



Planbureau voor de Leefomgeving

# NATIONALE KOSTEN VAN MAATREGELEN GERICHT OP HET REALISEREN VAN DOELSTELLINGEN UIT HET ENERGIEAKKOORD 2013

**Beleidsstudie**

**Robert Koelemeijer en Bart Strengers**

**29 mei 2020**

PBL

## **Nationale kosten van maatregelen gericht op het realiseren van doelstellingen uit het Energieakkoord 2013**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving  
Den Haag, 2020  
PBL-publicatienummer: 3581

### **Contact**

Robert Koelemeijer [robert.koelemeijer@pbl.nl]

### **Auteurs**

Robert Koelemeijer en Bart Strengers

Casper Tigchelaar (TNO) en Paul Koutstaal, Jordy van Meerkerk, Michiel Hekkenberg en Hans Hilbers (allen PBL) hebben bijdragen aan dit rapport geleverd. We willen Marc Londo (Universiteit Utrecht) en diverse collega's bedanken voor het becommentariëren van een conceptversie van dit rapport.

In deze beleidsstudie is geen rekening gehouden met de gevolgen van de coronacrisis voor de omvang van het energieverbruik en de uitstoot van CO<sub>2</sub>. Het onderzoek dat voor dit rapport is verricht, is grotendeels vóór de uitbraak van het coronavirus uitgevoerd.

### **Redactie figuren**

Beeldredactie PBL

### **Eindredactie en productie**

Uitgeverij PBL

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Koelemeijer, R. & B. Strengers (2020), *Nationale kosten van maatregelen gericht op het realiseren van doelstellingen uit het Energieakkoord 2013*, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

# Inhoud

Samenvatting	4
1 Inleiding	21
2 Methodiek en uitgangspunten	23
2.1 Nationale kosten	23
2.2 Algemene uitgangspunten	26
2.3 Prijzen van energie en emissierechten in het EU-ETS	28
3 Nationale kosten Energieakkoord	31
3.1 Profiel-, onbalans- en gridkosten	31
3.2 Windenergie op land	32
3.3 Windenergie op zee	33
3.4 Zon-PV	34
3.5 Biomassa	37
3.5.1 Bij- en meestook	38
3.5.2 Biomassaketels, industrie	39
3.5.3 Biogas	40
3.5.4 Vloeibare biobrandstoffen	42
3.6 Geothermie	43
3.7 Energiebesparing	44
3.8 Elektrisch rijden	46
3.9 Effect op de emissie van broeikasgassen	50
4 Discussie	52
4.1 Vergelijking met ECN/PBL (2013)	52
4.2 Vergelijking met het SMWB-rapport	54
4.3 Bredere beschouwing	58
Literatuur	62

# Samenvatting

Bij doorrekeningen van nieuwe beleidsvoorstellen rapporteert het PBL doorgaans de effecten van die voorstellen, zoals veranderingen van broeikasgasemissies, ten opzichte van een basispad. Dit basispad omvat een raming van de emissieontwikkeling waarbij wordt uitgegaan van het bestaande beleid op een bepaald moment in de tijd, exclusief de effecten van de nieuwe beleidsvoorstellen. De effecten en kosten van de nieuwe beleidsvoorstellen worden gepresenteerd als veranderingen ten opzichte van dat basispad. Op die manier krijgt de lezer een beeld van de emissieveranderingen en de kosten die samenhangen met de nieuwe beleidsvoorstellen.

In de Tweede Kamer is, tijdens technische briefings van het PBL in het kader van het energie- en klimaatbeleid, enkele keren gevraagd naar de kosten die al worden gemaakt in het basispad van dit beleid. Wij vinden die vraag zelf ook relevant. Voor het wegen van de kosten en baten van nieuwe beleidsvoorstellen voor energie- en klimaatbeleid, is het nuttig om te weten wat de kosten en baten zijn van maatregelen die al zijn genomen of nog zullen worden genomen onder invloed van het lopende beleid.

In dit rapport beogen we een beeld te geven van de kosten in het basispad van het energie- en klimaatbeleid. We doen dat door te kijken naar de nationale kosten die zijn gemaakt of nog zullen worden gemaakt gericht op het realiseren van de centrale doelstellingen uit het Energieakkoord uit 2013: het bereiken van een aandeel hernieuwbare energie van 14 procent in 2020 en 16 procent in 2023, en het bereiken van 100 petajoule energiebesparing in 2020. Daarnaast is gekeken naar de nationale kosten van de toename van het aantal elektrische auto's tot 2020 onder invloed van het gevoerde stimuleringsbeleid.

We hebben in dit rapport zowel de technische maatregelen die al zijn genomen onderzocht, als de maatregelen die nog zullen worden genomen in de periode tot 2023 in het kader van het realiseren van de doelen uit het Energieakkoord. Bij technische maatregelen gaat het bijvoorbeeld om windmolens en zonnepanelen die zijn geplaatst of energiebesparingsmaatregelen die zijn uitgevoerd.

We bekijken daarmee niet de totale kosten van het energiesysteem (die weer afhangen van hoe dat systeem zou worden afgebakend), maar wel de kosten die samenhangen met veranderingen in het energiesysteem door de technische maatregelen die hebben bijgedragen aan het realiseren van de doelstellingen uit het Energieakkoord uit 2013 en die onderdeel zijn van het basispad.

## **Wat zijn nationale kosten en waarom richt het PBL zich daarop?**

De nationale kosten zijn het saldo van jaarlijkse directe kosten en directe baten vanuit maatschappelijk kostenperspectief. Directe kosten zijn bijvoorbeeld de jaarlijkse rente en afschrijvingen op investeringen voor installaties of apparatuur en kosten voor de bediening en het onderhoud daarvan. Denk aan investeringen in en onderhoudskosten van windmolens, zonnepanelen, energienetten, zuinigere apparaten, isolatiemaatregelen, elektrische auto's enzovoort. Directe baten kunnen baten zijn als gevolg van bespaarde of geproduceerde energie. Denk aan lagere kosten voor het gebruik van aardgas, of de waarde van de met windmolens opgewekte elektriciteit.

Nationale kosten zijn kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel (de 'BV-Nederland'). Voor het PBL is het relevant om kosten vanuit een nationaal perspectief te beschouwen, omdat daarmee een beeld wordt gegeven van de directe welvaartseffecten voor de samenleving. De nationale kosten worden los gezien van hoe die kosten zijn verdeeld

over partijen in de samenleving. Belangrijk hierbij is dat subsidies en (gederfde) belastingen dus *geen* onderdeel zijn van de nationale kosten, omdat deze als overdrachten worden gezien (herverdeling van geld tussen partijen in de samenleving); ze hebben geen invloed op de kosten voor de samenleving als geheel. Voor de verdeling van de kosten over de verschillende partijen in de samenleving zijn subsidies en belastingen uiteraard wel van belang. Nationale kosten geven zo ook geen informatie over kosten vanuit het overheidsperspectief, waardoor geen uitspraak kan worden gedaan over bijvoorbeeld de doelmatigheid van de inzet van overheidsmiddelen.

De nationale kosten zijn bepaald per jaar, over de periode tussen 2000 en 2050. We kijken zo ver vooruit omdat veel kosten en baten in de periode na 2023 doorlopen. Denk aan de jaarlijkse rente en afschrijvingen op investeringen, of baten van geproduceerde of bespaarde energie als gevolg van ontwikkelingen die tot 2023 in gang zijn gezet. We hebben de kosten en baten in kaart gebracht vanaf het jaar 2000, dus ruim vóór het afsluiten van het Energieakkoord in 2013, omdat ook de ontwikkelingen van vóór 2013 bijdragen aan het halen van de doelen uit het Energieakkoord.

Er is in dit rapport standaard gerekend met herinvesteringen en andere kosten die gemaakt moeten worden om het aandeel hernieuwbare energie na 2023 op (ongeveer) 16 procent te houden, de effecten van energiebesparing na 2020 vast te houden, en om het aantal elektrische auto's in het wagenpark na 2020 op het niveau van dat jaar te houden.<sup>1</sup> Ook zijn berekeningen gedaan waarbij dit niet het geval is, en waarbij dus het aandeel hernieuwbare energie na 2023 weer afneemt vanwege het uit gebruik nemen van installaties waarmee hernieuwbare energie wordt geproduceerd aan het einde van de technische levensduur (idem voor de effecten van energiebesparing en het aantal elektrische auto's).

### **Nationale kosten**

De nationale kosten bedragen 52 miljard euro, uitgaande van herinvesteringen en gesommeerd over de periode 2000-2050; gemiddeld is dat 1,0 miljard euro per jaar. De nationale kosten gesommeerd over de periode 2013-2023 (de looptijd van het Energieakkoord) bedragen 23 miljard euro; gemiddeld is dat 2,1 miljard euro per jaar. Naarmate de beschouwde periode langer is, zijn de cumulatieve kosten hoger, maar de gemiddelde kosten per jaar lager. Wanneer de kosten worden uitgedrukt als percentage van het bruto binnenlands product (bbp), dan hebben ze een omvang van 0,1 tot 0,3 procent van het bbp in de corresponderende periodes.

De nationale kosten hangen van veel, vaak onzekere factoren af, waaronder de toekomstige energieprijzen en inpassingskosten voor hernieuwbare energie. In dit rapport zijn gevoeligheidsanalyses uitgevoerd om deze onzekerheden te kwantificeren. De schatting van de nationale kosten van de in dit rapport onderzochte maatregelen is op een aantal punten aan de voorzichtige kant: de kans op een overschatting van de nationale kosten is groter dan die op een onderschatting. Zo zullen de gemiddelde kosten van hernieuwbare energieprojecten die tot realisatie zijn gekomen waarschijnlijk lager liggen dan hier is verondersteld op basis van SDE+-kengetallen. Een andere reden waarom de nationale kosten in deze analyse eerder zullen worden overschat dan onderschat, is dat kostendalingen na 2020 slechts beperkt zijn meegenomen (alleen voor zonnepanelen en batterijen van elektrische auto's en niet verder dan tot 2030; voor andere technologieën zijn geen kostendalingen verondersteld).<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Voor bij- en meestook van biomassa in kolencentrales is verondersteld dat dit stopt na afloop van de huidige SDE+-beschikkingen. Ook zijn geen herinvesteringen meegenomen voor plug-inhybrides, omdat deze modellen inmiddels (door aanpassingen in het beleid) veel minder worden verkocht dan in de periode 2013-2016.

<sup>2</sup> Voor zonnepanelen is een kostendaling van 3 procent per jaar verondersteld voor de periode tussen 2020 en 2030; ook zijn verdergaande kostendalingen verondersteld voor volledig elektrische auto's tot 2030. Voor andere technologieën zijn geen kostendalingen verondersteld na 2020. Bij herinvesteringen wordt wel uitgegaan van efficiënties van huidige technologieën.

De nationale kosten zónder herinvesteringen en gesommeerd over de periode 2000-2050 bedragen 45 miljard euro. Het verschil tussen het wel en niet meenemen van herinvesteringen op de cumulatieve nationale kosten is dus relatief gering.

De nationale kosten van de in dit rapport beschouwde maatregelen nemen vanaf het jaar 2000 toe, van 100 miljoen euro per jaar in 2000 tot ruim 3 miljard euro per jaar in 2020. Na 2020 nemen de kosten weer af, ook indien wordt uitgegaan van herinvesteringen. Sommige vormen van hernieuwbare energie en elektrisch rijden met volledig elektrische auto's worden in de periode na 2020 vanuit nationaal perspectief rendabel (de baten zijn hoger dan de kosten), ondanks dat verdergaande leereffecten en kostendalingen na 2020 slechts beperkt zijn meegenomen. Hernieuwbare energieproductietechnologieën waarbij gebruik wordt gemaakt van biomassa blijven ook na 2020 naar verwachting per saldo kosten met zich meebrengen. Ook blijven er kosten voor de inpassing van hernieuwbare energie (profiel- en onbalanskosten om verschillen op te vangen tussen de vraag naar en het aanbod van elektriciteit en kosten voor het versterken van het net op land<sup>3</sup>). In 2030 bedragen de nationale kosten van de hier beschouwde maatregelen nog circa 1,3 miljard euro per jaar.

Er zijn twee onderliggende redenen waarom de nationale kosten van maatregelen afnemen in de tijd (of de nationale baten toenemen), en waardoor er ook relatief weinig verschil is tussen het wel of niet meenemen van herinvesteringen. Ten eerste zijn er leereffecten opgetreden, waardoor technologieën nu goedkoper of efficiënter zijn dan bijvoorbeeld twintig jaar geleden. Dit is een mondiaal leerproces, waaraan de ontwikkelingen in Nederland ook een bijdrage hebben geleverd. Ten tweede zullen fossiele energieprijzen en de prijs van CO<sub>2</sub>-emissierechten in het Europese emissiehandelssysteem in de toekomst naar verwachting stijgen. Daardoor neemt ook de waarde van de geproduceerde hernieuwbare energie toe en renderen energiebesparingsmaatregelen beter.

### **Effecten op emissies van broeikasgassen**

De vermeden emissie van CO<sub>2</sub> als gevolg van de in dit rapport beschouwde maatregelen bedraagt circa 40 megaton per jaar vanaf 2020.<sup>4</sup> Een deel van de emissiereductie zal fysiek zijn opgetreden of nog optreden in Nederland zelf, een deel – vooral gerelateerd aan hernieuwbare elektriciteitsproductie – zal zijn opgetreden of nog optreden buiten Nederland. Omgekeerd zullen verduurzamingsmaatregelen in de omringende landen leiden tot emissiereducties in Nederland.

### **Extra nationale kosten als gevolg van het Klimaatakkoord van 2019**

De beleidsambities van het kabinet-Rutte 3 reiken inmiddels verder dan die uit het Energieakkoord. De kosten van wat er in de komende jaren op grond van het Klimaatakkoord uit 2019 extra zal worden gerealiseerd om broeikasgasemissies te verminderen, komen grotendeels bovenop de kosten die in dit rapport zijn beschouwd. Deze kosten zijn geraamd op bijna 2 miljard euro per jaar (uitgaande van realisatie van de bovenkant van de bandbreedte van de effecten van het Klimaatakkoord). Opgeteld komen de totale nationale kosten daarmee op ruwweg ruim 3 miljard euro per jaar in 2030: ruim 1 miljard euro als gevolg van maatregelen die onderdeel zijn van het basispad (zoals beschouwd in dit rapport) en ongeveer 2 miljard euro op grond van het Klimaatakkoord uit 2019 (PBL 2019a,b).

---

<sup>3</sup> Kosten voor het net op zee zijn gerekend bij windenergie op zee.

<sup>4</sup> Uitgaande van de referentieparkmethode, en uitgaande van herinvesteringen.

# BEVINDINGEN

Bij doorrekeningen van nieuwe beleidsvoorstellen rapporteert het PBL doorgaans de effecten van die voorstellen, zoals veranderingen van broeikasgasemissies, ten opzichte van een basispad. Dit basispad omvat een raming van de emissieontwikkeling waarbij wordt uitgegaan van het bestaande beleid op een bepaald moment in de tijd, exclusief de effecten van de nieuwe beleidsvoorstellen. De effecten en kosten van de nieuwe beleidsvoorstellen worden gepresenteerd als veranderingen ten opzichte van dat basispad. Op die manier krijgt de lezer een beeld van de emissieveranderingen en de kosten die samenhangen met de nieuwe beleidsvoorstellen.

In de Tweede Kamer is, tijdens technische briefings van het PBL in het kader van het energie- en klimaatbeleid, enkele keren gevraagd naar de kosten die al worden gemaakt in het basispad<sup>5</sup> van dit beleid. Wij vinden die vraag zelf ook relevant. Voor het wegen van de kosten en baten van nieuwe beleidsvoorstellen voor energie- en klimaatbeleid, is het nuttig om te weten wat de kosten en baten zijn van maatregelen die al zijn genomen of nog zullen worden genomen onder invloed van het lopende beleid.

In dit rapport beogen we een beeld te geven van de kosten in het basispad van het energie- en klimaatbeleid. We doen dat door te kijken naar de nationale kosten die zijn gemaakt of nog zullen worden gemaakt gericht op het realiseren van de centrale doelstellingen uit het Energieakkoord uit 2013: het bereiken van een aandeel hernieuwbare energie van 14 procent in 2020 en 16 procent in 2023, en het bereiken van 100 petajoule energiebesparing in 2020. Daarnaast is gekeken naar de nationale kosten van de toename van het aantal elektrische auto's tot 2020 onder invloed van het gevoerde stimuleringsbeleid.

In dit rapport hanteren we het begrip 'nationale kosten', omdat het een beeld geeft van de directe welvaartseffecten voor de samenleving als geheel. In tekstkader 1 gaan we nader op dit begrip in.

## **1 Wat zijn nationale kosten en waarom richt het PBL zich daarop?**

Nationale kosten worden berekend volgens de milieukostenmethodiek (Ministerie van VROM 1994; 1998; 2004). De nationale kosten zijn het saldo van directe kosten en baten vanuit maatschappelijk kostenperspectief. Directe kosten zijn bijvoorbeeld de rente en afschrijvingen op investeringen voor installaties of apparatuur en kosten voor de bediening en het onderhoud daarvan. Denk aan investeringen in en onderhoudskosten van windmolens, zonnepanelen, energienetten, zuinigere apparaten, isolatiemaatregelen, elektrische auto's en zovoort. Directe baten kunnen baten zijn als gevolg van bespaarde of opgewekte energie.<sup>6</sup> Denk aan lagere kosten voor het gebruik van aardgas, of de waarde van de met windmolens opgewekte elektriciteit.

De nationale kosten geven een beeld van de kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel, ongeacht wie deze draagt. Voor het PBL is het relevant om kosten vanuit een nationaal perspectief te beschouwen, omdat daarmee een beeld wordt gegeven van de directe welvaartseffecten voor de samenleving. Het nationale kostenbegrip hanteert een beperkte, maar een beter hanteerbare definitie van maatschappelijke kosten en baten dan de definitie die wordt gehanteerd in de bredere maatschappelijke kosten-batenanalyses (MKBA's). In MKBA's worden bijvoorbeeld ook externe effecten in geld uitgedrukt en in de analyse

<sup>5</sup> Het basispad is, voor zover dat betrekking heeft op ontwikkelingen in toekomstige jaren, niet statisch. Immers, het beleid verandert, verwachtingen over de internationale context veranderen (waaronder groothandels-prijzen voor energie), enzovoort. Een voorstel voor nieuw beleid in jaar t zal nog geen onderdeel zijn van het basispad in dat jaar, maar zal, als het in jaar t+1 is vastgesteld, onderdeel vormen van het (nieuwe) basispad.

<sup>6</sup> Als we in dit rapport spreken van nationale kosten, betreft het altijd het saldo van de directe kosten en baten. Alle kosten zijn uitgedrukt in euro prijspeil 2018, tenzij expliciet anders vermeld.

betrokken (Rijksoverheid 2016). Voorbeelden van externe effecten zijn effecten op het wooncomfort, de luchtkwaliteit, geluidsoverlast, biodiversiteit, het landschap, of de importafhankelijkheid van energie. Het monetariseren van externe effecten is echter onzeker, omdat het in het algemeen niet gaat om goederen die op markten worden verhandeld, waardoor er geen prijsvorming tot stand komt. Doorgaans worden kengetallen gebruikt voor de waardering van milieubelastende emissies en milieu-impacts (CE Delft 2017). Dergelijke externe effecten zijn echter geen onderdeel van de nationale kosten.

De nationale kosten zijn niet constant in de tijd, maar hangen af van de toekomstige kosten van technologieën en toekomstige brandstofprijzen, die veelal weer afhangen van internationale ontwikkelingen.

Belastingen, heffingen, accijnzen en subsidies worden gezien als waardeoverdrachten van de ene partij in de samenleving naar de andere, en vallen daarmee weg in de nationale kosten. Zo zijn belastingen weliswaar kosten voor de ene partij (burgers en bedrijven), maar tegelijkertijd baten voor de ontvangende partij (de overheid). Bij subsidies ligt dat precies andersom: dan is de overheid de betaler en zijn bedrijven en burgers de ontvangers. Voor de maatschappij als geheel zijn subsidies echter geen baten, en zijn belastingen, heffingen en accijnzen geen kosten.

Om die reden wijken kosten bezien uit het perspectief van eindgebruikers, zoals huishoudens of bedrijven, af van de nationale kosten. Ook hanteren eindgebruikers doorgaans andere rentevoeten en afschrijvingstermijnen op investeringen. Ter illustratie: als de nationale kosten van een maatregel negatief zijn, zijn er netto baten voor de Nederlandse samenleving als geheel. Maar uit het perspectief van burgers of bedrijven hoeft dat niet het geval te zijn, omdat die bijvoorbeeld rekenen met een hogere discontovoet of kortere afschrijvingstermijn. Omgekeerd kunnen maatregelen met positieve nationale kosten soms juist wel rendabel zijn uit het perspectief van een burger of bedrijf, bijvoorbeeld door overheidssubsidies of door besparing op belasting die anders betaald had moeten worden. Een voorbeeld van een berekening van nationale kosten, eindgebruikerskosten en overheidskosten is gegeven in paragraaf 2.1.

### **Welke kosten en baten zijn meegerekend?**

In dit rapport zijn de directe kosten en baten onderzocht van *technische maatregelen* die genomen zijn of nog genomen zullen worden om de centrale doelstellingen uit het Energieakkoord van 2013 te realiseren. Daarbij is gekeken vanuit een nationaal perspectief. Het *beleid* dat daartoe is ingezet zal, bij voortzetting na 2023, ook tot verdergaande effecten leiden na 2023 (zoals een verdergaande toename van het aandeel hernieuwbare energie na 2023), maar die zijn in deze analyse niet meegenomen. In deze studie zijn de volgende maatregelen geanalyseerd:

- Kosten en baten van hernieuwbare energieprojecten die zijn gerealiseerd of naar verwachting nog gerealiseerd zullen worden tot 2023, onder invloed van stimuleringsbeleid (zoals de MEP, SDE, SDE+, iSDE, salderingsregeling).<sup>7</sup> Daarbij is gekeken naar windenergie op land, windenergie op zee, zonnepanelen – kleinschalig (huishoudens), groot-schalig (bijvoorbeeld zonneweides) en overig (onder andere bedrijfspanden), bij- en meestook van biomassa in kolencentrales, biomassaketels in de industrie, biogas, bio-brandstoffen in het wegverkeer en geothermie. In dit rapport zijn dus ook de kosten meegerekend van hernieuwbare energieprojecten die al bestonden vóór het afsluiten van het Energieakkoord; deze dragen immers ook bij aan het realiseren van de doelen uit het Energieakkoord.

<sup>7</sup> MEP = Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie; SDE = Stimulering Duurzame Energieproductie.



- Kosten en baten van energiebesparing die is gerealiseerd of naar verwachting gerealiseerd zal worden als gevolg van beleid gericht op het halen van het besparingsdoel van 100 petajoule voor 2020.
- Kosten en baten van de toename van het aantal plug-inhybrides en volledig elektrische auto's tot 2020 onder invloed van het stimuleringsbeleid (vooral Autobrief I en II; Ministerie van Financiën 2011 en 2015).

We onderzoeken daarmee niet de totale kosten van het energiesysteem (die weer afhangen van hoe dat systeem zou worden afgebakend), maar wel de kosten die samenhangen met veranderingen in het energiesysteem door de technische maatregelen die hebben bijgedragen aan het realiseren van de doelstellingen uit het Energieakkoord 2013 en die onderdeel zijn van het basispad.

De doelstelling voor het aandeel hernieuwbare energie in 2023 (16 procent) uit het Energieakkoord van 2013 zal naar verwachting worden gehaald (Schoots & Hammingh 2019). Het doel van het bereiken van 14 procent hernieuwbare energie in 2020 zal niet worden gehaald. De doelstelling voor het realiseren van 100 petajoule energiebesparing in 2020 zal waarschijnlijk evenmin worden gehaald. In dit rapport is gerekend met de middenwaarde (80 petajoule) voor de te realiseren besparing volgens de Klimaat- en Energieverkenning van 2019 (hierna KEV2019; zie Schoots & Hammingh 2019).

