beschikbaar zoals in het geval van aardgas of elektriciteit. In dergelijke gevallen wordt in waarderingsvraagstukken gewoonlijk teruggegrepen op de kosten van het substituuut. In deze beide gevallen betreffen de opbrengsten dan de vermeden (brandstof)-kosten van inzet van een boiler voor warmteproductie, de zogenaamde *referentieketel*, met een ketelrendement dat afhankelijk is van de temperatuur van de geleverde stoom. In geval van levering aan derden is in het verleden in de context van de onrendabele topberekeningen voor WKK-MEP

¹⁹ www.theice.com/products/27993085/Dutch-Power-Baseload-Futures/data & <https://www.theice.com/products/27994941/Dutch-Power-Peakload-Futures/data>



en SDE de nodige discussie geweest over het al of niet van toepassing zijn van een zogenaamde 'warmtekorting'. Deze korting zou door derden bedongen worden vanwege het feit dat zij over minder operationele vrijheidsgraden zou beschikken bij afname van warmte dan door een eigen ketel te bedrijven.

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In de rentabiliteitsanalyse van WKK in wordt voor de waardering van de warmtelevering ook gebaseerd op de vermeden brandstofkosten van het bedrijven van een *referentieketel*, met een verondersteld referentierendement van 99% (LHV) voor laagwaardige warmtetoepassingen (zoals glastuinbouw en gebouwde omgeving) en 95% (LHV) voor hoogwaardige warmtetoepassingen in de industrie.

Voorlopige analyse Input 2015

Voor de voorlopige analyse WKK wordt deze methode gehandhaafd.

A.2.8 Back-upkosten elektriciteit

Omschrijving

In het geval van stilstand van WKK-installaties kunnen er kosten ontstaan door de inkoop van back-up elektriciteit. Dit geldt zowel voor de situatie waarin de elektriciteit wordt geleverd aan de markt, als voor de situatie van eigen gebruik. In de onrendabele topberekeningen voor WKK ten behoeve van WKK-MEP en SDE worden deze kosten gewoonlijk gebaseerd op de kosten voor back-up zoals die volgende uit de prijsstelling in de onbalansmarkt, ontleend aan een inschatting van de beschikbaarheid en (geplande en ongeplande) uitval van WKK-installaties (zie (Hers, et al., 2008) en een inschatting van de daarmee samenhangende back-upkosten die is opgesteld door onderzoeksbureau SLEA in 2005 in opdracht van het ministerie van Economische Zaken (SLEA, 2005).

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In het rentabiliteitsmodel van CE Delft zijn deze kosten overgenomen.

Voorlopige analyse Input 2015

Als input voor de voorlopige analyse stellen wij voor deze aannames te handhaven. Aanpassing van deze inschatting legt een relatief groot beslag op de project uren, terwijl de kostencomponent relatief bescheiden is in verhouding tot de andere componenten. Herooverweging van beschikbaarheid van WKK-installaties zal naar verwachting niet substantieel zijn gewijzigd in de tussentijd, maar vergt bovendien nadere analyse van gespecialiseerde bureaus die inzicht hebben in recente beschikbaarheidsgegevens op basis van activiteiten op het terrein van operational performance (zoals bijv. Jacobs Consultancy). De kosten van onbalans zijn in de afgelopen jaren gedaald, waardoor de inschatting van SLEA uit 2005 aan de bovenkant zal liggen.



Tabel 8 Back-upkosten per kWh geproduceerde elektriciteit en achterliggende determinanten

Categorie	Back-up-kosten	Eigen verbruik	Back-up vermogen	Geplande en ongeplande stilstand
	€ct/kWh _e	%	MW _e	EOH
STEG 400 MW _e	n.a.	n.a	n.a	n.a
STEG 250 MW _e	0.180	7.5	19	596
STEG 60 MW _e	0.072	20	12	591
GT 45 MW _e	0.043	20	9	662
GT 25 MW _e	0.043	20	9	662
GT 8 MW _e	0.043	20	2	662
GM 10 MW _e	0.13	0	0	404

A.2.9 Transport- en distributiekosten

Omschrijving

Het gaat hier om de kosten voor transport en distributie voor zowel aardgas als elektriciteit. Kosten voor transport en distributie voor aardgas hangen samen met het brandstofverbruik van de WKK-installatie en/of referentieketel. Deze kosten kunnen worden afgeleid van de entry-exit-tarieven van GasTerra.