Deze afbakening dekt daarmee echter niet alle nationale kosten van maatregelen die zijn genomen onder invloed van beleid dat in het basispad is meegenomen:

- energiebesparingsbeleid is al decennia geleden ingezet, zowel op nationaal als Europees niveau; hier zijn alleen de kosten en baten meegenomen van maatregelen die zijn genomen in het kader van het Energieakkoord;
- het ingezette beleid zal ook effecten hebben in de periode na 2023 – zo zal het aandeel hernieuwbare energie onder invloed daarvan na 2023 verder toenemen. Maar in deze analyse kijken we niet naar kosten en baten van fysieke maatregelen die verder gaan dan de doelstellingen uit het Energieakkoord.

Dit rapport is daarmee een bouwsteen voor het bepalen van de kosten en baten in het basispad. Het gaat daarbij om de nationale kosten die gepaard zijn gegaan en zullen gaan met maatregelen die zijn gericht op het realiseren van de centrale doelstellingen uit het Energieakkoord van 2013. Vervolgonderzoek zou zich kunnen richten op de kosten en baten van de hiervoor genoemde andere componenten van de kosten in het basispad.

### **Belangrijkste uitgangspunten**

Een aantal belangrijke uitgangspunten is hieronder aangegeven. Via een gevoeligheidsanalyse is gekeken naar het effect van variaties in deze uitgangspunten.

- De nationale kosten zijn onderzocht voor de periode 2000 tot 2050 en voor ieder jaar in beeld gebracht. Er is voor een lange tijdshorizon gekozen, omdat veel kosten en baten van maatregelen die tot 2023 worden genomen tot ruim daarna doorlopen.
- Er is standaard gerekend met herinvesteringen en andere kosten die gemaakt moeten worden om het aandeel hernieuwbare energie na 2023 op (ongeveer) 16 procent te houden, de effecten van energiebesparing na 2020 vast te houden, en het aantal elektrische auto's in het wagenpark na 2020 op het niveau van dat jaar te houden.<sup>8</sup> Ook zijn berekeningen gedaan waarbij dit niet het geval is, en waarbij dus het aandeel hernieuwbare energie na 2023 weer afneemt vanwege het uit gebruik nemen van installaties waarmee hernieuwbare energie wordt geproduceerd aan het einde van de technische levensduur

<sup>8</sup> Voor bij- en meestook van biomassa in kolencentrales is verondersteld dat dit stopt na afloop van de huidige SDE+-beschikkingen, vanwege het verbod op het gebruik van kolen voor elektriciteitsproductie vanaf 2030. Ook zijn geen herinvesteringen meegenomen voor plug-inhybrides, omdat deze modellen inmiddels (door aanpassingen in het stimuleringsbeleid) veel minder worden verkocht dan in de periode 2013-2016.

(idem voor de effecten van energiebesparing en het aantal elektrische auto's). We refereren hieraan gemakshalve in termen van 'met/zonder herinvesteringen'. Overigens worden in beide gevallen herinvesteringen vóór 2023 wel meegenomen.

- Om toekomstige kosten en baten te berekenen, moeten aannames worden gedaan over toekomstige prijzen van energiedragers (zoals kolen, olie, gas, biomassa en elektriciteit) en CO<sub>2</sub>-emissierechten. Daarvoor zijn we uitgegaan van groothandelsprijzen zoals die worden verwacht in de KEV2019. Na 2030 zijn de prijzen van energie gelijk gehouden aan die in 2030.
- De nationale kosten voor hernieuwbare energie zijn berekend op basis van de uitgangspunten van de SDE+-regeling (investeringskosten, vollasturen, en dergelijke). Voor zonnepanelen-, wind- en geothermieprojecten is uitgegaan van de technische levensduur van twintig jaar (dat is dus langer dan de subsidiabele periode). Voor andere hernieuwbare energieprojecten is de technische levensduur verondersteld gelijk te zijn aan de subsidiabele periode.
- Door uit te gaan van deze SDE+-kengetallen zullen de nationale kosten van hernieuwbare technologieën eerder worden overschat dan onderschat. Zo zullen er alleen projecten gerealiseerd zijn die uitgaande van de SDE+-kengetallen naar verwachting rendabel waren. De gemiddelde kosten van gerealiseerde hernieuwbare energieprojecten zullen daarom lager liggen dan op basis van deze kengetallen berekend wordt.<sup>9</sup>
- Een andere reden waarom de nationale kosten eerder zullen worden overschat dan onderschat in deze analyse, is dat kostendalingen na 2020 slechts beperkt zijn meegenomen (alleen zonnepanelen en batterijen van elektrische auto's en niet verder dan tot 2030; voor andere technologieën zijn geen kostendalingen verondersteld).
- Voor het berekenen van de kapitaalkosten is uitgegaan van een discontovoet van 3 procent, conform het advies van de Werkgroep Discontovoet 2015. Deze discontovoet is gebruikt om investeringen om te zetten naar jaarlijkse kapitaalkosten.
- Alle kosten en baten zijn uitgedrukt in euro met prijspeil 2018, tenzij expliciet anders vermeld.

### **Beperkingen**

De in dit rapport gepresenteerde kosten en effecten zijn noodzakelijkerwijs schattingen. De analyse van de nationale kosten van de beschouwde maatregelen is complex. In werkelijkheid zijn de investeringen van bijvoorbeeld iedere individuele windmolen anders en zal de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit ook van windmolen tot windmolen variëren. Er zijn vereenvoudigingen doorgevoerd in de berekeningen en er is gewerkt met kengetallen. Dit is gedaan om het onderzoek praktisch uitvoerbaar te houden, of omdat nauwkeuriger gegevens niet beschikbaar waren. De kosten van een aantal kleinere posten zijn in dit rapport omwille van de beperkt beschikbare tijd niet onderzocht.<sup>10</sup> Dit betreft technologieën voor hernieuwbare energie met een relatief geringe omvang van de kosten in de hier beschouwde periode, te weten waterkracht, biomassagebruik bij huishoudens, hernieuwbare energiewinning bij afvalverbrandingsinstallaties, warmte-koudeopslag, warmtepompen en zonneboilers.

### **Nationale kosten van de beschouwde maatregelen**

De nationale kosten van de beschouwde maatregelen hangen af van de periode waarover wordt gekeken: de kosten nemen vanaf 2000 toe, bereiken een piek rond 2020 en nemen daarna weer af (figuur 1).

De nationale kosten gesommeerd over de periode 2000-2050 bedragen 52 miljard euro; gemiddeld is dat 1,0 miljard euro per jaar (tabel 1). De nationale kosten gesommeerd over de periode 2013-2023 bedragen 23 miljard euro; gemiddeld is dat 2,1 miljard euro per jaar.

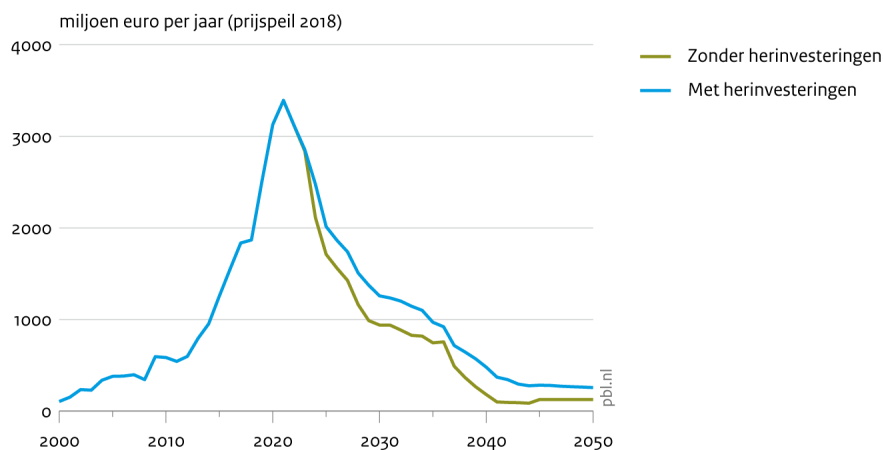
<sup>9</sup> Ook speelt mee dat in de SDE+-kengetallen winstmarges zijn opgenomen voor toeleveranciers 'dieper' in de keten, en winstmarges zijn opgenomen voor de ontwikkelaars van de hernieuwbare energieprojecten. Strikt genomen zijn deze winsten geen onderdeel van de nationale kosten.

<sup>10</sup> De bijdrage van deze posten aan het totale aandeel hernieuwbare energie is weergegeven in figuur 5.

Naarmate de beschouwde periode langer is, zijn de cumulatieve kosten hoger, maar de gemiddelde kosten per jaar lager. Wanneer de kosten worden uitgedrukt als percentage van het bbp dan hebben de kosten een omvang van 0,1 tot 0,3 procent van het bbp in de corresponderende periodes.

Figuur 1

### Nationale kosten van maatregelen gericht op doelen Energieakkoord 2013



Bron: PBL

In figuur 1 is ook het effect op de totale nationale kosten te zien van het wel/niet meenemen van herinvesteringen. Er is een relatief gering verschil tussen de nationale kosten bij het al dan niet meenemen van herinvesteringen: 52 miljard euro respectievelijk 45 miljard euro aan cumulatieve kosten over de periode 2000-2050 (tabel 2).

**Tabel 1 Cumulatieve nationale kosten (saldo van kosten en baten) in verschillende periodes (miljard euro) van hernieuwbare energie, energiebesparing uit het Energieakkoord 2013 en van elektrische auto's tot en met 2020**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Windenergie op zee	-0,9	2,5	-3,4	2,4
Windenergie op land	-0,7	4,0	-4,6	2,9
Zon-PV	10,1	3,9	6,2	3,5
Inpassingskosten hernieuwbaar	20,2	3,2	17,0	2,7
Biomassa (elektriciteit, warmte)	12,9	6,3	6,6	4,1
Biobrandstof wegverkeer	8,6	3,3	5,3	2,7
Geothermie	0,0	0,1	0,0	0,1
Energiebesparing	-2,5	1,1	-3,6	1,1
Elektrisch vervoer	4,5	3,8	0,7	3,8
<b>Totaal</b>	<b>52</b>	<b>28</b>	<b>24</b>	<b>23</b>
Gemiddeld per jaar	1,0	1,2	0,9	2,1
% van het bbp	0,12%	0,17%	0,09%	0,28%

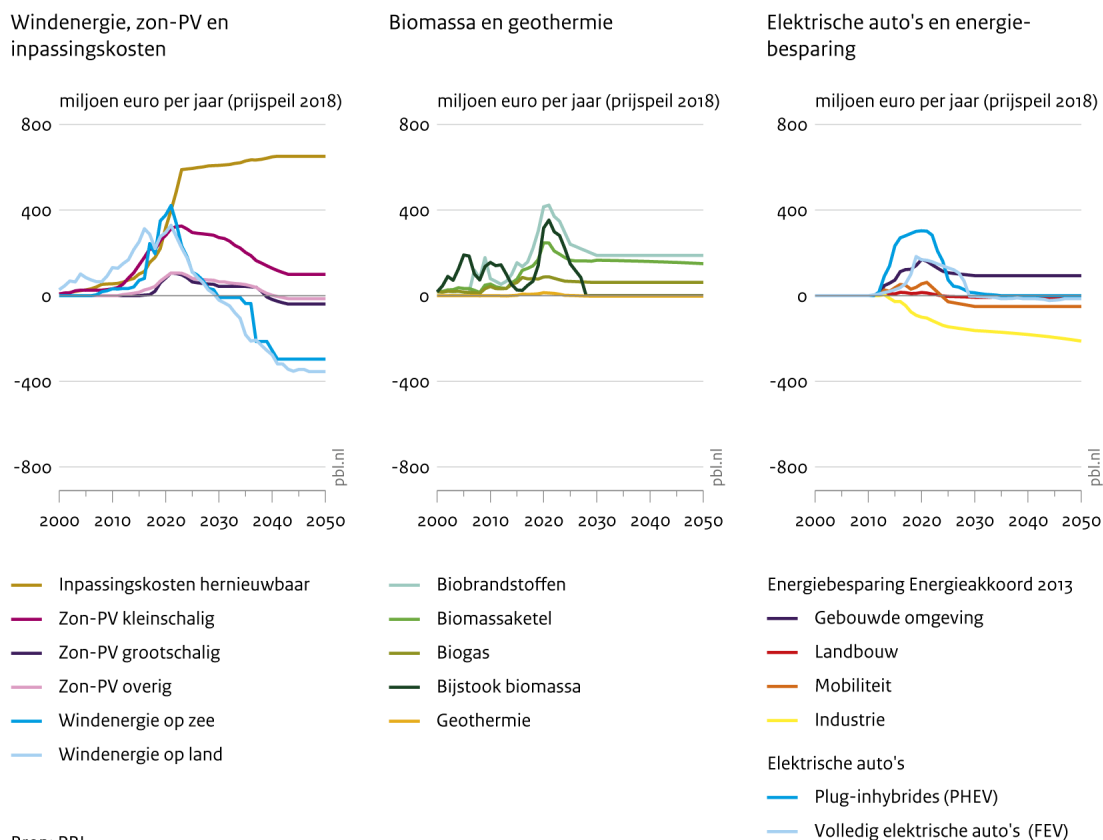
In het vervolg van dit rapport gaan we bij alle cijfers uit van kosten inclusief herinvesteringen, tenzij anders vermeld. In figuur 2 is de opbouw te zien van de verschillende posten in het totaal van figuur 1 (inclusief herinvesteringen). De kosten lopen op vanaf het jaar 2000, parallel aan de effecten van het beleid. Na 2020 nemen de kosten weer af, ondanks de herinvesteringen die ook plaatsvinden. Sommige vormen van hernieuwbare energie, energiebesparing en elektrische auto's worden in die periode vanuit nationaal perspectief rendabel (de

baten zijn hoger dan de kosten; tabel 2). Hernieuwbare energieproductietechnologieën waarbij gebruik wordt gemaakt van biomassa blijven naar verwachting per saldo kosten met zich meebrengen. Ook blijven er kosten voor de inpassing van hernieuwbare energie (profiel- en onbalanskosten en kosten voor het versterken van het net op land<sup>11</sup>).

Er zijn twee onderliggende redenen waarom de nationale kosten van maatregelen afnemen in de tijd (of de nationale baten toenemen), en waardoor er ook relatief weinig verschil is tussen het al dan niet meenemen van herinvesteringen. Ten eerste zijn er leereffecten opgetreden, waardoor technologieën nu goedkoper of efficiënter zijn dan bijvoorbeeld twintig jaar geleden. Dit is een mondiaal leerproces, waaraan de ontwikkelingen in Nederland ook een bijdrage hebben geleverd. Ten tweede zullen fossiele energieprijzen en de prijs van CO<sub>2</sub>-emissierechten in het Europese emissiehandelssysteem in de toekomst naar verwachting stijgen. Daardoor neemt ook de waarde van de geproduceerde hernieuwbare energie toe en renderen energiebesparingsmaatregelen beter.

Figuur 2

### Nationale kosten van maatregelen gericht op doelen Energieakkoord 2013



Bron: PBL

De nationale kosten zijn opgebouwd uit meerdere componenten: kapitaalkosten (capex; jaarlijkse rente en afschrijvingen op investeringen), jaarlijkse operationele kosten (opex), jaarlijkse energiekosten, jaarlijkse (vermeden) kosten voor de aankoop van emissierechten in het EU-ETS en jaarlijkse overige kosten (profiel- en onbalanskosten, en kosten van het elektriciteitsnet op land). Figuur 3 laat een uitsplitsing zien naar deze componenten. De kapitaalkosten en (besparing op) energiekosten vormen de grootste posten binnen de nationale kosten. De kapitaalkosten zijn gevoelig voor de aangenomen discontovoet; de (besparingen op) energiekosten zijn gevoelig voor de internationale groothandelsprijzen voor energie.

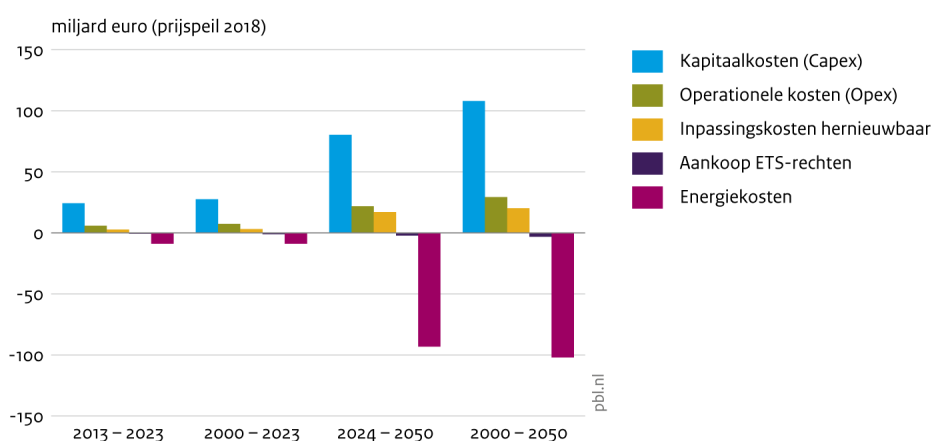
<sup>11</sup> Kosten voor het net op zee zijn gerekend bij windenergie op zee.

De cumulatieve investeringen in de verschillende periodes zijn weergegeven in tabel 3. Deze hebben een omvang van 54 miljard euro in de periode tot 2023, en, in geval van herinvesteringen, een omvang van 45 miljard euro in de periode 2024-2050. De cumulatieve kapitaalkosten over de periode tot 2023 zijn lager dan de cumulatieve investeringen in die periode, omdat de meeste investeringen nog niet zijn afgeschreven in die periode. Het zwaartepunt van de investeringen ligt dus in de periode voor 2023, terwijl het zwaartepunt van de kapitaalkosten valt in de periode na 2023. De cumulatieve kapitaalkosten over de periode 2000-2050 zijn overigens hoger dan de cumulatieve investeringen over die periode, omdat de discontovoet hoger is dan nul.

**Tabel 2 Cumulatieve nationale kosten in de periode 2000-2050 (miljard euro) van hernieuwbare energie, energiebesparing uit het Energieakkoord 2013 en van elektrische auto's tot en met 2020, met en zonder herinvesteringen**

	2000-2050 met herinvesteringen	2000-2050 zonder herinvesteringen	2000-2050 Verschil
Windenergie op zee	-0,9	3,4	-4,3
Windenergie op land	-0,7	4,3	-5,0
Zon-PV	10,1	9,3	0,8
Inpassingskosten hernieuwbaar	20,2	12,1	8,1
Biomassa	12,9	8,2	4,8
Biobrandstof wegverkeer	8,6	3,3	5,3
Geothermie	0,0	0,1	0,0
Energiebesparing	-2,5	0,0	-2,5
Elektrisch vervoer	4,5	4,7	-0,2
<b>Totaal</b>	<b>52</b>	<b>45</b>	<b>7</b>
Gemiddeld per jaar	1,0	0,9	0,1
% van het bbp	0,12%	0,10%	0,02%

**Figuur 3**  
**Cumulatieve nationale kosten per kostensoort**



Bron: PBL

**Tabel 3 Cumulatieve investeringen in verschillende periodes (miljard euro)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Met herinvesteringen	99	54	45	48
Zonder herinvesteringen	54	54	0	48

**Effecten: vermeden CO<sub>2</sub>-emissie en aandeel hernieuwbare energie**

We hebben de CO<sub>2</sub>-emissie ingeschat die is vermeden als gevolg van de maatregelen die in dit rapport zijn beschouwd. Om de CO<sub>2</sub>-effecten te berekenen van besparing op het gebruik van elektriciteit, of voor de productie van hernieuwbare elektriciteit (met uitzondering van de vervanging van kolen door biomassa in kolencentrales), moet een aanname worden gedaan over hoe de elektriciteit zou zijn opgewekt als er niet bespaard zou zijn of als er geen productie zou zijn geweest uit hernieuwbare bronnen.<sup>12</sup> Hiervoor hebben we de zogenoemde referentieparkmethode (Harmelink et al. 2012) gebruikt. Voor de periode na 2023 hebben we de emissiefactor die geldt voor dit referentiepark gelijk gehouden aan die voor het jaar 2023. Dit is gedaan omdat ook het aandeel hernieuwbare energie na 2023 constant gehouden is.<sup>13</sup> Als gevoeligheidsanalyse is ook gerekend met een situatie waarin de vermeden emissie van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit is berekend op basis van de emissiefactor van een efficiënte gascentrale.

De gerealiseerde emissiereducties zullen deels in Nederland optreden, deels ook buiten Nederland. Zo zal hernieuwbare elektriciteitsproductie ook tot minder inzet van fossiele elektriciteitsproductie in het buitenland leiden. Omgekeerd zal hernieuwbare elektriciteitsproductie in onze buurlanden ook tot emissiereducties in Nederland leiden.

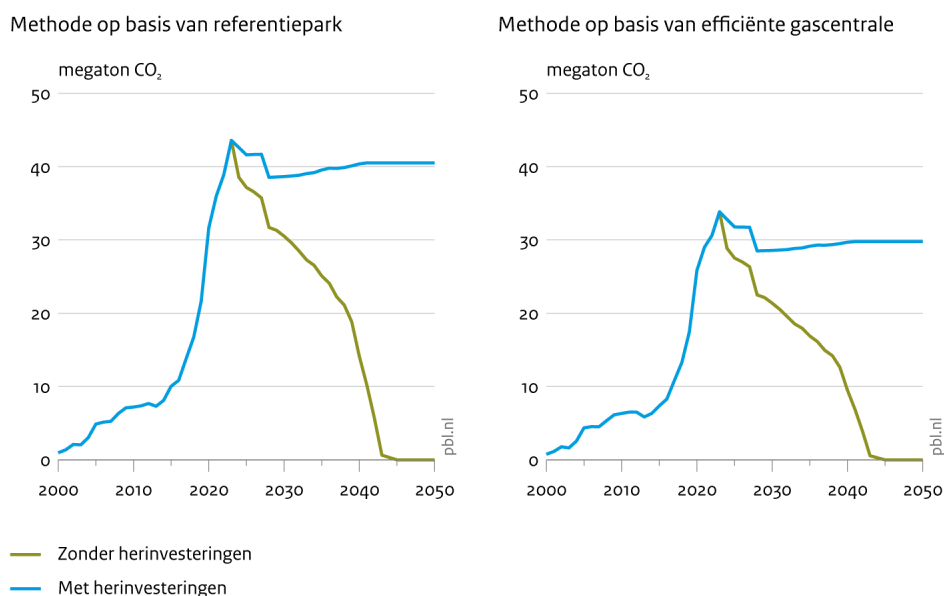
De emissiereductie door de hier beschouwde maatregelen – en uitgaande van herinvesteringen – neemt toe vanaf het jaar 2000 en bereikt een maximum in 2023 (figuur 4). Na 2023 neemt de emissiereductie als gevolg van herinvesteringen in nieuwere windmolens nog licht toe (nieuwere molens hebben meer vollasturen en produceren meer elektriciteit). De emissiereductie als gevolg van de bijstook in kolencentrales neemt echter af na 2021, en stopt volledig in 2030. Dat laatste effect is dominant in de periode tot 2030, daarna het eerstgenoemde effect. Op basis van de referentieparkmethode is de vermeden CO<sub>2</sub>-emissie circa 40 megaton per jaar vanaf 2020, op basis van de vermeden inzet van een efficiënte gascentrale zou het circa 30 megaton per jaar zijn.

Het aandeel hernieuwbare energie blijft als gevolg van de hier beschouwde maatregelen op een niveau van rond de 16 procent vanaf 2023 (figuur 5).

<sup>12</sup> Voor andere energiedragers (aardgas, olieproducten) is bij besparing gerekend met de emissiefactoren van aardgas en olieproducten. Bij hernieuwbare warmte is ervan uitgegaan dat dit warmte vervangt die op basis van aardgas zou zijn opgewekt; inzet van biomassa in kolencentrales vervangt koleninzet. Bij de effecten van stekkerauto's zijn ook vermeden emissies bij aardolieraffinage meegerekend.

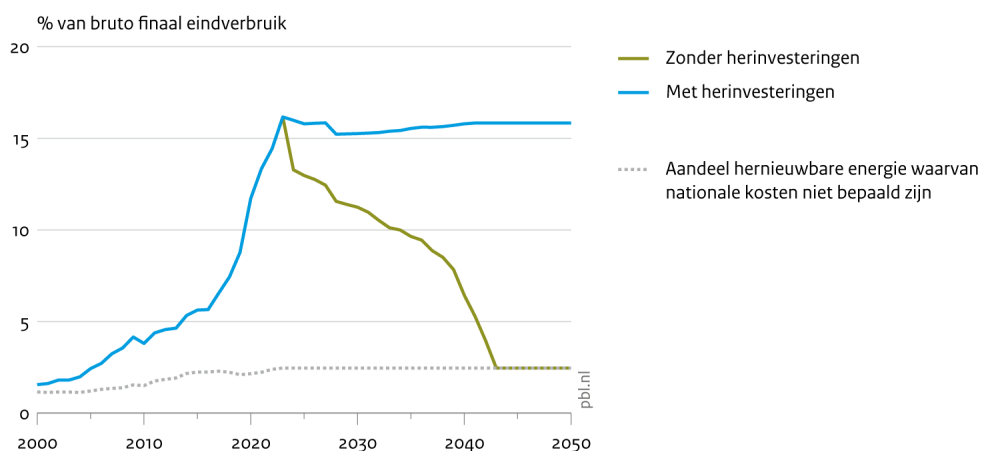
<sup>13</sup> Het aandeel hernieuwbare energie na 2023 blijft niet helemaal constant: de bijstook van biomassa in kolencentrales stopt na 2027; de elektriciteitsproductie uit windenergie op land neemt daarentegen toe door herinvesteringen in molens met een hoger aantal vollasturen bij een na 2023 constant verondersteld opgesteld vermogen.

**Figuur 4**  
**Vermeden CO<sub>2</sub>-emissie door maatregelen gericht op doelen Energieakkoord 2013**



Bron: PBL

**Figuur 5**  
**Aandeel hernieuwbare energie door maatregelen gericht op doelen Energieakkoord 2013**



Bron: PBL

## 2 Relatie van dit rapport met het Klimaatakkoord

Dit rapport gaat over de kosten van maatregelen gericht op het halen van de doelen uit het Energieakkoord uit 2013. Die doelen hebben betrekking op de jaren 2020 en 2023. Zoals deze analyse laat zien, lopen de effecten na deze jaren door, en resulteren de maatregelen die zijn gericht op het halen van de doelen uit het Energieakkoord ook in 2030 nog in nationale kosten.

In de afgelopen twee jaar is de beleidsaandacht verlegd naar het opstellen van het Klimaatakkoord, dat gericht is op het realiseren van een emissiereductie van 49 procent in 2030. Er is in dit traject inmiddels beleid ingezet en aangekondigd, dat zal leiden tot het nemen van maatregelen bovenop de maatregelen die in deze analyse voor de doelen van het Energieakkoord zijn beschouwd. De nationale kosten van de maatregelen uit het Klimaatakkoord zijn in de PBL-analyse van het Klimaatakkoord (PBL 2019a) beschouwd. Een vraag die daarin niet

beantwoord werd, was wat de totale kosten van de verduurzaming tot 2030 zouden zijn, dus inclusief al eerder genomen of verwachte maatregelen. In dit tekstkader geven we een (ruw) antwoord op die vraag.

Vanwege verschillen in de gehanteerde basispaden voor de onderhavige analyse en voor de analyse van het Klimaatakkoord kunnen de resulterende nationale kosten niet simpelweg bij elkaar worden opgeteld. Met enkele grove versimpelingen kan echter wel een indicatie worden gegeven van de totale nationale kosten van de verduurzaming van het energiesysteem tot 2030. Daarvoor grijpen we terug op de analyse van de nationale kosten van het ontwerp-Klimaatakkoord (PBL 2019b). In die analyse is namelijk gebruikgemaakt van een basispad dat voor de uitgangssituatie in 2030 ruwweg vergelijkbaar is met het beeld voor 2030 in deze analyse. De effecten, en bijbehorende nationale kosten, van de maatregelen uit het ontwerp-Klimaatakkoord kunnen daarom – met verschillende kanttekeningen – ruwweg worden opgeteld bij die uit deze analyse om tot een totaalbeeld te komen.

Bij de analyse van het ontwerp-Klimaatakkoord heeft het PBL de nationale kosten van de voorstellen uit dat akkoord geraamd op 1,6 tot 1,9 miljard euro per jaar in 2030 (PBL 2019b). In de analyse van het Klimaatakkoord is gesteld dat de nationale kosten van het uiteindelijke pakket iets hoger liggen dan die van het ontwerp-Klimaatakkoord, maar in orde-grootte vergelijkbaar zijn. Andere prijsverwachtingen, een ander beleidsbeeld dan het uiteindelijke Klimaatakkoord, andere ontwikkelingen dan aangenomen in het basispad (los van het beleid), en de niet-precieze aansluiting op het beeld in 2030 in deze studie maken dat we dit bedrag hier niet een-op-een kunnen overnemen. De orde-grootte van rond 2 miljard euro lijkt ondanks deze belangrijke kanttekeningen echter bruikbaar als 'door-de-oogha-renindicatie' van de nationale kosten van het Klimaatakkoord bovenop de nationale kosten van de maatregelen voor het bereiken van de doelen van het Energieakkoord die volgen uit deze analyse.

Opgeteld bij de 1,3 miljard euro per jaar in 2030 die volgt uit deze analyse, zouden de totale nationale kosten voor verduurzamingsmaatregelen dan in 2030 ruwweg 3 miljard euro per jaar zijn. Dat bedrag dekt dan de maatregelen die zijn gericht op het realiseren van de doelen van het Klimaatakkoord én de maatregelen die in dit rapport zijn beschouwd. Naast de hiervoor genoemde kanttekeningen zijn de beschreven kanttekeningen rond de afbakening, uitgangspunten en beperkingen van deze studie uiteraard ook op dit bedrag van toepassing. Ook is, zoals in deze studie en in de analyses van het Klimaatakkoord beschreven, de onzekerheid rond dit bedrag groot.

### **Gevoeligheidsanalyses**

In deze paragraaf gaan we in op de al eerder genoemde gevoeligheidsanalyses van het effect van variaties in de aannames voor de periode 2000-2050 (figuur 6). De effecten beschrijven we op basis van het wel of niet meenemen van herinvesteringen om het aandeel hernieuwbare energie na 2023 op 16 procent te houden, de effecten van energiebesparing vast te houden, en om het aantal elektrische auto's in het wagenpark na 2020 op het niveau van dat jaar te houden. De cijfers die van toepassing zijn op de situatie dat herinvesteringen niet zijn meegenomen, zijn tussen haakjes weergegeven.

- Bij de berekening van de nationale kosten is een discontovoet van 3 procent gehanteerd. Bij variatie tussen 2 en 4 procent, pakken de nationale kosten hierdoor 9 (of 6)<sup>14</sup> miljard euro lager of 10 (of 7) miljard euro hoger uit.
- Voor de inpassingskosten voor hernieuwbare energie (profielkosten, onbalanskosten en kosten voor het elektriciteitsnetwerk op land) is uitgegaan van 1,3 eurocent per

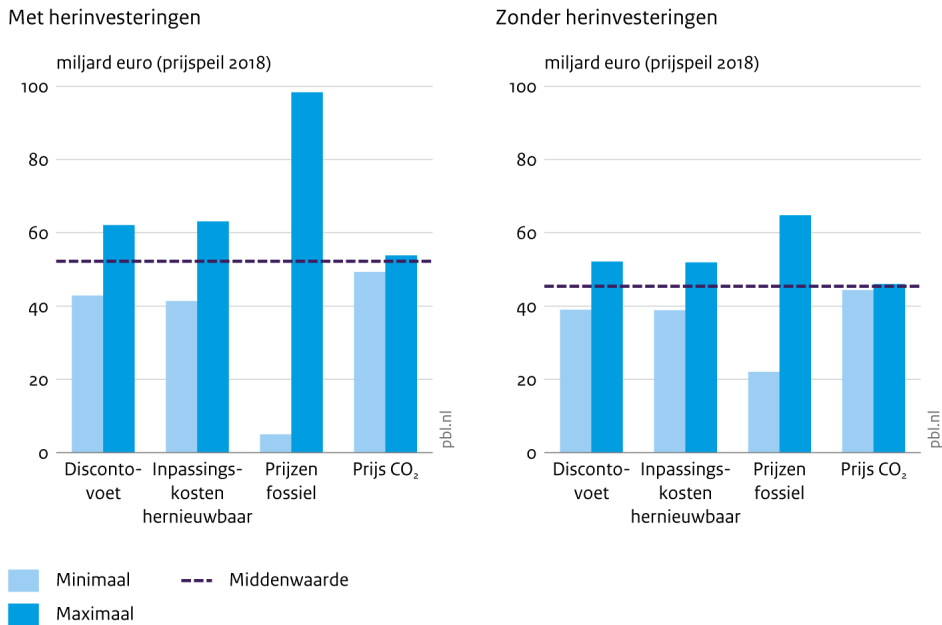
<sup>14</sup> De cijfers die in deze alinea tussen haakjes zijn weergegeven hebben betrekking de situatie zonder herinvesteringen.



kilowattuur. Variatie hierop tussen 0,6 en 2 eurocent per kilowattuur leidt tot 11 (of 7) miljard euro lagere of hogere nationale kosten.

- Toekomstige energieprijzen (van kolen, olie, gas en elektriciteit) zijn gebaseerd op de middenwaarden uit de Klimaat- en Energieverkenning van 2019 (KEV2019). Indien we voor alle energiedragers uitgaan van de onder- of bovenkant van de bandbreedte uit de KEV2019 (en deze op dit niveau houden na 2030), leidt dit tot 47 miljard euro lagere of 46 miljard euro hogere nationale kosten (uitgaande van herinvesteringen) over de periode 2000-2050. Dit zijn dus gemiddeld bijna 1 miljard euro per jaar hogere of lagere kosten. Indien niet wordt uitgegaan van herinvesteringen, zijn deze effecten circa de helft. Bij structureel lage prijzen voor fossiele brandstoffen en elektriciteit zijn de nationale kosten van de hier beschouwde maatregelen in de periode tot 2050 dus aanzienlijk hoger dan uitgaande van de middenwaarde. Immers, de baten van de bespaarde energie zijn dan lager en de waarde van de geproduceerde hernieuwbare elektriciteit pakt lager uit. Ter nuancering: bij structureel lage prijzen voor fossiele energie en elektriciteit zullen de kosten van het nog resterende fossiele energie- en elektriciteitsverbruik ook lager uitvallen, waardoor dit per saldo leidt tot lagere nationale kosten voor het energiesysteem als geheel. Ter illustratie: de nationale kosten van het fossiele energieverbruik in 2018 bedroegen 20 miljard euro. Bij ongewijzigd gebruik zou dit oplopen tot 28 miljard euro in 2030, uitgaande van het middenprijspad uit de KEV2019. Maar uitgaande van de onderkant van de bandbreedte voor prijzen van fossiele energie zou dit dalen naar 17 miljard euro in 2030, terwijl dit zou toenemen tot 35 miljard euro uitgaande van de bovenkant van de bandbreedte. De impact van andere energieprijzen op de fossiele brandstofrekening van Nederland is dus groot, en overtreft ruimschoots het effect op de kosten van de hier beschouwde maatregelen.
- Ook de toekomstige CO<sub>2</sub>-prijs is gebaseerd op de middenwaarde uit de KEV2019. Deze CO<sub>2</sub>-prijs speelt een rol bij het berekenen van de directe monetaire baten van vermeden emissies (bedrijven in Nederland hoeven minder emissierechten te kopen), voor zover deze emissies onder het Europese emissiehandelssysteem vallen en niet al impliciet verrekend zijn via de elektriciteitsprijs. Als gevoeligheidsstudie is ook gevarieerd binnen de bandbreedte van de KEV2019, waarbij na 2030 bij de onderkant van de bandbreedte geen verdere prijstoename is verondersteld, en bij de bovenkant van de bandbreedte de CO<sub>2</sub>-prijs na 2030 verder toeneemt met 8 procent per jaar. Dit leidt tot 3 (of 1) miljard euro lagere of 2 (of 1) miljard euro hogere nationale kosten. Al met al heeft het variëren van de CO<sub>2</sub>-prijs relatief weinig impact.

**Figuur 6**  
**Gevoeligheidsanalyse van cumulatieve nationale kosten, 2000 – 2050**



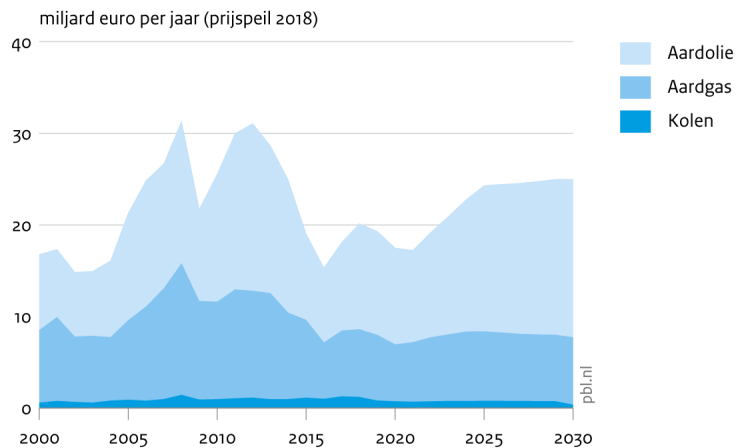
Bron: PBL

### Bredere beschouwing van de kosten van het energiesysteem

In dit rapport is gekeken naar kosten die worden gemaakt als gevolg van (een deel van) het gevoerde beleid zoals dat is meegenomen in het basispad. We hebben gekeken naar de nationale kosten als gevolg van beleid dat ten grondslag heeft gelegen aan de toename van hernieuwbare energie na 2000, het stimuleren van energiebesparing gericht op het doel van 100 petajoule besparing in het Energieakkoord van 2013 en het stimuleren van elektrische auto's. Maar de vraag naar welke kosten in het basispad worden gemaakt kan ook worden gezien als een vraag naar de totale kosten van het energiesysteem. Hier geven we daarvan een indruk.

De kosten van het energiesysteem omvatten in elk geval de kosten (of baten) voor het verbruik van energiedragers in Nederland (zoals kolen, olie, gas, biomassa en elektriciteit). De energierekening van Nederland voor fossiele energie, berekend als het verbruikssaldo vermenigvuldigd met de jaargemiddelde internationale groothandelsprijs van de betreffende energiedrager, schommelde sinds het jaar 2000 tussen de 15 en 30 miljard euro per jaar (figuur 7). Een deel van het verbruik is voor het produceren van elektriciteit. Ook is er handel in elektriciteit met de omliggende landen. De omvang van deze stromen fluctueert van moment tot moment, evenals de prijs van elektriciteit. Op jaarbasis is er sinds 2000 sprake geweest van netto import van elektriciteit, van tussen de 3 en 21 terawattuur. Bij een netto import van 20 terawattuur per jaar en een groothandelsprijs van 50 euro per megawattuur zou het gaan om een kostenpost van 1 miljard euro; in de meeste jaren is het minder. De waarde van import en export van energie in andere vormen ten behoeve van het binnenlandse verbruik is verwaarloosbaar.

Figuur 7  
Energierkening van Nederland voor fossiele brandstoffen



Bron: PBL

De kosten van het energiesysteem omvatten ook kosten voor de aanschaf en het onderhoud van apparaten, machines, installaties en dergelijke die in het energiesysteem worden gebruikt (bijvoorbeeld energiecentrales, windmolens, zonnepanelen, industriële ovens en ketels, netten voor transport en distributie van elektriciteit, gassen en olie).

De afbakening van wat wel of niet meer tot het energiesysteem zou moeten worden gerekend is daarbij tot op zekere hoogte arbitrair. Worden bijvoorbeeld de totale kosten van een gebouw tot het energiesysteem gerekend, of bijvoorbeeld alleen de meerkosten van dubbelglas of een beter geïsoleerde muur? Vallen de kosten van de carrosserie en banden van een auto onder die van het energiesysteem, of alleen de kosten van het motorblok, of alleen de meerkosten van een zuinigere automotor ten opzichte van een minder zuinige motor?

In energiemodellen worden op dit punt verschillende afbakeningen gebruikt. In het energiesysteemmodel Ensysi (Sanchez Diéguez 2018; Schure et al. 2017) bijvoorbeeld, bedragen de jaarlijkse nationale kosten voor rente en afschrijvingen op investeringen ook zo'n 20 miljard euro en zijn er circa 10 miljard euro aan nationale kosten voor onderhoud en bediening van apparaten, machines en auto's. Bij die afbakening zijn de nationale kosten van het energiesysteem dan circa 50 miljard euro per jaar. In andere energiesysteemmodellen zullen andere afbakeningen van het energiesysteem tot andere systeemkosten leiden.

Tegenover de kosten van het energiesysteem staan uiteraard ook welvaartseffecten als gevolg van het kunnen beschikken over energie. Mensen kunnen wonen in verwarmde woningen, rijden in auto's, kunnen machines en apparaten laten werken, enzovoort. De nationale kosten van maatregelen gericht op het realiseren van de doelen uit het Energieakkoord zoals onderzocht in dit rapport bedragen gemiddeld over de beschouwde periodes tussen de 1 en 2 miljard euro per jaar, en kunnen worden afgezet tegen de jaarlijkse kosten van het energiesysteem zelf.

### Vergelijking met andere studies

Voorafgaand aan het sluiten van het Energieakkoord hebben het ECN en PBL een schatting gemaakt van de daaruit voortvloeiende extra investeringen (ECN/PBL 2013). De ordegrrootte daarvan voor de periode 2013-2020 is vergelijkbaar met die in deze studie (15 versus 18 miljard euro), hoewel de samenstelling ervan verschilt.

De Stichting Milieu, Wetenschap en Beleid (SMWB) bracht in 2019 een studie uit over de kosten van het Energieakkoord (zie Keuken et al. 2019). SMWB komt op ruim het dubbele uit van deze studie (107,2 versus 43 miljard euro in dit rapport, gerekend over de periode 2003-2038, zonder herinvesteringen). De belangrijkste redenen hiervoor zijn dat in het SMWB-rapport de kosten voor hernieuwbare energie zijn geschat op basis van een bovengrens aan mogelijke (overheids)uitgaven op basis van de SDE+, dat er op enkele punten dubbeltellingen in het SMWB-rapport zitten, en dat in het SMWB-rapport de door de overheid misgelopen energiebelastingen worden meegerekend, wat voor het nationale kostenbegrip incorrect is.

### **Effecten van energiebesparingsbeleid maar deels in beeld gebracht**

In dit rapport hebben we gekeken naar de nationale kosten van de toename van hernieuwbare energie vanaf het jaar 2000, de kosten voor energiebesparingsmaatregelen die zijn genomen gericht op het realiseren van het 100 petajoule besparingsdoel uit het Energieakkoord en de kosten voor het stimuleren van elektrisch vervoer.

Een groot deel van het energiebesparingsbeleid valt echter buiten de scope van dit rapport. Energiebesparingsbeleid wordt namelijk al gevoerd sinds de eerste oliecrisis, sinds het begin van de jaren zeventig van de vorige eeuw. Dit heeft, onder invloed van onder andere brandstofaccijnzen en eisen aan de energie-efficiëntie van auto's, geleid tot een zuiniger wagenpark. Ook is er al sinds jaar en dag beleid gericht op het energiezuiniger maken van bijvoorbeeld woningen en overige gebouwen (isolatie-eisen en de introductie van hoogrendementsgasketels) en elektrische apparaten (vooral via de Europese Ecodesign-richtlijn, waardoor bijvoorbeeld koelkasten, verlichting en andere elektrische apparaten energiezuiniger zijn geworden).

Het energiebesparingsbeleid (zowel op nationaal als Europees niveau) dat geen onderdeel is van het doel van 100 petajoule besparing in 2020, zal ook effecten hebben in de periode 2000-2050. Via het Protocol Monitoring Energiebesparing (PME, zie ook tekstkader 4.2 in hoofdstuk 4) is berekend hoeveel besparing er is gerealiseerd sinds het jaar 2000. Het besparingstempo lag in de periode 2000-2010 gemiddeld op 1,1 procent per jaar (Gerdes & Boonekamp 2012). Voor de periode 2013-2020 bedraagt het besparingstempo 1,5 procent per jaar. De versnelling van het besparingstempo na 2013 is grotendeels te danken aan beleid uit het Energieakkoord; zonder dat beleid zou de jaarlijkse besparing naar schatting in deze periode een half procent lager liggen (Schoots & Hammingh 2019).

Het energiegebruik in 2020 ligt door deze besparing ruim 20 procent lager dan zonder besparing het geval zou zijn geweest. Deels zal de energiebesparing autonoom tot stand zijn gekomen (onder invloed van de energieprijzen zelf), deels onder invloed van beleid. In het jaar 2020 is de besparing op de energierekening van Nederland zo'n 3 miljard euro per jaar (uitgaande van internationale groothandelsprijzen). De energiebatan van het energiebesparingsbeleid uit het Energieakkoord zitten hier al bij, en bedragen in 2020 zo'n 0,5 miljard euro. De energiebatan zonder het beleid uit het Energieakkoord bedragen in 2020 derhalve zo'n 2,5 miljard euro. Tegenover deze jaarlijkse energiebatan zullen ook jaarlijkse kapitaal-kosten staan (als gevolg van rente en afschrijvingen op investeringen). Het valt buiten de scope van dit onderzoek om daarvan een schatting te maken, waardoor er geen uitspraak kan worden gedaan over het saldo van energiebatan en de daarvoor benodigde investeringen.

# VERDIEPING

## 1 Inleiding

### **Effecten en kosten ten opzichte van een basispad**

Bij doorrekeningen van beleidsvoorstellen, zoals het Energieakkoord uit 2013, voorstellen van politieke partijen in hun verkiezingsprogramma's of van het huidige Klimaatakkoord (en ontwerpversies daarvan), rapporteert het PBL de effecten van de voorstellen ten opzichte van een basispad. Dit basispad omvat een raming van de emissieontwikkeling waarbij wordt uitgegaan van het beleid exclusief het betreffende beleidsvoorstel. Het effect van het beleidsvoorstel presenteren we als emissieverandering ten opzichte van dat basispad. Dit kan voor verschillende zichtjaren worden gedaan. Ook de kosten van het beleidsvoorstel presenteren we als verandering van kosten ten opzichte van het basispad. Op die manier krijgt de lezer een beeld van de emissiereductie en de kosten die samenhangen met het beleidsvoorstel.

### **Vraag naar de kosten in het basispad en afbakening daarvan**

In de Tweede Kamer is een aantal keer de vraag gesteld welke kosten al in het basispad worden gemaakt. Het is een logische vraag, maar niet eenvoudig te beantwoorden. Om te beginnen kan op twee manieren naar deze vraag worden gekeken:

1. Ten eerste kan dit worden gezien als een vraag naar de totale kosten van het *energiesysteem*. Die omvatten in elk geval de kosten (of baten) voor het gebruik (of de export) van energiedragers (zoals kolen, olie, gas en elektriciteit). Ze omvatten ook de kosten voor de aanschaf, het onderhoud en het gebruik van apparaten, machines, installaties, enzovoort die in het energiesysteem worden gebruikt. Denk aan cv-ketels in woningen, radiatoren, dubbelglas in woningen. De afbakening van wat wel of niet meer tot het energiesysteem moet worden gerekend is daarbij nogal arbitrair. Worden bijvoorbeeld de totale kosten van een gebouw tot het energiesysteem gerekend, of bijvoorbeeld alleen de meerkosten van dubbelglas of een beter geïsoleerde muur? Vallen de kosten van de carrosserie en banden van een auto onder die van het energiesysteem, of alleen de kosten van het motorblok, of alleen de meerkosten van een zuinigere automotor ten opzichte van een minder zuinige motor?
2. Ten tweede kan deze vraag ook worden gezien als een vraag naar de totale kosten die samenhangen met het *klimaat- en energiebeleid van de overheid*. Om die vraag te kunnen beantwoorden, moet een keuze worden gemaakt over welke periode het overheidsbeleid in beschouwing wordt genomen en over welke periode wordt gekeken naar de kosten daarvan. Ook is het nodig om in te schatten hoe het energiesysteem zich zou hebben ontwikkeld zonder het gevoerde overheidsbeleid.

In dit rapport kijken we naar de kosten die worden gemaakt als gevolg van het gevoerde beleid dat is meegenomen in het basispad. De manier van kijken is die van de tweede manier zoals hiervoor beschreven. In paragraaf 4.3 stippen we ook het eerste perspectief aan.