Elektriciteitstransport- en distributietarieven hebben betrekking op netwerk-aansluiting en elektriciteitsafname in geval van eigen gebruik. Het gaat hier dan met name om de netkosten voor back-up en de vermeden netkosten door eigen gebruik.

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

Voor de deze kosten is in 2014 gebruik gemaakt van de meest recente beschikbare gastransporttarieven en nettarieven;

- gastransporttarieven op basis van entry-exit-variant GasTerra voor 2014;
- elektriciteitstransport- en distributietarieven op basis van gemiddelde waarden voor de drie grootste netwerkbedrijven in Nederland aan de hand van de tarievenbladen voor 2014.

Voorlopige analyse Input 2015

Voor de input voor de voorlopige analyse WKK worden deze kostengegevens geactualiseerd op basis van de tarievenbladen voor 2015.

A.2.10 Energiebelasting

Omschrijving

Over het verbruik van aardgas wordt energiebelasting geheven. WKK-installaties met een elektrisch rendement hoger dan 30% komen in aanmerking voor vrijstelling van de energiebelasting op aardgas.

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In het Rentabiliteitsmodel zijn de energietarieven voor 2014 toegepast.

Voorlopige analyse Input 2015

Actualisatie van de energietarieven wordt toegepast, toekomstige wijzigingen worden buiten beschouwing gelaten.

A.2.11 Ondersteuningsmechanismen: Energie Investeringsaftrek (EIA)

Omschrijving

Ondersteuningsmechanismen hebben betrekking op overheidsregelingen ter ondersteuning van WKK. Onder de huidige omstandigheden betreft dit enkel de energie investeringsaftrek (EIA), een fiscale aftrek voor investeringen in energiebesparing. Investeringen die hiervoor in aanmerking komen zijn terug te vinden op de energielijst 2015 (RVO.nl, 2015):

- WKK-zuigermotoren, groter dan 1 MW_e € 350 per kW max.;
- WKK-niet-zuigermotoren, tot max. 300 MW_e cap van € 600 per kW.

Kentallen Rentabiliteitsmodel 2014

In het rentabiliteitsmodel 2014 zijn de volgende uitgangspunten toegepast.

- | | |
|---|---------|
| – verhouding vreemd vermogen/eigen vermogen | 80/20 |
| – rendement over eigen vermogen | 15% |
| – rente over vreemd vermogen | 6% |
| – afschrijvingstermijn | 15 jaar |
| – looptijd lening | 15 jaar |

Voorlopige analyse Input 2015

Deze uitgangspunten worden voor de voorlopige analyse worden gehandhaafd.



Bijlage B EPCCI cost index

Een bekende index voor de ontwikkeling van investeringskosten voor productiefaciliteiten is de European Power Capital Cost Index (EPCCI) gepubliceerd door IHS. Deze Index wordt opgesteld door IHS Cambridge Energy Research Associates, inc. op basis van marktinformatie over constructiekosten van centrales, de huidige en historische ontwikkeling van industriekosten gebaseerd op diverse databronnen/indices, analyse van belangrijkste componenten en de kostendrivende ontwikkelingen daarvan en andere informatie.

De informatie is gecorrigeerd voor verschillen tussen landen. De ontwikkeling van de index sinds 2000 wordt weergegeven in Figuur 7. In de figuur is ook de ontwikkeling van de investeringskosten in WKK-installaties volgens Jacobs Consultancy geschaald op basis van deze index. Voor de periode 2004 tot 2008 laat de index een nauwkeurige overeenkomst zien met de ontwikkeling van investeringskosten volgens Jacobs Consultancy.

Figuur 7 Ontwikkeling van de EPCCI en de specifieke investeringskosten voor WKK-installaties in Nederland op basis van Jacobs Consultancy-rapportages