Aannemelijk is dat er zonder overheidssteun aanzienlijk minder hernieuwbare energie zou zijn opgewekt dan nu. Huishoudens zouden vast, net als nu, hout hebben gestookt in houtkachels en open haarden. Het is echter aannemelijk dat de elektriciteitsproductie uit bijvoorbeeld zon en wind nauwelijks van de grond zou zijn gekomen zonder overheidssteun. Lastiger is in te schatten hoeveel energiebesparing er zou zijn bereikt zonder overheidsbeleid. Bijvoorbeeld, welke isolatiegraad zouden huizen hebben gehad als er geen energiebelasting en bouwvoorschriften zouden zijn geweest? Wat voor auto's zouden zijn verkocht als

er geen brandstofaccijns zou zijn geweest en er geen CO<sub>2</sub>-normen zouden zijn opgelegd aan autofabrikanten? Hoe energiezuinig zou een koelkast of televisie zijn geweest zonder de Europese Ecodesign-normen?

We hebben in dit rapport gekeken naar de kosten die moeten worden gemaakt om de centrale doelstellingen uit het Energieakkoord uit 2013 te behalen: het realiseren van een aandeel hernieuwbare energie van 14 procent in 2020 en 16 procent in 2023 en het realiseren van 100 petajoule energiebesparing in 2020. We hebben daarbij gekeken naar alle kosten die sinds het jaar 2000 worden gemaakt voor het stimuleren van hernieuwbare energie. Ook zijn de kosten in kaart gebracht van het stimuleren van elektrische auto's tot 2020.

## 2 Methodiek en uitgangspunten

### 2.1 Nationale kosten

Voor de berekening van de kosten van klimaatbeleid, zoals in recente doorrekeningen rond het Klimaatakkoord (PBL 2019a, b), maakt het PBL vaak gebruik van het begrip 'nationale kosten'. De nationale kosten zijn in die doorrekeningen uitgedrukt als meerkosten ten opzichte van een basis- of referentiescenario. Ook de emissie-effecten zijn uitgedrukt als veranderingen ten opzichte van dit basispad, zodat een beeld kan worden gevormd van zowel de milieueffecten als de kosten daarvan. In dit rapport richten we ons op kosten van hernieuwbare energie, het besparingsbeleid en het stimuleren van elektrische auto's die onderdeel zijn van ontwikkelingen in het basispad.

Nationale kosten worden berekend volgens de milieukostenmethodiek (Ministerie van VROM 1994; 1998; 2004). De nationale kosten zijn het saldo van directe kosten en baten vanuit maatschappelijk kostenperspectief. Directe kosten zijn bijvoorbeeld de rente en afschrijvingen op investeringen voor installaties of apparatuur en kosten voor bediening en onderhoud daarvan. Directe baten kunnen baten zijn als gevolg van bespaarde of opgewekte energie.

De nationale kosten geven een beeld van de kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel, ongeacht wie deze draagt. De kosten zijn niet constant in de tijd, maar hangen af van de toekomstige kosten van technologieën en toekomstige brandstofprijzen, die veelal weer afhangen van internationale ontwikkelingen.

#### **Elementen binnen de nationale kosten**

De nationale kosten bestaan uit een aantal elementen:

- jaarlijkse kapitaalkosten (dit zijn de jaarlijkse rente en aflossing op investeringen, waarbij wordt gerekend met een maatschappelijke discontovoet van 3 procent);
- jaarlijkse kosten voor energiegebruik; voor energieprijzen worden internationale groothandelsprijzen gebruikt, ze zijn dus bijvoorbeeld exclusief belastingen en accijnzen;
- jaarlijkse kosten voor onderhoud en bediening van installaties en apparaten;
- jaarlijkse kosten voor de aankoop van emissierechten binnen het Europese emissiehandelssysteem; net als energiedragers worden deze rechten immers verhandeld op een internationale markt. Dit is alleen relevant voor vermindering van emissies die onder het Europese emissiehandelssysteem vallen; bij veranderingen in de elektriciteitsproductie of vraag zijn deze kosten onderdeel van de energiekosten, omdat de CO<sub>2</sub>-prijs in het handelssysteem al in de elektriciteitsprijs is verwerkt.

#### **Verskil tussen nationaal perspectief en eindgebruikers- of overheidsperspectief**

Belastingen, heffingen, accijnzen en subsidies zijn waardeoverdrachten van de ene partij in de samenleving naar de andere, en vallen daarmee weg in de nationale kosten. Een bedrijf dat of burger die bijvoorbeeld subsidie ontvangt, heeft daar een financieel voordeel bij, maar deze subsidie wordt, via tussenkomst van de overheid, opgebracht door andere bedrijven of burgers die een gezamenlijk financieel nadeel ondervinden dat even groot is als het eerder genoemde voordeel. Voor de samenleving als geheel valt dit tegen elkaar weg.

Bij kosten bezien uit het perspectief van een burger, bedrijf of de overheid zijn belastingen, heffingen, accijnzen of subsidies wel van belang. Om deze reden wijken kosten uit het oogpunt van eindgebruikers, zoals burgers en bedrijven of de overheid, af van de nationale kosten. Ook hanteren eindgebruikers doorgaans andere rentevoeten en afschrijvingstermijnen op investeringen. Ter illustratie: als de nationale kosten van een optie negatief zijn, zijn er

netto baten voor de Nederlandse samenleving als geheel. Maar voor een burger of een bedrijf hoeft dat niet het geval te zijn, omdat die bijvoorbeeld rekent met een hogere rentevoet of kortere afschrijvingstermijn. Omgekeerd kunnen opties met positieve nationale kosten soms juist wel rendabel zijn uit het perspectief van een burger of bedrijf, bijvoorbeeld als gevolg van overheidssubsidies of door besparing op belasting die anders betaald had moeten worden. Een voorbeeldberekening van nationale kosten, eindgebruikerskosten en overheidskosten is gegeven in tekstkader 2.1.

Nationale kosten geven geen informatie over kosten vanuit het overheidsperspectief, waardoor ook geen uitspraak kan worden gedaan over bijvoorbeeld de doelmatigheid van de inzet van overheidsmiddelen.

### **Bredere welvaartseffecten blijven buiten beeld bij nationale kosten**

Er kunnen ook andere (welvaarts)effecten optreden als gevolg van maatregelen, bijvoorbeeld verbetering van het wooncomfort, verbetering van de luchtkwaliteit, afname van geluids-overlast, effecten op de biodiversiteit, effecten op het landschap, of effecten op de importafhankelijkheid van energie. Dergelijke effecten worden echter niet meegenomen bij de bepaling van de nationale kosten. In maatschappelijke kosten-batenanalyses worden dergelijke welvaartseffecten wel zoveel mogelijk in beeld gebracht en indien mogelijk in geld uitgedrukt.

### **Verdelingseffecten niet in beeld gebracht**

Nationale kosten zijn kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel. Ze geven geen informatie over hoe die kosten zijn verdeeld over partijen in de samenleving. Belangrijk hierbij is dat subsidies en (gederfde) belastingen geen onderdeel zijn van de nationale kosten, omdat deze als overdrachten worden gezien (herverdeling van geld tussen partijen in de samenleving); ze hebben geen invloed op de kosten voor de samenleving als geheel. Voor de verdeling van de kosten over de verschillende partijen zijn subsidies en belastingen uiteraard wel van belang.

## **2.1 Rekenvoorbeeld kosten vanuit nationaal, eindgebruikers- en overheidsperspectief**

We geven hier een vereenvoudigd rekenvoorbeeld waarin de aanschaf en het gebruik van een elektrische auto zijn vergeleken met die van een auto met een benzinemotor. Dit ter illustratie van het verschil tussen kosten vanuit een nationaal perspectief, eindgebruikersperspectief en overheidsperspectief.

De nationale kosten geven aan hoeveel duurder de techniek is (in dit geval de elektrische auto in vergelijking met een benzineauto) zonder de invloed van belastingen. Bij nationale kosten gaat het puur om de technische meerkosten (van productie en gebruik); dit reflecteert de kosten voor de samenleving als geheel. De keuze voor de overheid (politiek) is vervolgens hoe beleidsmatig wordt omgegaan met die meerkosten. Als de overheid daar niets mee doet, wordt de techniek mogelijk niet of nauwelijks toegepast (tenzij consumenten die als duidelijk beter ervaren dan het alternatief, zoals bij de eerste smartphone). Als de overheid de techniek verplicht stelt (zoals bij het roetfilter), legt ze daarmee de meerkosten feitelijk neer bij de automobilist (relatief hoge eindgebruikerskosten, relatief lage overheidskosten). Als de overheid ervoor kiest om een techniek te subsidiëren of fiscaal te stimuleren, dan worden de meerkosten (deels of geheel) neergelegd bij de samenleving (relatief hoge overheidskosten, relatief lage eindgebruikerskosten). Soms zijn de subsidies (of fiscale stimulansen) hoger dan de meerkosten en is de automobilist (eindgebruiker) goedkoper uit bij het gebruik van de nieuwe techniek (dit is ook in dit voorbeeld het geval, bij de gemaakte veronderstellingen over bijvoorbeeld de energieprijzen en belastingtarieven). Dit kan de overheid bijvoorbeeld overwegen als compensatie voor het feit dat voorlopers tegen



opstartproblemen kunnen aanlopen, zoals een gebrekkige laadinfrastructuur of onzekerheid over de levensduur en restwaarden in het geval van elektrische auto's.

Het verschil in perspectieven op kosten (nationaal, eindgebruiker en overheid) is hier geïllustreerd aan de hand van het verschil tussen de kosten voor een elektrische auto en een benzineauto. Dit voorbeeld is puur ter illustratie van het verschil in kostenbegrip.

In dit voorbeeld is ervan uitgegaan dat beide auto's 13.000 kilometer per jaar rijden en na tien jaar niets meer waard zijn. Verondersteld is dat de elektrische auto thuis wordt opgeladen. Kosten voor laad- en tankinfrastructuur zijn in dit voorbeeld niet meegenomen. In dit voorbeeld is de elektrische auto duurder in aanschaf, zowel vanuit nationaal perspectief (13.907 euro duurder) als vanuit eindgebruikersperspectief (12.230 euro duurder). De jaarlijkse kosten als gevolg van de aanschaf worden berekend op basis van een annuïtaire lening met 3 procent rente. Het is daarmee dus alsof een annuïtaire lening wordt afgesloten om de aanschaf mee te financieren en die wordt afgelost over de levensduur van de auto.

De onderhoudskosten van een elektrische auto zijn lager dan die van een auto met een benzinemotor omdat een elektromotor eenvoudiger is en minder aan slijtage onderhevig is. De energiekosten van de elektrische auto liggen lager dan die van de benzineauto, vooral omdat een elektrische auto aanzienlijk energie-efficiënter is dan een benzineauto. Dit geldt zowel vanuit nationaal perspectief als vanuit eindgebruikersperspectief. Maar vanuit eindgebruikersperspectief is het voordeel groter, doordat de energieprijzen voor een eindgebruiker hoger ligt vanwege accijnzen en belastingen.

Voor de benzineauto moet motorrijtuigenbelasting worden betaald; de elektrische auto is hiervan vrijgesteld.

Per saldo zijn de jaarlijkse kosten voor het rijden met een elektrische auto 1.133 euro per jaar hoger dan het rijden met een benzineauto, bekeken vanuit nationaal kostenperspectief (de samenleving als geheel). Maar bekeken uit het perspectief van de bezitter van de elektrische auto is het juist voordeliger (275 euro per jaar). De overheid loopt per jaar 1.407 euro aan belastinginkomsten mis. De optelsom van de kosten voor de overheid en die voor de eindgebruiker is gelijk aan de nationale kosten.<sup>15</sup>

De kosten voor de overheid zijn in dit voorbeeld 1.407 euro per jaar. Deze kosten worden opgebracht door alle belastingbetalers bij elkaar. De bezitter van de elektrische auto is per saldo 275 euro per jaar goedkoper uit dan wanneer die een benzineauto zou hebben gekocht. De andere belastingbetalers betalen eraan mee dat het voor de samenleving als geheel duurder is als iemand in een elektrische auto rijdt vergeleken met een benzineauto (1.133 euro per jaar) en ze betalen het kostenvoordeel voor de bezitter van de elektrische auto (275 euro per jaar). Het saldo van de kosten voor de andere belastingbetalers (1.407 euro per jaar) en die van de bezitter van de elektrische auto (-275 euro per jaar) is gelijk aan de kosten voor de samenleving als geheel. Dat zijn de nationale kosten.

Dit rekenvoorbeeld geldt voor elektrische auto's die nu worden verkocht. Als de accukosten in de toekomst verder blijven dalen, zal dat leiden tot lagere nationale meerkosten voor elektrische auto's (of zelfs baten voor de samenleving als geheel; zie bijvoorbeeld ook de doorrekening van het ontwerp-Klimaatakkoord).

<sup>15</sup> Dit geldt alleen als iedereen dezelfde discontovoet hanteert, zoals dat in dit voorbeeld omwille van de eenvoud is gedaan.

**Rekenvoorbeeld ter illustratie van het verschil tussen eindgebruikerskosten, overheidskosten en nationale kosten. Vereenvoudigd voorbeeld voor een particulier die een elektrische auto aanschaft in plaats van een auto met benzinemotor en thuis zijn auto oplaadt. Kosten hebben een positief teken; negatieve kosten zijn baten.**

		nationale kosten	eindgebruikerskosten	overheidskosten
Cataloguswaarde benzine auto	euro		28.775	
Waarvan kosten rijklaarmaken en recyclingbijdrage	euro	860	860	
Waarvan belastingen (BPM en BTW) en leges	euro		8.652	-8.652
Cataloguswaarde benzineauto zonder belastingen	euro	19.263		
Cataloguswaarde elektrische auto	euro		41.005	
Waarvan kosten rijklaarmaken en recyclingbijdrage	euro	1.030	1.030	
Waarvan belastingen (BPM en BTW) en leges	euro		6.975	-6.975
Cataloguswaarde elektrische auto zonder belastingen	euro	33.000		
Meerkosten aanschaf elektrische auto tov benzineauto	euro	13.907	12.230	1.677
Afschrijvingsduur	jaar	10	10	10
Rente	%	3,0%	3,0%	3,0%
<b>Netto meerkosten: kapitaalkosten (Capex)</b>	<b>euro/jaar</b>	<b>1.630</b>	<b>1.434</b>	<b>197</b>
Onderhoudskosten benzineauto incl. BTW	euro/jaar		500	
Waarvan BTW	euro/jaar		87	-87
Onderhoudskosten benzineauto excl. BTW	euro/jaar	413		
Onderhoudskosten elektrische auto incl. BTW	euro/jaar		300	
Waarvan BTW			52	-52
Onderhoudskosten elektrische auto excl. BTW	euro/jaar	248		
<b>Netto meerkosten: onderhoudskosten (Opex)</b>	<b>euro/jaar</b>	<b>-165</b>	<b>-200</b>	<b>35</b>
Jaarkilometrage	km/jaar	13.000	13.000	13.000
Energiegebruik benzineauto	l/100 km	6,25	6,25	6,25
	GJ/jaar	26,0	26,0	26,0
Energiegebruik elektrische auto	kWh/km	0,176	0,176	0,176
	GJ/jaar	8,2	8,2	8,2
Prijs benzine (zonder belastingen en accijnzen)	euro/liter	0,55	0,55	
Accijns en BTW op benzine	euro/liter		1,07	-1,07
Prijs benzine voor berekening	euro/liter	0,55	1,62	-1,07
	euro/GJ	17,2	50,5	-33,3
Prijs elektriciteit (zonder belastingen en accijnzen)	euro/kWh	0,05	0,05	
Energiebelasting, ODE en BTW op elektriciteit (1e schijf)	euro/kWh		0,14	-0,14
Prijs elektriciteit voor berekening	euro/kWh	0,05	0,19	-0,14
	euro/GJ	13,9	53,5	-39,6
Energiekosten benzineauto	euro/jaar	447	1.313	-867
Energiekosten elektrische auto	euro/jaar	115	441	-327
<b>Netto meerkosten: energiekosten</b>	<b>euro/jaar</b>	<b>-332</b>	<b>-872</b>	<b>540</b>
Motorrijtuigenbelasting benzineauto	euro/jaar		636	-636
Motorrijtuigenbelasting elektrische auto	euro/jaar		0	0
<b>Netto meerkosten: overig</b>	<b>euro/jaar</b>		<b>-636</b>	<b>636</b>
<b>Totale kosten</b>	<b>euro/jaar</b>	<b>1.133</b>	<b>-275</b>	<b>1.407</b>

## 2.2 Algemene uitgangspunten

### Gegevensbasis

De productie van hernieuwbare energie en het opgestelde vermogen van installaties die hernieuwbare energie produceren zijn tot 2018 gebaseerd op cijfers van het CBS (CBS 2019a,b).<sup>16</sup> Tussen 2018 en 2023 zijn de cijfers gebaseerd op de Klimaat- en Energieverkenning van 2019 (KEV2019; zie Schoots & Hammingh 2019).

<sup>16</sup> Voor elektriciteitsproductie uit zon en wind is de hernieuwbare energieproductie benaderd door het opgestelde vermogen (CBS 2019b) te vermenigvuldigen met het aantal vollasturen per jaar; op deze manier kon op een eenvoudige manier rekening worden gehouden met kosten en effecten van herinvesteringen na het einde van de technische levensduur. Voor andere hernieuwbare energieopties is de hernieuwbare energieproductie overgenomen van het CBS (2019a) en is het opgestelde vermogen daaruit geschat.

Na 2023 is, uitgaande van herinvesteringen, in principe het opgestelde productievermogen of de productie van hernieuwbare energie van iedere technologie gelijk gehouden aan het niveau in 2023.<sup>17</sup> Een uitzondering is de veronderstelling dat de bijstook van biomassa in kolencentrales niet wordt voortgezet na afloop van de huidige subsidiebeschikkingen. Dit is conform het voorgenomen beleid in de KEV2019.

De kostenkengetallen van hernieuwbare energietechnologieën zijn gebaseerd op ECN- en PBL-eindadviezen en gerelateerde studies ten behoeve van de subsidieregelingen Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie (MEP) en de Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE, SDE+ en SDE++) in de periode 2001-2020 (tabel 2.1). Voor de levensduur van windmolens en zonnepanelen is uitgegaan van een technische levensduur van twintig jaar, hetgeen langer is dan de subsidiabele periode.

**Tabel 2.1 Gebruikte studies in het kader van MEP, SDE, SDE+ en SDE++**

Auteur	Titel
ECN (2001)	Berekening onrendabele top Duurzame Energie opties: resultaten
ECN (2002)	Update van de berekeningen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit
ECN (2008a)	Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling
ECN (2008b)	Technisch-economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling
ECN (2009)	Eindadvies basisbedragen 2010 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling
ECN (2010)	Eindadvies basisbedragen 2011 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling
ECN (2011)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2012
ECN (2012)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2013
Van den Oosterkamp et al. (2012)	Business Intelligence Offshore Wind
ECN (2013)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014
ECN (2014)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015
ECN (2015)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016
ECN (2016)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017
ECN (2017)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018
Lensink en Beurskens (2017)	Kosten wind op zee 2017
Lensink (2018)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019
Lensink en Pisca (2019)	Costs of offshore wind energy 2018
In 't Groen et al. (2019)	Conceptadvies SDE++ 2020 Geothermie
Lensink (2020)	Eindadvies basisbedragen SDE+ 2020

Energiebesparingseffecten van het Energieakkoord 2013 zijn overgenomen uit de KEV2019. De investeringen die hiervoor zijn gemaakt, zijn in dit rapport geschat op basis van literatuurgegevens of op basis van eigen berekeningen, zoals aan de hand van een veronderstelde terugverdientijd vanuit een eindgebruikersperspectief.

<sup>17</sup> Bij windmolens op land is het aantal vollasturen per megawatt geïnstalleerd vermogen sinds 2000 aanzienlijk toegenomen. Er is verondersteld dat windmolens op land na het einde van hun technische levensduur worden vervangen door nieuwe exemplaren. Het feit dat nieuwe molens op land per megawatt meer vollasturen maken dan oude molens is meegenomen in deze berekening; in dat geval leidt dit tot meer productie uit windenergie op land bij een na 2023 gelijkblijvend opgesteld vermogen. Voor alle andere technologieën is na 2023 geen toename van de productie per eenheid opgesteld vermogen verondersteld.

In dit rapport zijn na 2023 geen verdere kostendalingen van technologieën verondersteld, met uitzondering van zonnepanelen en batterijen van elektrische auto's. Voor zonnepanelen zijn we uitgegaan van een voortgaande daling van de investeringskosten van 3 procent per jaar in de periode tot 2030. Ook hebben we tot 2030 verdere kostendalingen van batterijen van elektrische auto's verondersteld, gebaseerd op Nykvist et al. (2019). Na 2030 zijn ook voor zonnepanelen en batterijen geen verdere kostendalingen verondersteld. Ook bij sommige andere technologieën zijn verdere kostendalingen nog wel te verwachten: niet al deze technologieën zitten al op het eind van hun 'leercurve'. De kosten in dit rapport zijn op dit punt dus relatief pessimistisch ingeschat.

### **Beschouwde periode en herinvesteringen**

Jaarlijkse kosten en baten zijn onderzocht in de periode 2000 tot 2050. Er is een lange tijds-horizon gekozen, omdat veel kosten en baten van maatregelen die tot 2023 worden genomen tot ruim na 2023 doorlopen. Er is standaard gerekend met herinvesteringen die nodig zijn om het aandeel hernieuwbare energie na 2023 op (ongeveer) 16 procent te houden (het doel van het Energieakkoord), de effecten van energiebesparing vast te houden, en om het aantal elektrische auto's in het wagenpark na 2020 op het niveau van dat jaar te houden.<sup>18</sup> In het geval van herinvesteringen is gerekend met kostenkengetallen in het jaar van herinvesteren.

### **Discontovoet en prijspeil**

Voor het berekenen van de kapitaalkosten is uitgegaan van een discontovoet van 3 procent, conform het advies van de Werkgroep Discontovoet 2015. Deze discontovoet is gebruikt om investeringen om te zetten naar jaarlijkse kapitaalkosten. Alle kosten en baten zijn uitgedrukt in euro met prijspeil 2018, tenzij expliciet anders vermeld.

## **2.3 Prijzen van energie en emissierechten in het EU-ETS**

De groothandelsprijzen voor olie, gas, kolen, elektriciteit en houtpellets tot en met 2030 zijn overgenomen uit de KEV2019 (figuur 2.1).

Deze groothandelsprijzen worden gebruikt bij de berekening van de nationale kosten om de opbrengsten ten gevolge van de productie van hernieuwbare energie en veranderingen van het gebruik van fossiele energie te berekenen.

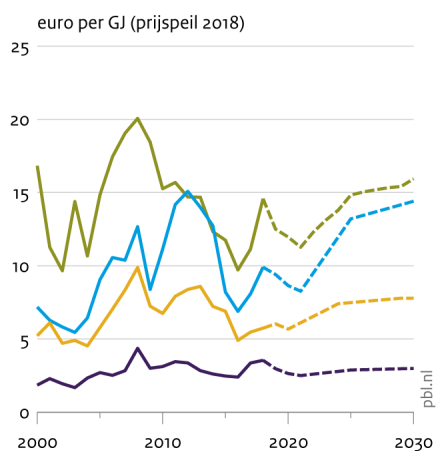
De prijs van binnenlandse biomassa reststromen is gebaseerd op de prijs van chips uit snoeien dunningshout zoals gerapporteerd in de opeenvolgende eindadviezen van de SDE+. De prijs van biobrandstof is gebaseerd op productiekosten van benzine- en dieselvangers (Jungmeier et al. 2016; Maniatis et al. 2017) en constant gehouden over de gehele berekeningsperiode. Na 2030 zijn de energieprijzen constant gehouden. In de gevoeligheidsanalyse is ook gerekend met prijzen conform een hoog en laag prijsscenario (tabel 2.2).

---

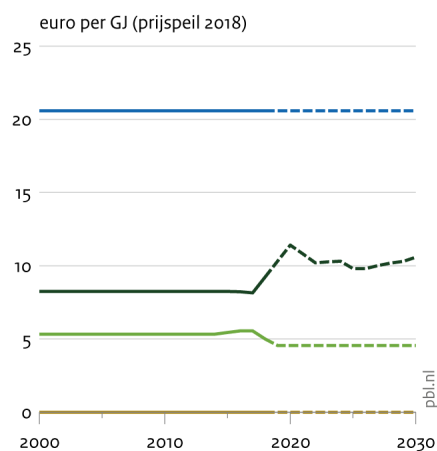
<sup>18</sup> Voor bij- en meestook van biomassa in kolencentrales is verondersteld dat dit stopt na afloop van de huidige SDE+-beschikkingen, omdat deze vorm van hernieuwbare energie daarna niet meer gesubsidieerd zal worden en verwacht wordt dat bij- en meestook in kolencentrales zonder subsidie niet rendabel is. Ook zijn geen herinvesteringen meegenomen voor plug-inhybrides, omdat deze modellen inmiddels (door aanpassingen in het stimuleringsbeleid) veel minder worden verkocht worden dan in de periode 2013 tot en met 2016.

**Figuur 2.1**  
**Groothandelsprijzen van energiedragers**

Fossiele energiedragers en elektriciteit



Biomassa en biobrandstof



Middenwaarde



Bron: PBL

**Tabel 2.2 Gerealiseerde en geraamde groothandelsprijzen van energie en emissierechten binnen het Europese emissiehandelssysteem, constante prijzen 2018**

	Scenario	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2050
Olie <sup>1</sup> (euro/vat)	hoog					88	98	109	109
	midden	44	55	68	50	53	81	88	88
	laag					47	50	53	53
Gas (ct/m <sup>3</sup> )	hoog					0,24	0,28	0,31	0,31
	midden	0,17	0,18	0,21	0,22	0,18	0,24	0,25	0,25
	laag					0,16	0,16	0,16	0,16
Kolen <sup>1</sup> (euro/ton kolen)	hoog					91	91	90	90
	midden	46	68	78	62	66	72	75	75
	laag					58	60	61	61
Elektriciteit <sup>1</sup> (euro/MWh)	hoog					56	71	79	79
	midden	61	53	55	42	43	53	57	57
	laag					36	37	39	39
ETS-rechten (euro/ton CO <sub>2</sub> )	hoog					32	56	80	375
	midden		14	16	8	22	33	47	125
	laag					16	18	21	21

<sup>1</sup> Olie betreft prijs North Sea Brent; kolen betreft importprijs ketelkolen; elektriciteit betreft basislastprijs.

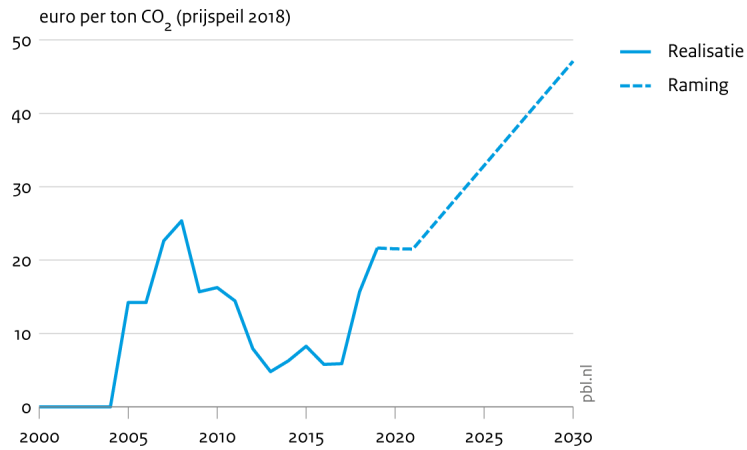
De prijs van emissierechten in het Europese emissiehandelssysteem is tot 2030 gebaseerd op de KEV2019 (figuur 2.2). Na 2030 is verondersteld dat deze prijs met 5 procent per jaar verder oploopt. De CO<sub>2</sub>-prijs wordt gebruikt om de nationale kosten te berekenen als gevolg van veranderingen in de aankoop van emissierechten van emissies die onder het Europese emissiehandelssysteem vallen, voor zover dit niet al in rekening wordt gebracht via de

groothandelsprijs voor energie (dat laatste is bij elektriciteit wel het geval, omdat de CO<sub>2</sub>-prijs verwerkt is in de elektriciteitsprijs).

In gevoeligheidsanalyses is gevarieerd op de prijzen voor energie en CO<sub>2</sub>-emissierechten: er is ook gerekend met prijsontwikkelingen conform de boven- en onderkant van de bandbreedte die in de KEV2019 is gehanteerd. Ook is de oploop van de prijs van CO<sub>2</sub>-emissierechten na 2030 gevarieerd, tussen 0 en 8 procent toename per jaar na 2030.

Figuur 2.2

### Prijs van emissierechten in Europees emissiehandelssysteem



Bron: PBL

## 3 Nationale kosten Energieakkoord

### 3.1 Profiel-, onbalans- en gridkosten

Inpassing van elektriciteit uit zon en wind in het energiesysteem brengt additionele kosten met zich mee. Elektriciteitsproductie met wind en zon is niet regelbaar en ook deels onvoorspelbaar. Daardoor zullen conventionele centrales vaker op- en afgeregeld moeten worden (met verlies aan elektrisch rendement) en zal er back-upcapaciteit nodig zijn om elektriciteit te produceren tijdens periodes met weinig wind en weinig zon. Ook piekt de productie van wind en zon op momenten dat het hard waait of de zon uitbundig schijnt; deze momenten vallen niet noodzakelijkerwijs samen met momenten waarop de vraag naar elektriciteit hoog is. De waarde van de met wind en zon geproduceerde elektriciteit ligt daardoor lager dan de jaargemiddelde elektriciteitsprijs. De kosten die dit met zich meebrengt, worden aangeduid als profiel- en onbalanskosten. Tot slot zijn er nog extra kosten voor netwerkinvesteringen voor het aansluiten en transporteren van de elektriciteit uit zon en wind (gridkosten).

De omvang van deze kosten zijn onder andere afhankelijk van de omvang van de productie uit zon en wind, de reeds aanwezige flexibele opwekkingscapaciteit, de mate van interconnectie van het elektriciteitsnet in Nederland met het buitenland, de vraag naar elektriciteit en de mate waarin die vraag te sturen is en mogelijkheden voor elektriciteitsopslag. De kosten zullen daarom afhangen van de uitgangssituatie en de omvang van de investeringen in hernieuwbare elektriciteitsopwekking (zie bijvoorbeeld ook Fürstenwerth et al. 2015; UKERC 2017).

Voor de in deze studie onderzochte investeringen in hernieuwbare energie is een schatting gemaakt van de profiel- en onbalanskosten op basis van de methodiek in een studie van het ECN naar de inpassingskosten van wind (zie Ozdemir et al. 2017). Daarbij hebben we rekening gehouden met de beperktere omvang van de investeringen in hernieuwbare energie die we in deze studie analyseren vergeleken met de ECN-studie. De netwerkkosten voor het versterken van het net op land zijn afgeleid van de berekening van de netwerkkosten van de die de netbeheerders hebben gedaan ten behoeve van de doorrekening van het ontwerp-Klimaatpakket (PBL 2019a). In totaal zijn de veronderstelde profiel-, onbalans- en gridkosten (voor het net op land) 13 euro per megawattuur (MWh) geproduceerde hernieuwbare elektriciteit. De resulterende cumulatieve profiel-, onbalans- en gridkosten zijn weergegeven in tabel 3.1.

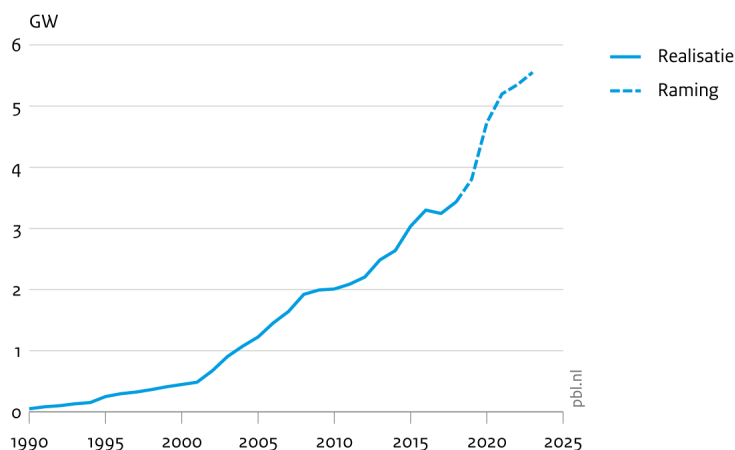
**Tabel 3.1 Cumulatieve profiel-, onbalans- en gridkosten (miljard euro)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
T.b.v. windenergie op land	6,7	1,4	5,3	1,0
T.b.v. windenergie op zee	7,9	0,9	6,9	0,9
<b>Totaal inpassingskosten wind</b>	<b>14,6</b>	<b>2,4</b>	<b>12,2</b>	<b>1,9</b>
T.b.v. zon-PV kleinschalig	1,9	0,4	1,5	0,3
T.b.v. zon-PV grootschalig	2,1	0,3	1,9	0,3
T.b.v. zon-PV overig	1,6	0,2	1,4	0,2
<b>Totaal inpassingskosten zon-PV</b>	<b>5,6</b>	<b>0,8</b>	<b>4,8</b>	<b>0,8</b>
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>20,2</b>	<b>3,2</b>	<b>17,0</b>	<b>2,7</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>400</b>	<b>130</b>	<b>630</b>	<b>250</b>

## 3.2 Windenergie op land

In figuur 3.1 is het opgestelde vermogen vanaf het jaar 1990 weergegeven dat is gebruikt voor de schatting van de nationale kosten, gebaseerd op CBS (2019b) en de KEV2019 (Schoots & Hammingh 2019).

Figuur 3.1  
Opgesteld vermogen windenergie op land



Bron: CBS; KEV 2019

De investeringskosten en de vaste en variabele kosten voor onderhoud en beheer (O&M-kosten) van windenergie op land zijn gebaseerd op technisch-economische parameters uit de diverse adviezen ten behoeve van MEP, SDE, SDE+ en SDE++ (tabel 3.2). Voor de periode voorafgaand aan 2000 is, bij gebrek aan data, gerekend met de parameters van 2000 en voor de periode na 2020 zijn de parameters constant gehouden op het niveau van 2019. Vanaf 2008 zijn de O&M-kosten gesplitst in een variabel en constant deel; in de periode daarvoor waren ze samengenomen in vaste O&M-kosten.

Voor het berekenen van de nationale kosten is uitgegaan van een levensduur van windmolens van twintig jaar. Verder hebben we verondersteld dat het aantal vollasturen van de gebouwde windmolens geleidelijk is toegenomen in de tijd; het aantal vollasturen is zodanig gekozen dat dit de door het CBS gerapporteerde productie goed benadert. Voor vollasturen van nieuwe windmolens is aangesloten bij recente SDE+-adviezen. Tabel 3.3 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

Tabel 3.2 Veronderstelde kostenparameters windenergie op land

Jaar	Investeringskosten euro/kW	Variabele O&M euro/kWh	Vaste O&M euro/kW/jaar	Vollasturen uur/jaar
2000	1.607		50,0	1.700
2005	1.446		47,9	1.700
2010	1.516	0,012	29,0	1.700
2015	1.403	0,015	15,9	1.700
2020	1.099	0,011	11,5	2.500
2023	1.134	0,014	12,0	3.000



**Tabel 3.3 Cumulatieve nationale kosten windenergie op land (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	18,0	6,1	11,9	4,1
Operationele kosten (opex)	9,6	3,1	6,4	2,3
Energiekosten	-28,2	-5,3	-23,0	-3,5
Kosten aankoop ETS-rechten*	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>-0,7</b>	<b>4,0</b>	<b>-4,6</b>	<b>2,9</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>-10</b>	<b>160</b>	<b>-170</b>	<b>260</b>

\*Mutaties in de kosten voor aankoop van emissiehandelsrechten zijn verwerkt in de elektriciteitsprijs.

### 3.3 Windenergie op zee

Tabel 3.4 toont het opgestelde windvermogen en de veronderstelde kostenparameters van de huidige en de tot 2023 geplande windmolenprojecten op zee, gebaseerd op Van den Oosterkamp et al. (2012), Algemene Rekenkamer (2018) en Lensink en Pisca (2019). Voor het berekenen van de nationale kosten is uitgegaan van een levensduur voor de windparken van twintig jaar.

De investeringskosten voor de parken die vanaf 2020 zullen worden gerealiseerd zijn beduidend lager dan die van de eerdere parken, deels omdat de latere parken gebruikmaken van het net op zee dat Tennet aanlegt. De totale kosten (investerings- en onderhoudskosten) voor het netwerk op zee voor de gehele afschrijvingsperiode worden geraamd op 4 miljard euro, waarvan circa 2 miljard euro investeringskosten (Meskens 2018). We hebben een technische levensduur van dit net op zee verondersteld van veertig jaar. De kosten voor het net op zee zijn meegenomen in de nationale kostenberekening in de kapitaalkosten (capex) en operationele kosten (opex) (tabel 3.5).

Voor de bestaande parken is ervan uitgegaan dat het betreffende vermogen in stand gehouden kan worden tegen een herinvestering van 1.700 euro per kilowatt (kW) (het investeringsbedrag voor Hollandse Kust Noord, zie Lensink & Pisca 2019). Voor de toekomstige parken (vanaf 2020) is een herinvesteringbedrag aangenomen dat gelijk is aan het oorspronkelijke investeringsbedrag. Dit zijn waarschijnlijk te hoge inschattingen, omdat de kosten in de toekomst naar verwachting verder zullen dalen (Lensink & Pisca 2019). Bij herinvesteringen wordt uitgegaan van O&M-kosten van 41 euro per kilowatt. Tabel 3.5 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

**Tabel 3.4 Veronderstelde kostenparameters windenergie op zee**

	Jaar ingebruikname	Vermogen MW	Investeringskosten Euro/kW	Vaste O&M Euro/kW/jaar	Vollasturen uur/jaar
OWEZ (Egmond)	2007	108	2.223	130	3.500
Amalia (IJmuiden) (Q7)	2008	120	3.763	130	3.500
Luchterduinen	2015	129	3.624	130	3.500
Gemini	2017	600	4.755	130	4.200
Borssele I+II	2020	752	2.250	60	4.300
Borssele III+IV	2021	732	2.250	60	4.300
Hollandse Kust Zuid I+II+III+IV	2022/23	1.000	1.600	41	4.400
Hollandse Kust Noord	2023	1.180	1.700	41	4.400

**Tabel 3.5 Cumulatieve nationale kosten windenergie op zee (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

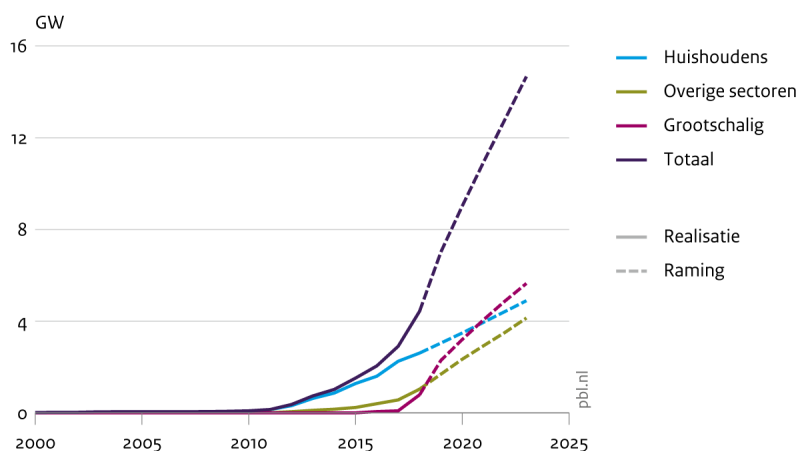
	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	23,5	4,0	19,5	3,8
Operationele kosten (opex)	9,0	1,8	7,2	1,6
Energiekosten	-33,4	-3,2	-30,1	-3,0
Kosten aankoop ETS-rechten*	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>-0,9</b>	<b>2,5</b>	<b>-3,4</b>	<b>2,4</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>-20</b>	<b>110</b>	<b>-130</b>	<b>220</b>

\*Mutaties in de kosten voor aankoop van emissiehandelsrechten zijn verwerkt in de elektriciteitsprijs.

### 3.4 Zon-PV

Voor het geïnstalleerde vermogen zon-PV vanaf 2000 en voor het toekomstige vermogen tot 2023 zijn we uitgegaan van de cijfers van het CBS (tot en met 2018) en van ramingen van de KEV2019 (tot en met 2023). We hebben onderscheid gemaakt in drie categorieën systemen: kleinschalig (huishoudens), grootschalig (bijvoorbeeld zonneweides), en overige (onder andere bedrijfspanden). Het totale opgestelde zon-PV vermogen is geraamd op 14,7 gigawatt (GW) in 2023 (figuur 3.2).

**Figuur 3.2**  
**Opgesteld vermogen zon-PV**



Bron: CBS; KEV 2019

#### Kleinschalige systemen bij huishoudens

De investeringskosten voor kleinschalige systemen zijn gebaseerd op een gemiddelde installatiegrootte van 10 panelen (3.000 wattpiek ( $W_p$ )), inclusief omvormer en installatie, en exclusief btw (tabel 3.6). Voor de prijsontwikkeling voor de periode 2008-2019 is uitgegaan van MilieuCentraal (2019). De gemiddelde kostendaling over deze periode was 10 procent per jaar. Voor de periode voorafgaand aan 2008 is eveneens uitgegaan van 10 procent kostendaling per jaar. Voor de periode 2020-2030 is een kostendaling aangenomen van 3 procent per jaar. Dit betekent een afname tot 913 euro per kilowattpiek ( $kW_p$ ) in 2030, hetgeen resulteert in investeringskosten voor het referentiesysteem van 2.740 euro (exclusief btw). Na 2030 is geen verdere kostendaling verondersteld.

**Tabel 3.6 Veronderstelde kostenparameters kleinschalig zon-PV**

Jaar	Opgesteld vermogen (MW <sub>p</sub> )	Investeringskosten referentiesysteem (euro)	Investeringskosten referentiesysteem (euro/kW <sub>p</sub> )
2000	13	28.309	9.436
2005	50	17.577	5.859
2010	87	8.633	2.878
2015	1279	4.727	1.576
2020	3485	3.714	1.238
2023	4889	3.390	1.130

Tevens wordt ervan uitgegaan dat gedurende de technische levensduur van twintig jaar<sup>19</sup>, eenmaal de omvormer moet worden vervangen voor een bedrag van 820 euro, gebaseerd op de Zonnepanelengids (2019). Voor kleinschalig zon-PV is uitgegaan van 900 vollasturen per jaar. Tabel 3.7 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

**Tabel 3.7 Cumulatieve nationale kosten kleinschalig zon-PV (bij huishoudens) (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	15,7	4,0	11,7	3,6
Operationele kosten (opex)	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiekosten	-7,9	-1,2	-6,7	-1,2
Kosten aankoop ETS-rechten*	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>7,8</b>	<b>2,8</b>	<b>5,0</b>	<b>2,4</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>150</b>	<b>120</b>	<b>190</b>	<b>220</b>

\*Mutaties in de kosten voor aankoop van emissiehandelsrechten zijn verwerkt in de elektriciteitsprijs.

### Grootschalige systemen

De eerste grootschalige systemen (grondgebonden systemen en grootschalige systemen op daken) zijn vanaf 2016 operationeel geworden. De investeringskosten zijn gebaseerd op de opeenvolgende SDE-eindadviezen voor grondgebonden systemen groter dan 1 megawattpiek (MW<sub>p</sub>) (tabel 3.8). De gemiddelde kostendaling tussen 2016 en 2020 is 11 procent per jaar. Ook voor grootschalige systemen is voor de periode tussen 2020-2030 uitgegaan van een (conservatieve) kostendaling van 3 procent per jaar. Dit resulteert in investeringskosten van 455 euro per kilowattpiek in 2030. Na 2030 is geen verdere kostendaling verondersteld.

De kosten voor de eenmalige vervanging van de omvormer zijn gesteld op 31 euro per kilowatt. De kosten voor onderhoud en beheer zijn gesteld op 13 euro per kilowatt per jaar, conform het SDE-advies uit 2020. Deze kosten zijn verondersteld constant te zijn in de tijd.

Voor grootschalige systemen is uitgegaan van 950 vollasturen per jaar en een technische levensduur van twintig jaar. Tabel 3.9 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

<sup>19</sup> De technische levensduur van twintig jaar is gebaseerd op de SDE, maar in de praktijk is deze meestal 25 jaar of langer. In hoofdstuk 4 gaan we in op het effect van dit soort aannames op de nationale kosten.

**Tabel 3.8 Veronderstelde kostenparameters grootschalig zon-PV (systemen groter dan 1 megawattpiek)**

Jaar	Opgesteld vermogen (MW <sub>p</sub> )	Investeringskosten (euro/kW <sub>p</sub> )
2016	54	1.047
2017	90	1.044
2018	787	871
2019	2.289	723
2020	3.199	656
2021	4.060	598
2022	4.874	580
2023	5.643	563

**Tabel 3.9 Cumulatieve nationale kosten grootschalig zon-PV (onder andere zonnevelden en grote dakgebondensystemen) (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	7,6	1,1	6,5	1,1
Operationele kosten (opex)	2,3	0,3	2,0	0,3
Energiekosten	-9,1	-0,9	-8,2	-0,9
Kosten aankoop ETS-rechten	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>40</b>

### Zon-PV systemen bij overige sectoren

Voor zon-PV systemen bij overige sectoren (bijvoorbeeld systemen op bedrijfspanden) zijn de kostenparameters gebaseerd op de opeenvolgende SDE-eindadviezen, uitgaande van de categorie voor middelgrote systemen (systemen met een installatiegrootte tussen 15 kilowattpiek en 1 megawattpiek, veelal dakgebonden). De belangrijkste verschillen met de grootschalige systemen zijn iets hogere investeringskosten. De gemiddelde kostendaling tussen 2011 en 2020 is 11 procent per jaar. Net als bij de andere zon-PV categorieën veronderstellen we een kostendaling van 3 procent per jaar in de periode tussen 2020-2030. Dit resulteert in investeringskosten van 469 euro per kilowattpiek in 2030. Na 2030 is geen verdere kostendaling verondersteld.

De kosten voor de eenmalige vervanging van de omvormer zijn gesteld op 31 euro per kilowatt. De kosten voor onderhoud en beheer zijn gesteld op 16 euro per kilowatt per jaar, conform het SDE-advies uit 2020. Deze kosten zijn verondersteld constant te zijn in de tijd.

Tabel 3.11 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

**Tabel 3.10 Veronderstelde kostenparameters zon-PV systemen overige sectoren (installatiegrootte tussen 15 kilowattpiek en 1 megawattpiek)**

Jaar	Opgesteld vermogen (MW <sub>p</sub> )	Investeringskosten (euro/kW <sub>p</sub> )
2011	3	1.939
2012	53	1.889
2013	111	1.255
2014	157	1.123
2015	236	1.070
2016	398	1.047
2017	563	1.044
2018	1.036	975
2019	1.686	743
2020	2.341	675
2021	2.929	617
2022	3.508	599
2023	4.135	581

**Tabel 3.11 Cumulatieve nationale kosten overig zon-PV (onder andere bedrijfspan- den) (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

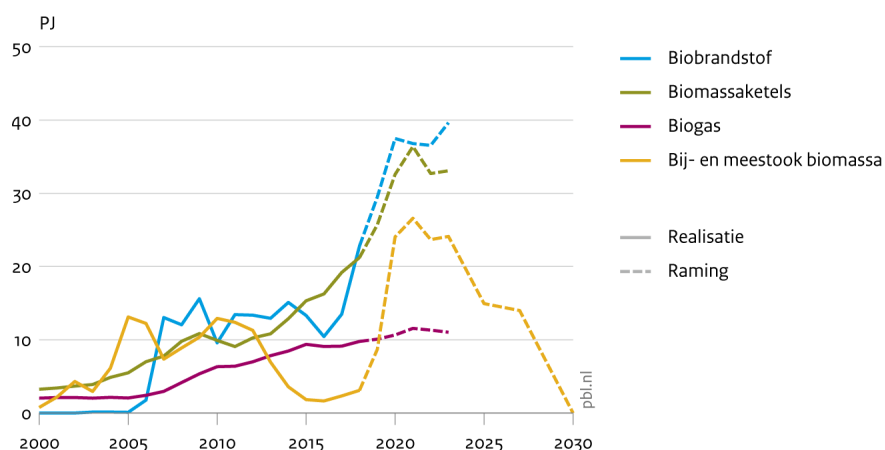
	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	6,1	1,1	5,0	1,1
Operationele kosten (opex)	2,1	0,3	1,8	0,3
Energiekosten	-6,7	-0,7	-6,0	-0,7
Kosten aankoop ETS-rechten*	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>1,4</b>	<b>0,6</b>	<b>0,8</b>	<b>0,6</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>60</b>

\*Mutaties kosten aankoop ETS-rechten zijn verwerkt in de elektriciteitsprijs

## 3.5 Biomassa

In figuur 3.3 is het in dit rapport beschouwde bruto eindgebruik van biomassa tot 2030 weergegeven, voor een viertal categorieën: productie van hernieuwbare elektriciteit uit bij- en meestook van biomassa in kolencentrales, productie van biogas, inzet van biomassa in ketels en het inzetten van biobrandstoffen in het wegverkeer. Realisaties tot en met 2018 zijn gebaseerd op het CBS, projecties tot en met 2023 op de KEV2019. Na 2023 is het bruto eindgebruik constant gehouden, behalve voor de bij- en meestook in kolencentrales. De na 2023 verwachte bij- en meestook is overgenomen uit de KEV2019, en stopt na het aflopen van de huidige SDE+-beschikkingen. De biomassastook bij huishoudens (haardhout) en winning van hernieuwbare energie uit verbranding van afval zijn omwille van de beperkt beschikbare tijd (en relatief geringe kosten) niet meegenomen. Biomassastook bij huishoudens betreft vrijwel volledig particulier gebruik in open haarden en houtkachels, en is niet door beleid gestimuleerd.

Figuur 3.3  
Bruto eindverbruik van biomassa per biomassatoepassing



Bron: CBS; KEV 2019

### 3.5.1 Bij- en meestook

De bij- en meestook van biomassa in kolencentrales kent twee piekperiodes: namelijk van 2003 tot 2012 door subsidiëring via de MEP en vanaf 2018 tot 2025 door subsidiëring vanuit de SDE+ (over een periode van acht jaar). De veronderstelde kostenparameters voor bij- en meestook van biomassa zijn gebaseerd op het SDE-advies van 2016 (zie ECN 2016; tabel 3.12). We zijn ervan uitgegaan dat deze kosten niet veranderen in de tijd.

**Tabel 3.12 Veronderstelde kostenparameters bij- en meestook biomassa in kolencentrales**

Grootheid	Eenheid	Waarde
Looptijd bij- en meestook	jaar	8
Efficiëntie bij- en meestook <sup>20</sup>	%	39%
Efficiëntie kolenstook	%	41%
Specifieke investering biomassa-inzet	kEuro/MWe	357
Totaal vermogen biomassa-inzet	MWe	1600
Totale investering	Miljoen euro	571
Extra O&M-kosten meestook	euro/MWh	4,8
Vollasturen	uur/jaar	7000

De nationale kosten voor de bij- en meestook zijn weergegeven in tabel 3.13. Veruit de grootste kostenpost is die voor de houtpellets minus de vermeden kosten voor kolen. Dit wordt bepaald door de groothandelsprijzen van deze energiedragers, zoals weergegeven in figuur 2.1. Het gebruik van houtpellets leidt tot vermeden kosten voor de aanschaf van CO<sub>2</sub>-emissierechten.

<sup>20</sup> Gebaseerd op de minst efficiënte installatie waar bijstook plaatsvindt (dit leidt tot een lichte overschatting van de nationale kosten).

**Tabel 3.13 Cumulatieve nationale kosten bij- en meestook van biomassa in kolen-centrales (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	0,7	0,5	0,1	0,3
Operationele kosten (opex)	0,4	0,3	0,1	0,2
Energiekosten	4,2	3,3	0,9	1,9
Kosten aankoop ETS-rechten	-1,5	-1,0	-0,5	-0,6
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>3,8</b>	<b>3,2</b>	<b>0,6</b>	<b>1,7</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>70</b>	<b>130</b>	<b>20</b>	<b>160</b>

### 3.5.2 Biomassaketels, industrie

De investeringskosten voor industriële biomassaketels zijn gebaseerd op de SDE-categorie 'ketels op vaste of vloeibare biomassa van meer dan 5 megawatt thermisch vermogen ( $MW_{th}$ ) en de SDE-categorie 'ketels stoom uit houtpellets van meer dan 5 megawatt thermisch vermogen'. Het overgrote deel van de biomassaketels in de industrie betreft ketels van deze omvang. Vanaf 2018 is de categorie 'ketels stoom uit houtpellets' opgenomen, met investeringsparameters die iets lager liggen dan ketels op vaste of vloeibare biomassa van meer dan 5 megawatt thermisch vermogen. We hebben gewogen gemiddelde kostenparameters gebruikt van ketels op vaste of vloeibare biomassa (80 procent) en ketels stoom uit houtpellets (20 procent).

Tussen 2013 en 2018 zijn de investeringskosten voor biomassaketels op vaste of vloeibare biomassa in de SDE-adviezen verdubbeld, van 425 euro naar 850 euro per kilowatt thermisch outputvermogen ( $kW_{th,out}$ ) in 2018 (lopende prijzen). Echter, in recente adviezen zijn deze bedragen teruggebracht naar 640 euro (advies 2019) en 655 euro per kilowatt thermisch outputvermogen (advies 2020; in lopende prijzen). We gaan er hier van uit dat het bedrag in het advies van 2020 de beste weergave is van de investeringskosten, en dat deze in werkelijkheid weinig zijn veranderd in de tijd. Ook voor de vaste en variabele O&M-kosten hebben we verondersteld dat ze weinig zijn veranderd in de tijd; de bedragen waarmee is gerekend zijn gebaseerd op het advies van 2020 en zijn weergegeven in tabel 3.14. Er wordt verder van uitgegaan dat een ketel elke twaalf jaar vervangen moet worden (de economische levensduur).

**Tabel 3.14 Veronderstelde kostenparameters biomassaketels bij de industrie**

Grootheid	Eenheid	Waarde
Levensduur	jaar	12
Efficiëntie biomassaketel	%	90%
Efficiëntie gasketel	%	90%
Investeringskosten	euro/ $kW_{th,out}$	630
Vaste O&M-kosten	euro/ $kW_{th,out}$	45,0
Variabele O&M-kosten	euro/ $kWh_{th,out}$	0,0037
Vollast	uur/jaar	7.300

We gaan ervan uit dat de brandstof voor de helft uit houtpellets bestaat en voor de andere helft uit snoeihout. Deze aanname heeft relatief veel effect op de uiteindelijke nationale kosten, omdat houtpellets per gigajoule (GJ) veel duurder zijn dan snoeihout (zie paragraaf 3.1). De energiekosten zijn bij de huidige aannames vrijwel nul. Maar de cumulatieve kosten over de periode 2000-2050 zouden 4 miljard hoger liggen bij 100 procent gebruik van houtpellets, en 4 miljard euro lager bij gebruik van 100 procent snoeihout.

In het jaar 2000 leverden de industriële biomassaketels 3,2 petajoule (PJ). In de kostenberekening wordt ervan uitgegaan dat het benodigde vermogen (ongeveer 116 megawatt) in dat jaar is geïnstalleerd omdat niet bekend is wat de leeftijdsverdeling is van die ketels. Dit leidt tot een overschatting van de kosten aangezien een deel van die ketels nog niet aan vervanging toe was. Tabel 3.15 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

**Tabel 3.15 Cumulatieve nationale kosten industriële biomassaketels (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	3,2	0,9	2,4	0,6
Operationele kosten (opex)	3,6	1,0	2,6	0,7
Energiekosten	0,0	0,3	-0,2	0,3
Kosten aankoop ETS-rechten	-0,4	0,0	-0,4	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>6,4</b>	<b>2,0</b>	<b>4,3</b>	<b>1,6</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>130</b>	<b>90</b>	<b>160</b>	<b>150</b>

### 3.5.3 Biogas

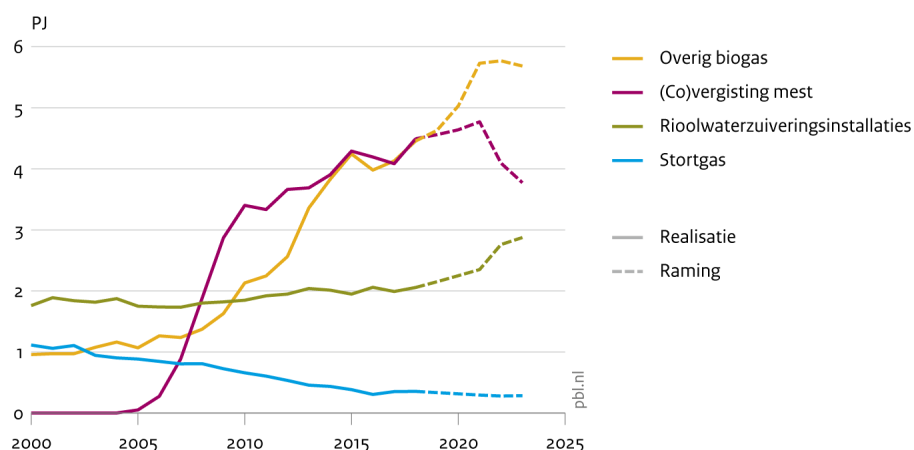
De bronnen van biogas zijn stortgas uit afvalstortplaatsen, rioolwaterzuiveringsinstallaties, vergisting en covergisting van mest en een categorie 'overig'.<sup>21</sup> In figuur 3.4 is de verdeling over deze bronnen weergegeven vanaf 1990 tot 2023. Tot 2018 is uitgegaan van het CBS (2019a) en daarna van de KEV2019. Daarbij is de verhouding tussen biogas uit (co)vergisting van mest en overig biogas constant gehouden en is ervan uitgegaan dat de categorieën stortgas en rioolwaterzuiveringsinstallaties constant blijven. Bij stortgas omdat de productie daarvan over haar hoogtepunt heen is doordat er steeds minder afval gestort wordt en het afval dat reeds gestort is steeds minder gas produceert. Bij rioolwaterzuiveringsinstallaties omdat de productie al sinds 1990 slechts langzaam is toegenomen en we er in deze studie van uitgaan dat ook tot 2023 geen (grote) groei meer zal plaatsvinden.

Aangezien het grootste deel van de biogasproductie wordt gebruikt voor warmte en omdat de mestcategorieën vanaf het SDE-advies van 2019 (Lensink 2018) zijn samengenomen met grootschalige vergisting, is voor de investeringskosten van 'overig biogas' en (co)vergisting mest uitgegaan van de SDE-categorie 'warmte via grootschalige vergisting'. Bovendien is het verschil met de investeringskosten voor warmte-krachtkoppeling afgezet tegen de opbrengsten relatief gering. Vervolgens zijn de parameters uit het SDE-advies van 2019 gehanteerd, omdat deze parameters weinig veranderen in de tijd. De gehanteerde kostenparameters zijn weergegeven in tabel 3.16. De grondstofkosten liggen op 27,2 euro per ton, waarbij ervan wordt uitgegaan dat 1 ton grondstof 3,4 gigajoule biogas levert.

<sup>21</sup> 'Overig biogas' omvat vanaf de jaren negentig biogas uit afvalwater dat gewonnen en gebruikt wordt in de voedingsmiddelenindustrie. Daar wordt via anaerobe afvalwaterzuivering biogas gewonnen dat wordt gebruikt voor de opwekking van elektriciteit en/of proceswarmte. Later zijn daar andere natte biomassastromen bijgekomen, zoals groente-, fruit- en tuinafval of afval uit de voedingsmiddelenindustrie.



Figuur 3.4  
Bruto eindverbruik van biogas



Bron: CBS; KEV 2019

Tabel 3.16 Veronderstelde kostenparameters biogas

Grootheid	Eenheid	Waarde
Levensduur	jaar	12
Investeringskosten	euro/kW <sub>th,out</sub>	859
Vaste O&M-kosten	euro/kW <sub>th,out</sub>	43,0
Grondstof	euro/ton	27,2
Vollasturen	uur/jaar	7000

Vergisting van primair slib uit rioolwaterzuiveringsinstallaties heeft een positieve business-case en heeft dus geen subsidie nodig omdat vergisting onderdeel is van het waterzuiverings- en slibreductieproces. Subsidies in het kader van de SDE+ (vanaf 2018) zijn daarom gericht op technologieën die leiden tot meer biogasproductie, zoals thermofiele gisting van secundair slib, thermische drukhydrolyse (TDH), warmtebehandeling en meertrapsvergisting. De investeringskosten zijn zeer hoog, maar daartegenover staan negatieve O&M-kosten doordat slibverwerkingskosten worden uitgespaard (ECN 2017; Lensink 2018). Hierdoor zijn de kosten per gigajoule biogas uiteindelijk iets lager dan die van de andere routes. Omdat het aantal projecten voor deze verhoogde biogasproductie zeer beperkt is (minder dan 0,5 petajoule per jaar in 2018; zie RVO 2019b) en omdat de uiteindelijke kosten per gigajoule biogas niet veel afwijken van de andere routes, wordt het onrendabele deel van deze categorie samen genomen met de andere twee. Tabel 3.17 toont de opbouw van de nationale kosten voor de beschouwde periodes.

Tabel 3.17 Cumulatieve nationale kosten biogas (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)

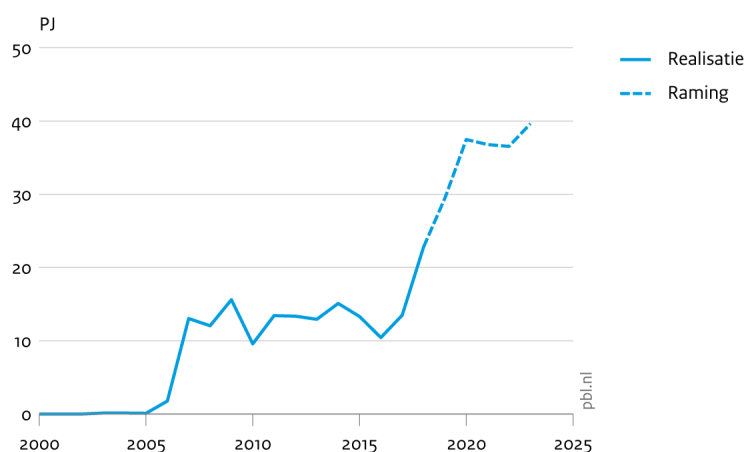
	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	1,6	0,5	1,1	0,4
Operationele kosten (opex)	0,8	0,3	0,5	0,2
Energiekosten	0,4	0,3	0,1	0,2
Kosten aankoop ETS-rechten	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>2,8</b>	<b>1,1</b>	<b>1,7</b>	<b>0,8</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>70</b>

### 3.5.4 Vloeibare biobrandstoffen

De inzet van vloeibare biobrandstoffen wordt sinds 2003 op grond van EU-wetgeving gestimuleerd. Sinds het in werking treden van de EU-richtlijn voor hernieuwbare energie in 2009 zijn lidstaten verplicht om het aandeel hernieuwbare energie in de transportsector te vergroten tot minimaal 10 procent in 2020. Bepaalde biobrandstoffen (op basis van afval, residuen, non-food, cellulosemateriaal en lignocellulose) mogen dubbel tellen om aan deze doelstelling te voldoen. In 2015 is de richtlijn voor hernieuwbare energie herzien en zijn er doelstellingen opgenomen voor het jaar 2030. In Nederland zijn leveranciers van benzine en diesel sinds 2007 verplicht om biobrandstoffen te leveren; voor het grootste deel worden deze biobrandstoffen bijgemengd in fossiele benzine en diesel. Deze verplichting loopt geleidelijk op, van 4 procent in 2010 tot 16,4 procent in 2020 (op grond van het Besluit energie vervoer uit 2018).

De gerealiseerde en geraamde inzet van vloeibare biobrandstoffen in het verkeer volgens het CBS (tot en met 2018; CBS 2019) en de KEV2019 (2019 tot en met 2023) is weergegeven in figuur 3.5. Na 2023 is de hoeveelheid bijgemengde biobrandstof ofwel constant gehouden (met herinvesteringen) ofwel nul verondersteld (zonder herinvesteringen). Het gaat om de fysieke inzet, dus zonder dubbeltellingen.

Figuur 3.5  
Bruto eindverbruik van biobrandstof



Bron: CBS; KEV 2019

De productiekosten voor biobrandstoffen hangen sterk af van de prijs van grondstoffen en van de productietechnologie. In 2018 werd 56 procent van de biobrandstoffen geproduceerd uit gebruikt frituurvet. Ook leveren dierlijk vet (8,1 procent), mais (10,5 procent) en tarwe (9,6 procent) relatief grote bijdragen. Het resterende aandeel van 17 procent is afkomstig van twintig verschillende grondstoffen. Gebruikt frituurvet en dierlijk vet worden verwerkt tot vervangers van diesel. Uit tarwe en mais worden benzinevervangers geproduceerd (NEa 2019).

De productiekosten per biobrandstofsoort zijn gebaseerd op Jungmeier et al. (2016) en Maniatis et al. (2017), en vervolgens gewogen met de aandelen van verschillende soorten biobrandstof die in Nederland in de afgelopen jaren zijn toegepast (NEa 2019). Op grond daarvan veronderstellen we dat de productiekosten voor biobrandstoffen 21 euro per gigajoule zijn (zowel voor historische als toekomstige jaren). De nationale kosten zijn berekend als het verschil tussen de productiekosten van biobrandstoffen en de af-raffinaderijprijs van benzine en diesel. De resulterende nationale kosten voor biobrandstoffen zijn weergegeven in tabel 3.18.

**Tabel 3.18 Cumulatieve nationale kosten bijmengen biobrandstoffen (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

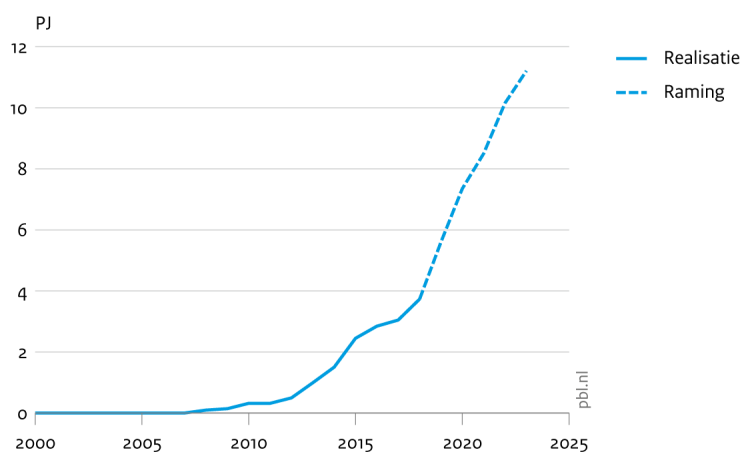
	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Energiekosten, meerkosten t.o.v. benzine/diesel	8,6	3,3	5,3	2,7
<b>Totaal cumulatief (mld euro)</b>	<b>8,6</b>	<b>3,3</b>	<b>5,3</b>	<b>2,7</b>
<b>Totaal gemiddeld per jaar (mln euro/jaar)</b>	<b>170</b>	<b>140</b>	<b>200</b>	<b>240</b>

## 3.6 Geothermie

Sinds 2008 wordt in Nederland geothermische warmte gewonnen. De gerealiseerde en geraamde geothermische warmte is weergegeven in figuur 3.6. Sinds 2012 komen geothermieprojecten in aanmerking voor SDE+-subsidie. Vooral in de glastuinbouw zijn geothermieprojecten gerealiseerd. De boordiepte van de meeste projecten ligt tussen de 2.000 en 3.000 meter (In 't Groen et al. 2019).

Figuur 3.6

### Bruto eindverbruik van geothermische warmte



Bron: CBS; KEV 2019

De veronderstelde kostenparameters voor geothermieprojecten zijn gebaseerd op gemiddelde waarden uit SDE-adviezen tussen 2012 en 2019, voor projecten met een boordiepte tot 3.500 meter. Er is geen duidelijk dalende trend in de investeringskosten, daarom is met gemiddelde waarden gerekend. De veronderstelde kostenparameters zijn weergegeven in tabel 3.19. Er is uitgegaan van een technische levensduur van twintig jaar voor geothermieprojecten. De nationale kosten voor geothermie zijn weergegeven tabel 3.20.

**Tabel 3.19 Veronderstelde kostenparameters geothermie**

Grootheid	Eenheid	Waarde
Technische levensduur	jaar	20
Investeringskosten	euro/kW <sub>th, out</sub>	1613
Vaste O&M-kosten	euro/kW <sub>th, out</sub> /jaar	61,4
Variabele O&M-kosten	Meuro/PJ	1,6
Vollasturen	uur/jaar	6000

**Tabel 3.20 Cumulatieve nationale kosten geothermie (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten (capex)	1,1	0,2	0,9	0,2
Operationele kosten (opex)	1,6	0,3	1,4	0,3
Energiekosten	-2,7	-0,4	-2,3	-0,4
Kosten aankoop ETS-rechten	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal (cumulatief, mld euro)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>
<b>Totaal (gemiddeld per jaar, mln euro/jaar)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>

### 3.7 Energiebesparing

In het Energieakkoord is een doelstelling opgenomen om een energiebesparing te realiseren van 100 petajoule in 2020. Het gaat om een besparing op het finale energiegebruik. In de KEV2019 wordt de finale energiebesparing als gevolg van het Energieakkoord 2013 geraamd op 80 (48-111) petajoule in 2020 (Schoots & Hammingh 2019). Het doel van 100 petajoule besparing in 2020 wordt derhalve waarschijnlijk niet gehaald. Wel omvat de bovenkant van de bandbreedte het doel van 100 petajoule. Van de besparing zou 31 petajoule gerealiseerd worden in de gebouwde omgeving, 19 in de industrie, 21 bij verkeer en 9 petajoule in de landbouw (tabel 3.21).

**Tabel 3.21 Veronderstelde besparingen als gevolg van maatregelen in het Energieakkoord op basis van de KEV2019**

	Veronderstelde besparing (PJ)
Gebouwde omgeving	31
Industrie	19
Verkeer en vervoer	21
Landbouw	9
<b>Totaal</b>	<b>80</b>

De investeringskosten van de besparingsmaatregelen zijn niet altijd bekend. Om in die gevallen toch de investeringskosten te kunnen schatten, is uitgegaan van een gemiddelde terugverdientijd van de maatregelen voor de betrokken actoren. Voor de industrie is er bijvoorbeeld van uitgegaan dat de besparingsmaatregelen die zijn genomen in het kader van de aanscherping van de handhaving van de Wet milieubeheer en diverse convenanten zich voor een bedrijf gemiddeld in drie jaar terugverdienen.<sup>22</sup> De investeringskosten voor deze maatregelen zijn berekend als driemaal de jaarlijkse besparing op de energiekosten, waarbij voor de energiekosten is uitgegaan van marginale energieprijzen zoals bedrijven die betalen (dus inclusief eventuele belastingen). De nationale kosten worden vervolgens berekend door de investeringen weer af te schrijven over de technische levensduur, de besparingen op energie te waarderen tegen internationale groothandelsprijzen voor energie, en rekening te houden met vermeden aankoop van emissierechten in het Europese emissiehandelssysteem (zie hoofdstuk 2). Voor dit laatste is verondersteld dat 75 procent van de besparingsmaatregelen wordt genomen door bedrijven die onder dat systeem vallen.

<sup>22</sup> De Wet milieubeheer bevat een verplichting tot het nemen van maatregelen met een terugverdientijd tot maximaal vijf jaar. De gemiddelde terugverdientijd van de maatregelen die op grond van deze verplichting worden genomen zal korter zijn dan vijf jaar.

Voor een aantal maatregelen in de gebouwde omgeving zijn investeringskosten gebaseerd op gedetailleerder studies, en indien relevant, geschaald naar de veronderstelde besparing (Arnoldussen et al. 2016; Menkveld et al. 2017; Tigchelaar 2014; Tigchelaar & Menkveld 2013; Tigchelaar et al. 2016; Tigchelaar et al. 2017).

De veronderstelde besparingen bij verkeer en vervoer bedragen 21 petajoule. Het aanscherpen van de Europese CO<sub>2</sub>-normen voor nieuwe personen- en bestelauto's draagt ongeveer de helft daaraan bij. Om aan de CO<sub>2</sub>-normen te voldoen, hebben autofabrikanten energiezuinigere modellen op de markt gebracht (kleinere en lichtere auto's met efficiëntere verbrandingsmotoren), naast (semi-)elektrische auto's. Diverse studies laten zien dat de kosten van deze zuinigere auto's, per saldo gerekend over hun levensduur, lager liggen dan het geval zou zijn geweest zonder aanscherping van de CO<sub>2</sub>-normen (Daniëls & Koelemeijer 2016; EC 2014; ICCT 2014). Via het stimuleren van elektrisch rijden wordt 3 petajoule besparing bereikt. De nationale kosten van volledig elektrische auto's en plug-inhybrides zijn apart bekeken in paragraaf 3.8; de kosten in deze paragraaf zijn daarom exclusief die van het stimuleren van elektrisch rijden.

Na 2030 zijn de kapitaalkosten gelijk gehouden aan die in 2030, om rekening te houden met herinvesteringen om de besparingseffecten in stand te houden. Er zijn dus geen kostendalingen verondersteld wat betreft de investeringen die samenhangen met energiebesparingsmaatregelen. De in de toekomst te realiseren besparingen zijn uiteraard gewaardeerd tegen de veronderstelde toekomstige energieprijzen.

De nationale kosten van besparingsmaatregelen die zijn genomen in het kader van het Energieakkoord zijn weergegeven in tabel 3.22. De nationale kosten zijn het laagst in sectoren waar de terugverdientijd (vanuit een eindgebruikersperspectief) relatief kort is ten opzichte van de technische levensduur van de maatregelen die zijn genomen, en tegelijkertijd het verschil tussen de eindgebruiksprijs en de groothandelsprijs relatief klein is, zoals bij de industrie. Vanuit nationaal kostenperspectief leveren deze maatregelen per saldo baten op. Omgekeerd, als de terugverdientijd relatief lang is ten opzichte van de technische levensduur van de genomen maatregelen (of zich geheel niet terug zou verdienen), en de eindgebruiksprijs relatief hoog is ten opzichte van de groothandelsprijs (zoals bij huishoudens), zijn de nationale kosten relatief hoog.

**Tabel 3.22 Cumulatieve nationale kosten van energiebesparing (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

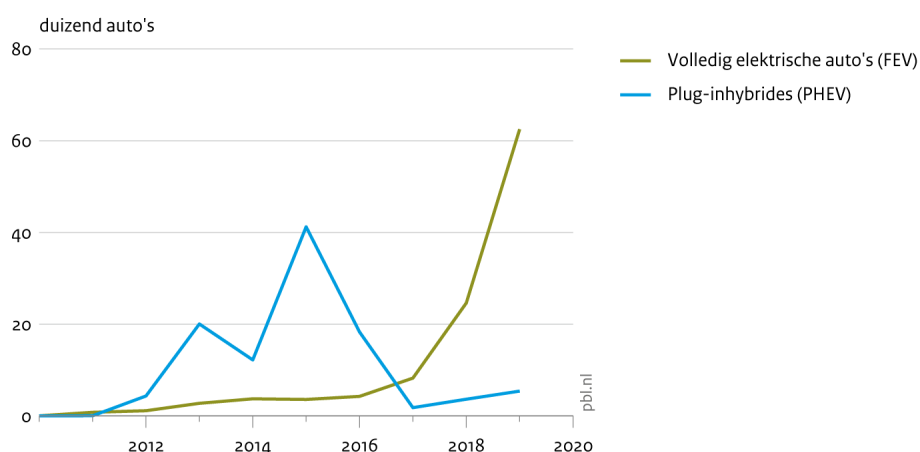
Energiebesparing		2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Gebouwde omgeving	Kapitaalkosten	13,0	2,8	10,2	2,8
	Energiekosten	-9,1	-1,5	-7,6	-1,5
Industrie	Kapitaalkosten	1,5	0,3	1,1	0,3
	Energiekosten	-5,6	-1,0	-4,7	-1,0
	ETS-rechten	-1,3	-0,1	-1,2	-0,1
Verkeer en vervoer	Kapitaalkosten	7,4	1,6	5,8	1,6
	Energiekosten	-8,2	-1,2	-7,0	-1,2
Landbouw	Kapitaalkosten	2,6	0,6	2,1	0,6
	Energiekosten	-2,7	-0,5	-2,2	-0,5
<b>Totaal cumulatief (mld euro)</b>		<b>-2,5</b>	<b>1,1</b>	<b>-3,6</b>	<b>1,1</b>
<b>Totaal gemiddeld per jaar (mln euro/jaar)</b>		<b>-50</b>	<b>50</b>	<b>-130</b>	<b>100</b>

### 3.8 Elektrisch rijden

De nationale kosten van de toename van het aantal stekkerauto's (volledig elektrische auto's en plug-inhybrides) tot 2020 zijn ook onderzocht en meegerekend in dit rapport. Het stimuleringsbeleid voor dergelijke auto's is gestart ruim vóór het sluiten van het Energieakkoord. Dit betreft het beleid uit de Autobrief I en II (Ministerie van Financiën 2011, 2015), waarin het stimuleringsbeleid tot en met 2020 is vastgelegd. In de Autobrief II is de fiscale stimulering van elektrische auto's versoerd, vooral met betrekking tot plug-inhybrides. Zo komen plug-inhybrides sinds 2017 niet langer in aanmerking voor een lagere bijtelling. Hierdoor is sinds 2017 het aantal nieuwverkopen van plug-inhybrides sterk gedaald (figuur 3.7).

Figuur 3.7

**Aantal nieuw verkochte volledig elektrische auto's en plug-inhybrides**



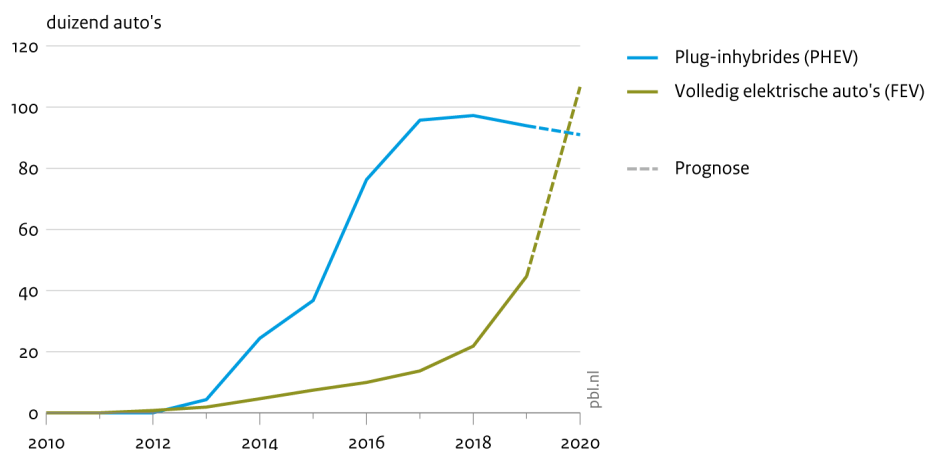
Bron: CBS 2019; RAI 2019

We hebben de nationale kosten bepaald van volledig elektrische auto's (FEV) en plug-inhybrides (PHEV) die tot en met 2019 op de markt zijn gebracht. Gerealiseerde nieuwverkopen en het aantal elektrische auto's in het wagenpark zijn gebaseerd op het CBS (CBS 2019c; CBS 2020; figuur 3.7 en 3.8). Voor de periode na 2020 zijn twee (hypothetische)

ontwikkelingen voor het aantal volledig elektrische auto's in het wagenpark beschouwd: ofwel het aantal volledig elektrische auto's in het wagenpark is gelijk gehouden aan het aantal auto's in 2020 (in het geval van herinvesteringen), ofwel het aantal volledig elektrische auto's is verondersteld af te nemen, uitgaande van een technische levensduur van tien jaar. Voor plug-inhybrides zijn geen herinvesteringen aangenomen, omdat deze modellen inmiddels (door aanpassingen in het stimuleringsbeleid) veel minder worden verkocht dan in de periode 2013-2016. Voor het berekenen van de kapitaalkosten is uitgegaan van een afschrijvingstermijn van tien jaar.

Figuur 3.8

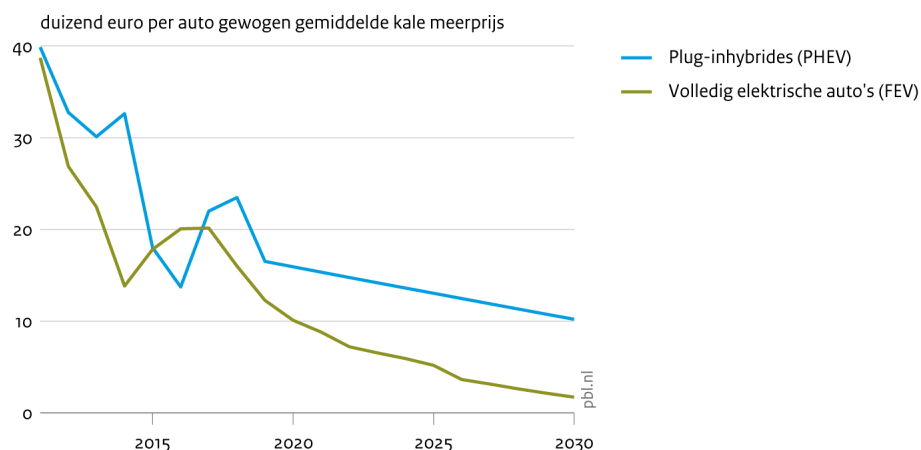
### Aantal volledig elektrische auto's en plug-inhybrides in wagenpark



Bron: CBS 2020

Figuur 3.9

### Veronderstelde meerkosten bij aanschaf van elektrische auto vanuit nationaal perspectief



Bron: Revnext

De kale aanschafkosten, dus zonder belastingen, zijn voor elektrische auto's (tot nu toe) aanzienlijk hoger dan voor auto's op benzine of diesel. Dit komt vooral door de aanzienlijke meerkosten voor het batterijpakket. Het motorische deel van een volledig elektrische auto is wel eenvoudiger (en daardoor goedkoper) dan bij een auto met verbrandingsmotor. Ook speelt mee dat autofabrikanten nieuwe productielijnen hebben ontwikkeld en ontwikkelen om elektrische auto's te bouwen. Ook deze kosten worden doorberekend in de prijzen van auto's. De kale meerkosten van volledig elektrische auto's en plug-inhybrides zijn

overgenomen uit het Carbontax-model (Revnex 2019).<sup>23</sup> De meerkosten ten opzichte van benzine- en dieselauto's zijn bepaald per autoparksegment en gewogen gemiddeld door te wegen met de aandelen in de nieuwverkopen per segment. Bij herinvesteringen zijn we uitgegaan van het middenscenario uit Carbontax voor de kostenontwikkeling na 2020 (figuur 3.9). In Carbontax is de toekomstige kostendaling van het batterijpakket gebaseerd op Nykvist et al. (2019).

Vanwege de eenvoudiger motor zijn de onderhoudskosten van een volledig elektrisch auto lager dan die van een auto met verbrandingsmotor; die van een plug-inhybride zijn juist hoger – vanwege de complexere motor – dan die van een auto met verbrandingsmotor. We zijn uitgegaan van 40 procent lagere onderhoudskosten voor volledig elektrische auto's en 10 procent hogere onderhoudskosten voor plug-inhybrides (conform aannames in Carbontax).

Elektrische auto's zijn (tot nu toe) relatief meer verkocht in luxere segmenten dan auto's met een verbrandingsmotor. Ook het gebruik van de auto's verschilt van het parkgemiddelde in Nederland. Voor plug-inhybrides is gerekend met een jaarlijks kilometrage van 30.000 kilometer per jaar, gemiddeld over de levensduur van de auto. Dit is vergelijkbaar met het gebruik van dieselauto's. Verder is verondersteld dat 30 procent van die kilometers elektrisch wordt gereden (TNO 2016). Voor volledig elektrische auto's is gerekend met een jaarlijks kilometrage van 20.000 kilometer per jaar, gemiddeld over de levensduur van de auto.

In de nationale kosten zijn ook de kosten voor de benodigde laadinfrastructuur meegenomen. Het aantal gerealiseerde laadpunten – zowel publieke als particuliere laadpunten – tot 2020 is gebaseerd op RVO (2020). We zijn uitgegaan van een technische levensduur van laadpunten van tien jaar. Voor de jaren na 2020 is, in het geval van herinvesteringen, de omvang van herinvesteringen in laadpunten en voor de berekening zodanig dat het aantal laadpunten groter of gelijk is aan het aantal stekkerauto's in het wagenpark. Besparingen op kosten voor infrastructuur voor de distributie van benzine en diesel zijn niet meegenomen, en zullen ook beperkt zijn bij de huidige aantallen stekkerauto's.

De kosten voor publieke en particuliere laadpunten zijn gebaseerd op CROW (2012) en het Nationaal Kennisplatform laadinfrastructuur (2016). De investeringskosten voor een publiek laadpunt zijn gesteld op 5.500 euro per laadpunt in 2011, en dalen naar 2.500 euro per laadpunt in 2020. Daarbij zijn de aanschafkosten, kosten voor locatiebepaling, netaansluiting, inrichting van het parkeervak en plaatsingskosten inbegrepen. Bij herinvesteringen zijn alleen aanschafkosten en plaatsingskosten meegenomen (1.600 euro per laadpunt). De investeringskosten voor een particulier laadpunt zijn gesteld op 1.800 euro per laadpunt in 2011, en dalen naar 800 euro per laadpunt in 2020. Na 2020 zijn geen verdere kostendalingen aangenomen, noch voor publieke noch voor particuliere laadpunten. De jaarlijkse onderhoudskosten voor publieke laadpunten zijn gesteld op 1.000 euro per laadpunt in 2011, en nemen af tot 500 euro per laadpunt vanaf 2020. De jaarlijkse onderhoudskosten voor particuliere laadpunten zijn gesteld op 50 euro per laadpunt voor de gehele periode.

De cumulatieve nationale kosten van volledig elektrische auto's en plug-inhybrides die tot 2020 op de markt zijn gebracht, zijn weergegeven in tabel 3.23. In tabel 3.24 is dit uitgesplitst naar type elektrische auto. De bijdrage van plug-inhybrides aan de totale kosten is groter dan die van volledig elektrische auto's. Dit komt omdat plug-inhybrides een relatief hoge meerprijs hebben ten opzichte van het aantal elektrisch verreden kilometers en ook duurder zijn in onderhoud dan volledig elektrische auto's.

---

<sup>23</sup> Voor de jaren 2011 en 2012 waren meerkosten niet beschikbaar uit Carbontax. Voor deze jaren zijn de meerkosten gebaseerd op die van 2013, en verhoogd op basis van de kostenontwikkeling voor batterijen uit BloombergNEF (2019). De onzekerheid in de meerkosten is daarmee groot in deze jaren, maar omdat de verkoopaantallen laag waren, is de invloed op de totale nationale kosten gering en niet zichtbaar in de gepresenteerde cijfers.



**Tabel 3.23 Cumulatieve nationale kosten van volledig elektrische auto's en plug-in-hybrides (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	2000-2050	2000-2023	2024-2050	2013-2023
Kapitaalkosten	5,3	3,7	1,6	3,7
Kapitaalkosten laadinfrastructuur	0,7	0,2	0,5	0,2
Operationele kosten	0,0	0,1	-0,1	0,1
Energiekosten	-1,6	-0,2	-1,3	-0,2
<b>Totaal cumulatief (mld euro)</b>	<b>4,5</b>	<b>3,8</b>	<b>0,7</b>	<b>3,8</b>
<b>Totaal gemiddeld per jaar (mln euro/jaar)</b>	<b>90</b>	<b>160</b>	<b>30</b>	<b>340</b>

**Tabel 3.24 Cumulatieve nationale kosten van volledig elektrische auto's en plug-in-hybrides uitgesplitst in de periode 2000-2050 (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar)**

	Volledig elektrische auto's			Plug-inhybrides		
	Totaal	wv auto	wv infra	Totaal	wv auto	wv infra
Kapitaalkosten	3,0	2,6	0,4	3,0	2,8	0,3
Operationele kosten	-0,1	-0,7	0,5	0,2	0,0	0,1
Energiekosten	-1,5	-1,5	0,0	-0,1	-0,1	0,0
<b>Totaal cumulatief (mld euro)</b>	<b>1,4</b>	<b>0,4</b>	<b>1,0</b>	<b>3,1</b>	<b>2,7</b>	<b>0,4</b>
<b>Totaal gemiddeld per jaar (mln euro/jaar)</b>	<b>30</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>60</b>	<b>50</b>	<b>10</b>

**Tabel 3.25 Cumulatieve nationale kosten van volledig elektrische auto's en plug-in-hybrides in de periode 2000-2050 (miljard euro), en gemiddelde nationale kosten (miljoen euro per jaar), bij andere uitgangspunten**

	Standaard aannahme	Jaarkilometrage (km/jaar)		Meerkosten per auto		Hoge prijzen	Lage prijzen
<b>Volledig elektrische auto</b>		<b>25.000</b>	<b>15.000</b>	<b>-10%</b>	<b>+10%</b>		
Kapitaalkosten	3,0	3,0	3,0	2,7	3,3	3,0	3,0
Operationele kosten	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Energiekosten	-1,5	-1,8	-1,1	-1,5	-1,5	-1,8	-0,9
<b>Totaal cumulatief (mld euro)</b>	<b>1,4</b>	<b>1,0</b>	<b>1,8</b>	<b>1,1</b>	<b>1,7</b>	<b>1,1</b>	<b>2,0</b>
<b>Totaal gemiddeld per jaar (mln euro/jaar)</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>40</b>
<b>Plug-inhybrides</b>		<b>35.000</b>	<b>25.000</b>	<b>-10%</b>	<b>+10%</b>		
Kapitaalkosten	3,0	3,0	3,0	2,8	3,3	3,0	3,0
Operatonele kosten	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Energiekosten	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
<b>Totaal cumulatief (mld euro)</b>	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>	<b>2,8</b>	<b>3,4</b>	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>
<b>Totaal gemiddeld per jaar (mln euro/jaar)</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>70</b>	<b>60</b>	<b>60</b>

Als gevoeligheidsanalyse is in tabel 3.25 op een aantal van bovenstaande aannames gevarieerd. Er is gevarieerd op meerkosten per auto (10 procent hoger of lager), verreden aantal kilometers per jaar (5.000 kilometer per jaar meer of minder), en er is gerekend met hoge en lage energieprijzen na 2030. Het algemene beeld verandert hier niet wezenlijk door.

### 3.9 Effect op de emissie van broeikasgassen

We hebben een schatting gemaakt van de CO<sub>2</sub>-emissie die is vermeden als gevolg van de maatregelen die in dit rapport zijn beschouwd. Om de CO<sub>2</sub>-effecten te berekenen van de besparing op het gebruik van elektriciteit, of voor de productie van hernieuwbare elektriciteit (met uitzondering van de vervanging van kolen door biomassa in kolencentrales), moet een aanname worden gedaan over hoe de elektriciteit zou zijn opgewekt als er niet bespaard zou zijn of als er geen productie zou zijn geweest uit hernieuwbare bronnen.<sup>24</sup> Hiervoor hebben we de zogenoemde referentieparkmethode (Harmelink et al. 2012) gebruikt. Voor de periode na 2023 hebben we de emissiefactor die geldt voor dit referentiepark gelijk gehouden aan die voor het jaar 2023. Dit is gedaan omdat ook het aandeel hernieuwbare energie na 2023 constant gehouden is.<sup>25</sup> Als gevoeligheidsanalyse is ook gerekend met een situatie waarin de vermeden emissie van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit is berekend op basis van de emissiefactor van een efficiënte gascentrale.

De gerealiseerde emissiereducties zullen deels in Nederland zelf plaatsvinden, deels ook buiten Nederland. Zo zal hernieuwbare elektriciteitsproductie ook tot minder inzet van fossiele elektriciteitsproductie in het buitenland leiden. Omgekeerd zal hernieuwbare elektriciteitsproductie in de buurlanden ook tot emissiereducties in Nederland leiden.

De emissiereductie door de hier beschouwde maatregelen – en uitgaande van herinvesterings – neemt toe vanaf het jaar 2000 en bereikt een maximum in 2023 (figuur 3.10). Na 2023 neemt de emissiereductie als gevolg van herinvesterings in nieuwere windmolens op land nog licht toe (nieuwere molens hebben meer vollasturen en produceren per megawatt opgesteld vermogen meer elektriciteit), maar de emissiereductie als gevolg van de bijstook in kolencentrales neemt af na 2021, en stopt volledig in 2030. Dat laatste effect is dominant in de periode tot 2030, daarna het eerstgenoemde effect. Op basis van de referentieparkmethode is de vermeden CO<sub>2</sub>-emissie circa 40 megaton per jaar vanaf 2020, op basis van de vermeden inzet van een efficiënte gascentrale zou dat circa 30 megaton per jaar zijn.

In tabel 3.26 is de emissiereductie uitgesplitst naar technologie. Hernieuwbare elektriciteitsproductie draagt het meest bij aan de totale broeikasgasemissiereductie als gevolg van de in dit rapport beschouwde maatregelen.

---

<sup>24</sup> Voor andere energiedragers (aardgas, olieproducten) is bij besparing gerekend met de emissiefactoren van aardgas en olieproducten. Bij hernieuwbare warmte is ervan uitgegaan dat dit warmte vervangt die op basis van aardgas zou zijn opgewekt; inzet van biomassa in kolencentrales vervangt koleninzet. Bij de effecten van stekkerauto's zijn ook vermeden emissies bij aardolieraffinage meegerekend.

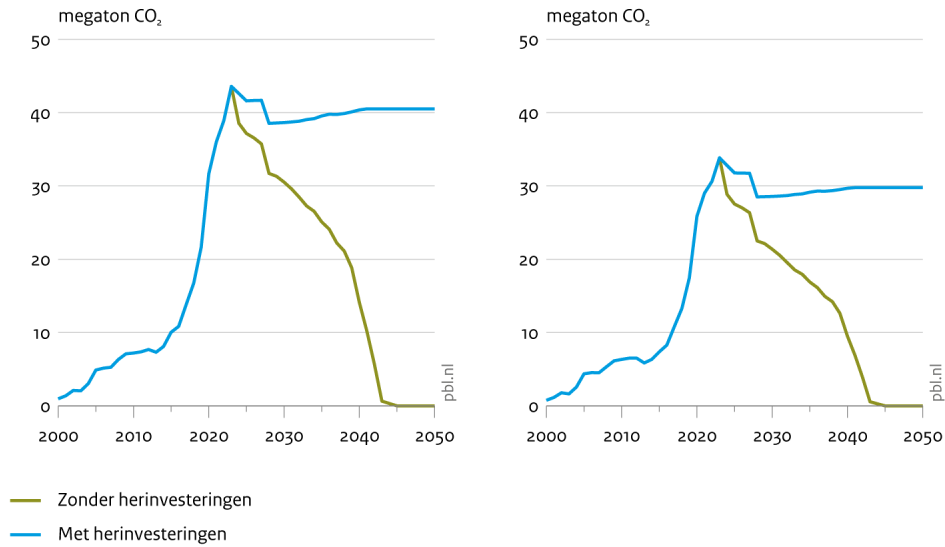
<sup>25</sup> Het aandeel hernieuwbare energie na 2023 blijft niet helemaal constant: bijstook van biomassa in kolencentrales stopt na 2027; de elektriciteitsproductie uit windenergie op land neemt daarentegen toe door herinvesterings in molens met een hoger aantal vollasturen bij een na 2023 constant verondersteld opgesteld vermogen.

Figuur 3.10

**Vermeden CO<sub>2</sub>-emissie door maatregelen gericht op doelen Energieakkoord 2013**

Methode op basis van referentiepark

Methode op basis van efficiënte gascentrale



Bron: PBL

**Tabel 3.26 Vermeden emissie van broeikasgassen (megaton) als gevolg van de beschouwde maatregelen en uitgaande van herinvesteringen, op basis van de referentieparkmethode en op basis van vermeden inzet van een efficiënte gascentrale**

	Referentieparkmethode				Efficiënte gascentrale			
	2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050
Windenergie op land	1,9	5,2	7,6	9,5	1,2	3,3	4,9	6,1
Windenergie op zee	0,5	4,1	11,2	11,2	0,3	2,5	7,2	7,2
Zon-PV	0,0	4,9	7,8	7,8	0,0	3,1	5,0	5,0
Bij- en meestook	3,1	5,8	0	0	3,1	5,8	0	0
Overige biomassa	1,7	5,4	5,6	5,6	1,7	5,4	5,6	5,6
Besparing	0	5,7	5,7	5,7	0	5,1	5,1	5,1
Overig	0	0,6	0,8	0,8	0	0,7	0,8	0,8
<b>Totaal</b>	<b>7</b>	<b>32</b>	<b>39</b>	<b>41</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>29</b>	<b>30</b>

## 4 Discussie

### 4.1 Vergelijking met ECN/PBL (2013)

Bij het sluiten van het Energieakkoord in 2013 presenteerden het ECN en PBL een analyse van de mogelijke effecten van het akkoord (ECN/PBL 2013). In deze paragraaf vergelijken we de effecten die destijds werden ingeschat met de analyse in dit rapport. In het ECN/PBL-rapport was geen raming opgenomen van de nationale kosten. Wel was een analyse gemaakt van de omvang van de extra investeringen die door maatregelen uit het Energieakkoord zouden worden uitgelokt, met het doel om werkgelegenheidseffecten te kunnen inschatten.

Verwacht werd dat de afspraken uit het Energieakkoord aan de bovenkant van de bandbreedte zouden kunnen leiden tot een aandeel hernieuwbare energie van 14 procent in 2020 en 16 procent in 2023. Het aandeel van 14 procent hernieuwbare energie veronderstelde 290 petajoule hernieuwbare energieproductie, waarvan 54 petajoule uit windparken op land, 37 uit windparken op zee (inclusief 10 petajoule als gevolg van inzet van 'reservebudget'), 25 uit bijsmaak van biomassa, 15 uit zonnepanelen en 159 petajoule overig hernieuwbaar. Het finale eindgebruik na uitvoering van de maatregelen uit het Energieakkoord werd geraamd op 2.124 tot 2.164 petajoule. Daarin is rekening gehouden met de verwachte effecten van de doorrekenbare maatregelen uit het Energieakkoord (met een effect van 22 tot 60 petajoule besparing).

In het toenmalige basispad (waarin rekening was gehouden met de effecten van het vastgestelde beleid, verder aangeduid als SER-basispad) werd een aandeel hernieuwbare energie verwacht van 8,6 procent in 2020 (Koelemeijer et al. 2013; Verdonk & Wetzels 2012).

In de KEV2019 wordt voor het jaar 2020 een aandeel hernieuwbare energie geraamd van 11,4 procent. Dit aandeel is daarmee lager dan destijds is ingeschat als maximaal te realiseren met de afspraken uit het Energieakkoord. Ook is de samenstelling van de verwachte productie uit hernieuwbare bronnen anders. De productie van hernieuwbare energie in 2020 uit windparken komt aanzienlijk lager uit, terwijl die uit zon-PV hoger in de KEV2019 is dan destijds werd ingeschat op grond van de afspraken in het Energieakkoord. De besparingen door maatregelen uit het Energieakkoord bedragen volgens de KEV2019 80 petajoule (met een bandbreedte van 49-111 petajoule). De besparingen liggen daarmee hoger dan destijds geraamd, wat vooral een gevolg is van extra beleid dat na 2013 is geformuleerd.

Het ECN en PBL schatten in 2013 de extra investeringen in de periode 2013-2020 ten opzichte van die in het basispad tussen de 13 en 17,7 miljard euro (prijsspeil 2013). Daarvan zou 9,4 miljard samenhangen met een toename van het aandeel hernieuwbare energie. De overige investeringen (8,4 miljard aan de bovenkant van de bandbreedte) hingen samen met energiebesparingen, waarvan het overgrote deel (7,6 miljard) in de gebouwde omgeving.

Bij de vergelijking van de investeringen van destijds met de in dit rapport geschatte investeringen, horen enkele kanttekeningen:

- investeringen voor het stimuleren van energiebesparing bij mobiliteit of het stimuleren van elektrische auto's waren destijds buiten beschouwing gelaten (zie ECN/PBL 2013: 22), omdat het effecten betrof van Europees besparingsbeleid of omdat het ging om beleid dat al bestond voor het afsluiten van het Energieakkoord (stimuleren elektrisch rijden); om die reden hebben we deze investeringen ook in deze vergelijking buiten beschouwing gelaten;

- de investeringen in het ECN/PBL-rapport betroffen de cumulatieve investeringen in de periode 2013 tot en met 2020; het ging daarbij om extra investeringen ten opzichte van het toenmalige SER-basispad; om die reden zijn investeringen die samenhangen met ontwikkelingen die onderdeel zijn van het SER-basispad in deze vergelijking niet meegenomen;
- het doel van de investeringsberekeningen was destijds het inschatten van de werkgelegenheidseffecten in 2020, omdat het Energieakkoord van 2013 een expliciete werkgelegenheidsdoelstelling bevatte; daarom zijn toen de investeringen tot en met 2020 beschouwd en niet die tot en met 2023; ook hier bekijken we daarom de cumulatieve investeringen in de periode van 2013 tot en met 2020;
- de bedragen in het ECN/PBL-rapport zijn in het prijspeil van 2013 omgerekend naar het prijspeil van 2018 zijn de investeringsbedragen 13,6 tot 18,7 miljard euro.

De extra investeringen in de periode 2013-2020 zijn in tabel 4.1 weergegeven, zowel volgens het ECN/PBL-rapport uit 2013 als volgens dit rapport (extra ten opzichte van het SER-basispad). De investeringen ten behoeve van windenergie op land én op zee zijn in dit rapport aanzienlijk lager dan destijds verwacht bij realisatie van de bovenkant van de bandbreedte. Destijds waren dit investeringen om in 2020 te komen tot 6 gigawatt windenergie op land en 2,7 gigawatt windenergie op zee. In dit rapport gaan we uit van de voor 2020 verwachte realisatie conform de KEV2019: 4,7 gigawatt windenergie op land en 1,7 gigawatt windenergie op zee. De nu lager verwachte realisatie leidt tot lagere kosten; ook de investeringen per petajoule geproduceerde windenergie zijn in dit rapport circa 25 procent lager dan destijds verwacht.

De investeringen voor zon-PV zijn in dit rapport ruim 4 miljard euro hoger dan die in het ECN/PBL-rapport. De reden is dat destijds een toename van 9 naar 15 petajoule werd verwacht, terwijl in de KEV2019 voor 2020 29 petajoule aan zonnestroom wordt geraamd. Deze toename is daarmee ruim driemaal hoger dan destijds verwacht. De investeringen per petajoule geproduceerde zonnestroom zijn vergelijkbaar.

De investeringen in energiebesparing liggen in dit rapport in totaal ruim 1 miljard euro lager dan die in het ECN/PBL-rapport aan de bovenkant van de bandbreedte. In de gebouwde omgeving zijn de voor 2020 geraamde energiebesparingen in de KEV2019 (31 petajoule, middenwaarde) lager dan de besparingen die destijds haalbaar leken op grond van de maatregelen in het Energieakkoord (43 petajoule aan de bovenkant van de bandbreedte). Bij de industrie en landbouw zijn de voor 2020 geraamde energiebesparingen in de KEV2019 (28 petajoule, middenwaarde) juist hoger dan de besparingen die destijds haalbaar leken (17 petajoule aan de bovenkant van de bandbreedte).

Investerings in het net op zee zijn in tabel 4.1 meegenomen in de investeringen voor windenergie op zee. Profiel- en onbalanskosten en kosten voor het net op land zijn in dit rapport als jaarlijkse overige kosten opgenomen, uitgaande van de opgewekte hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit en kengetallen voor deze kostenposten per kilowattuur hernieuwbare elektriciteit (zie paragraaf 3.1). Profiel- en onbalanskosten vormen daarbinnen de grootste bijdrage, en het is aannemelijk dat de investeringen hiervoor gering zijn: er zijn geen extra investeringen nodig in fossiel vermogen als back-upcapaciteit voor de inpassing van de hernieuwbare elektriciteit die op grond van het Energieakkoord extra is gerealiseerd. De jaarlijkse kosten voor het net op land zullen voor een deel bestaan uit jaarlijkse rente en afschrijvingen op investeringen. Deze zijn in tabel 4.1 niet opgenomen. Ook de werkgelegenheidseffecten hiervan zijn in het ECN/PBL-rapport niet meegerekend.

Resumerend: de vergelijking met het ECN/PBL-rapport uit 2013 kan alleen gedaan worden op het niveau van extra investeringen in de periode 2013-2020. De omvang van de extra

investeringen in de periode 2013-2020 ten opzichte van het toenmalige basispad werden destijds geschat op 19 miljard euro (bovenkant bandbreedte, prijspeil 2018), tegenover 15 miljard euro in dit rapport. De verschillen zijn verklaarbaar.

**Tabel 4.1 Extra investeringen 2013-2020 (miljard euro) ten opzichte van het SER-basispad, zoals ingeschat in ECN/PBL (2013; bovenkant bandbreedte) en in dit rapport, en conform de afbakening van het Energieakkoord in ECN/PBL (2013)**

Hernieuwbare energie	Hernieuwbare energie en extra energiebesparing in 2020 (PJ)			Extra investeringen 2013-2020 (mld euro)	
	SER-basispad	ECN/PBL (2013) <sup>26</sup>	Dit rapport	ECN/PBL (2013)	Dit rapport
Windenergie op land	28	54	33	4,3	0,6
Windenergie op zee	21	37	25	3,9	0,8
Zon-PV	9	15	30	1,7	5,9
Biomassa meestook <sup>27</sup>	0	25	24	0	0,4
Overig hernieuwbaar <sup>28</sup>	132	159	133	0	0
Subtotaal hernieuwbaar				9,8	7,6
<b>Extra energiebesparing</b>					
Besparing gebouwde omgeving	n.v.t.	43	31	7,9	6,4
Besparing industrie	n.v.t.	14	19	0,7	0,5
Besparing landbouw	n.v.t.	3	9	0,2	0,7
Subtotaal energiebesparing				8,8	7,5
<b>Totaal</b>				<b>18,7</b>	<b>15,2</b>

## 4.2 Vergelijking met het SMWB-rapport

We hebben onze resultaten ook vergeleken met de kosten die zijn gerapporteerd in *De kosten van het Energieakkoord* van de Stichting Milieu, Wetenschap en Beleid (zie Keuken et al. 2019), hierna aangeduid als het SMWB-rapport. De hoofdconclusie van het SMWB-rapport was dat het Energieakkoord van 2013 de maatschappij 107 miljard euro zou kosten over de periode 2003-2038. We plaatsen eerst enkele kanttekeningen bij de door SMWB gekozen afbakening van de kosten van het Energieakkoord uit 2013.

### Afbakening

Het Energieakkoord werd gepresenteerd op 6 september 2013. Veel van de effecten die samenhangen met hernieuwbare energie en zuinigere en nul-emissie auto's die in dat akkoord in beeld zijn gebracht, zijn een gevolg van beleid dat al werd ingezet in de periode voordat het akkoord werd gesloten. Zo is hernieuwbare energie onder andere gestimuleerd via de subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) vanaf 2003 en via de Stimulering Duurzame Energie (SDE) vanaf 2008, en via de SDE+ vanaf 2011. Het beleid om zuinige en nul-emissie auto's te stimuleren is benoemd in het Energieakkoord, en concreet uitgewerkt in de Autobrief II (periode 2017-2020). De Autobrief II was echter een vervolg op de eerste Autobrief uit 2011, waarin fiscale stimulering van (zeer) zuinige auto's werd

<sup>26</sup> Uitgaande van de bovenkant van de bandbreedte zoals verondersteld in ECN/PBL (2013) voor de mogelijk geachte realisatie van hernieuwbare energie en de realisatie van energiebesparing.

<sup>27</sup> De meerkosten voor de inzet van biomassa voor hernieuwbare elektriciteitsproductie betreffen grotendeels de meerkosten van houtpellets ten opzichte van kolen; de investeringskosten zijn daarom relatief laag.

<sup>28</sup> Een deel van de toename van overige hernieuwbare energie in PBL/ECN (2013) betreft winning van bodem- en buitenluchtwarmte en zonneboilers, waarvan de investeringen zijn meegerekend bij besparingen in de gebouwde omgeving en landbouw.

voorgesteld. In de Autobrief II werd de fiscale stimulering van plug-inhybrides versoerd ten opzichte van het beleid uit de eerste Autobrief; de stimulering van volledig nulemissieauto's bleef behouden. In dat opzicht is het dus niet zonder meer logisch om de kosten die gemaakt zijn als gevolg van het al eerder ingezette beleid toe te rekenen aan kosten van het Energieakkoord.

Verder is van het energiebesparingsbeleid maar een beperkt deel meegenomen; energiebesparingsbeleid is al decennia geleden ingezet, zowel nationaal als via de Europese Unie. Dit heeft geleid tot een aanzienlijke besparing op de kosten voor energie (zie paragraaf 4.3). Daar staat tegenover dat ook voor die maatregelen investeringen gedaan zijn. De kosten en baten van dit energiebesparingsbeleid zijn echter niet meegerekend, noch in dit rapport, noch in het SMWB-rapport. In paragraaf 4.3 gaan we hier wat verder op in.

### Nationale kosten van het beschouwde klimaatbeleid

De nationale kosten die gemaakt zijn als gevolg van het beleid gericht op het stimuleren van hernieuwbare energie vanaf 2000, het stimuleren van elektrische auto's en het beleid gericht op het realiseren van het doel van 100 petajoule energiebesparing, verschillen aanzienlijk tussen het rapport van SMWB en dit rapport (tabel 4.2; figuur 4.1). In dit rapport komen we in totaal uit op minder dan de helft van de kosten zoals genoemd in het SMWB-rapport. In het SMWB-rapport worden kosten bekeken over de periode 2003-2038. Voor de vergelijkbaarheid hebben onze resultaten in deze paragraaf daarom ook betrekking op die periode.

**Tabel 4.2 Cumulatieve nationale kosten in de periode 2003-2038 (miljard euro) van de in dit rapport beschouwde technische maatregelen, vergeleken met de kosten volgens het SMWB-rapport**

	Met herinvesteringen	Zonder herinvesteringen	SMWB-rapport
Windenergie op zee	2,5	2,7	12,0
Windenergie op land	3,2	4,3	11,7
Zon-PV	9,2	9,0	8,7
Inpassingskosten hernieuwbaar	12,3	11,1	19,2
Biomassa	10,0	7,9	22,8
Biobrandstof wegverkeer	6,4	3,3	6,2
Geothermie	0,1	0,1	1,0
Energiebesparing	-0,6	0,2	15,6
Elektrisch vervoer / schone voertuigen <sup>30</sup>	4,7	4,7	7,6 <sup>29</sup>
Overig hernieuwbaar			0,6
Overig			1,8
<b>Totaal</b>	<b>48</b>	<b>43</b>	<b>107,2</b>
Gemiddeld per jaar	1,3	1,2	3,0
% van het bbp	0,16%	0,15%	0,37%

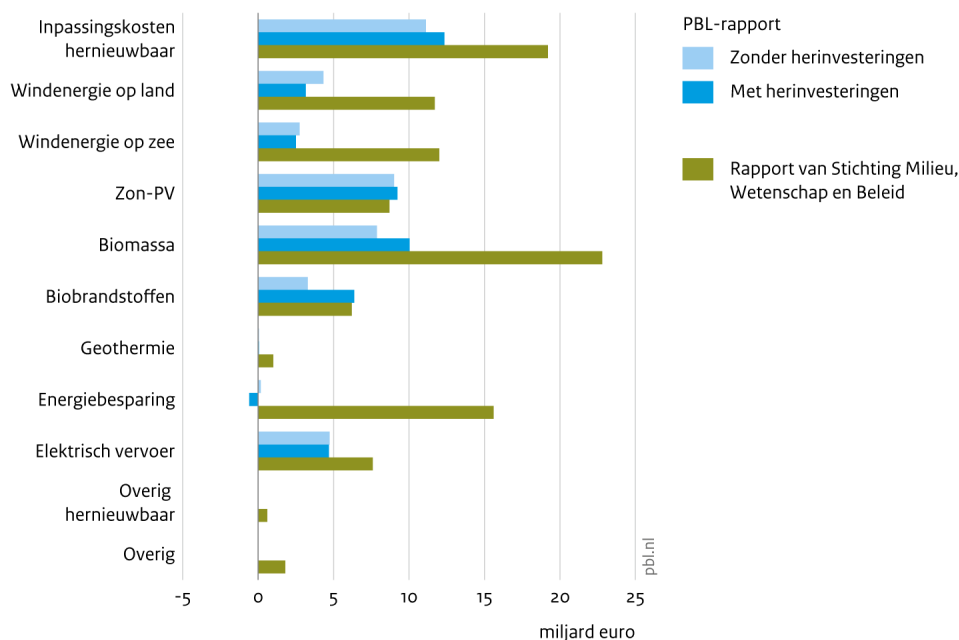
De belangrijkste redenen voor de door ons geschatte lagere kosten zijn dat in het SMWB-rapport de kosten voor hernieuwbare energie zijn geschat op basis van een bovengrens aan mogelijke (overheids)uitgaven op basis van de SDE+, dat er op enkele punten dubbeltellingen in het SMWB-rapport zitten, en dat in het SMWB-rapport misgelopen energiebelastingen door de overheid worden meegerekend, wat voor het nationale kostenbegrip incorrect is.

<sup>29</sup> Bij SMWB is dit inclusief het stimuleren van zuiniger auto's.

We lopen hierna per kostenpost de belangrijkste verschillen na. Naast de hier genoemde verschillen zijn er nog veel andere redenen voor de verschillen, maar die zijn qua omvang minder belangrijk.

Figuur 4.1

### Vergelijking van cumulatieve nationale kosten tussen publicaties, 2003 – 2038



Bron: SMWB 2019; PBL

### Algemeen punt

- De subsidiabele periode voor windenergie op land en op zee, zon-PV en geothermieprojecten is (maximaal) vijftien jaar. SMWB houdt geen rekening met opbrengsten als gevolg van de energieproductie na afloop van de subsidiabele periode. In ons rapport gaan we uit van een technische levensduur van zon-PV-, wind- en geothermieprojecten van twintig jaar, waardoor er vijf jaar langer sprake is van opbrengsten uit deze hernieuwbare energieprojecten.

### Windenergie op land en op zee

- In het SMWB-rapport is bij windenergie op land en op zee vanaf 2013 uitgegaan van een correctiebedrag van 2,8 eurocent per kilowattuur (gebaseerd op een voorlopig correctiebedrag voor 2017), terwijl het gemiddelde vastgestelde correctiebedrag sinds de start van de SDE+ 3,8 eurocent per kilowattuur bedraagt. Als SMWB zou zijn uitgegaan van 3,8 eurocent, zouden de door hen berekende kosten voor windenergie op land en op zee samen 4 miljard euro lager zijn uitgevallen.
- In correctiebedragen voor windenergie is al rekening gehouden met een zogenaamde profielfactor. Hiermee wordt uitgedrukt dat de prijs van de geproduceerde elektriciteit een lagere waarde heeft dan de jaargemiddelde elektriciteitsprijs; dit leidt tot een hogere subsidiebehoefte. Maar daarbovenop brengt SMWB ook nog apart de kosten voor inpassing van niet-regelbare hernieuwbare elektriciteitsproductie in rekening bij inpassingskosten voor hernieuwbare energie. Dat is een dubbeltelling op dit punt.
- Verder is geen rekening gehouden met de lagere kosten voor de bouw van de windparken Hollandse Kust Zuid en Noord (deze zullen zonder subsidie worden gerealiseerd).
- Ook is de subsidiebehoefte van 822 megawatt windenergie op land bij SMWB dubbel geteld (dit leidt tot 1,5 miljard euro hogere kosten bij SMWB).



## Zon-PV

- Voor zon-PV komen wij op ongeveer gelijke nationale kosten uit, maar dit komt vooral doordat in het SMWB-rapport de hoeveelheid opgesteld vermogen voor zon-PV veel lager is ingeschat (bijna 80 procent lager in 2023) dan waar wij van zijn uitgegaan.

## Inpassingskosten hernieuwbare energie

- In het SMWB-rapport wordt uitgegaan van 25 euro per megawattuur (MWh) als inpassingskosten voor hernieuwbare elektriciteit, waar wij uitgaan van 13 euro per megawattuur (zie paragraaf 3.1). SMWB rekent dit alleen over de elektriciteit uit windenergie die via de SDE+ wordt gesubsidieerd; wij hebben dit gerekend over alle niet-regelbare elektriciteit. Per saldo levert dit bij ons juist hogere kosten op (1,5 miljard euro hoger zonder herinvesteringen, 2,7 miljard euro hoger mét herinvesteringen).
- In het SMWB-rapport is bovenop deze inpassingskosten een post opgenomen van 4 miljard euro voor 'Energie-infrastructuur – extra uitgaven t.b.v. energieakkoord t/m 2020 (bijv. biogas in distributienet, landennetten aan elkaar knopen, uitrol slimme meters, smart grids)', en een post van 2,5 miljard euro voor versnelde afschrijving op fossiele centrales. Kosten voor versterking van de netwerken op land zijn echter al meegenomen in de inpassingskosten. Digitalisering van het opnemen van meterstanden via de uitrol van slimme meters hebben wij niet tot kosten van het Energieakkoord gerekend. De nationale kosten van de kolencentrales die zijn gesloten vanwege afspraken in het Energieakkoord zijn verwaarloosbaar; deze centrales waren al rond de dertig jaar oud of ouder, en zouden anders naar verwachting om bedrijfseconomische redenen ook gesloten zijn. Het beschikbaar houden van voldoende back-upcapaciteit is al onderdeel van de inpassingskosten.

## Biomassa

- SMWB rekent de subsidiebehoefte van de inzet van biomassa voor elektriciteitsproductie via de MEP en SDE uit als het verschil tussen de totaal te verwachten kasuitgaven en kasuitgaven voor andere vormen van hernieuwbare energie dan biomassa voor elektriciteitsproductie. Bij deze berekening is SMWB echter vergeten om de kasuitgaven voor windenergie op zee vanuit de SDE af te trekken. Naar verwachting gaat circa 75 procent (circa 7 miljard euro) van het SDE-budget naar windenergie op zee.<sup>30</sup> Hierdoor worden de kasuitgaven voor windenergie op zee vanuit de SDE gerekend als inzet voor elektriciteitsproductie uit biomassa. Dit is daarmee een dubbeltelling van de kasuitgaven.

## Energiebesparing

- In het SMWB-rapport worden de nationale kosten van energiebesparing overschat, omdat ze grotendeels zijn gebaseerd op misgelopen energiebelastingen door de overheid. Dit is incorrect. Misgelopen inkomsten voor de overheid zijn gelijk aan de baten voor burgers en bedrijven die minder belasting hoeven te betalen. Voor de maatschappij als geheel vallen de kosten voor de overheid en de baten voor burgers en bedrijven tegen elkaar weg (zie ook tekstkader 2.1 in hoofdstuk 2).

## Elektrische auto's / schonere auto's

- In het SMWB-rapport worden ook misgelopen overheidsinkomsten uit autobelastingen (motorrijtuigenbelasting, belasting van personenauto's en motorrijwielen) gerekend als nationale kosten; dit betreft 5,3 miljard euro tot en met 2013. Misgelopen inkomsten voor de overheid zijn echter geen onderdeel van de nationale kosten (zie ook energiebesparing). Tot en met 2013 waren er nog nauwelijks stekkerauto's (plug-inhybrides en volledig elektrische auto's) in het Nederlandse wagenpark (zie figuur 3.8). In ons rapport liggen de nationale kosten die samenhangen met de toename van stekkerauto's daarmee

---

<sup>30</sup> Dit gaat specifiek om de SDE (dus niet SDE+). Cijfers voor toekomstige jaren zijn gebaseerd op modellering van kasuitgaven in het kader van de KEV 2019.

hoger dan die in het SMWB-rapport. De belangrijkste reden daarvoor is dat wij hogere kosten hebben gerekend voor de uitrol van laadinfrastructuur.

### **Herinvesteringen**

- In ons rapport is standaard gerekend met herinvesteringen die nodig zijn om het aandeel hernieuwbare energie op (ongeveer) 16 procent te houden na 2023, de effecten van besparingsmaatregelen na 2020 vast te houden, en om het aantal elektrische auto's na 2020 constant te houden. In het SMWB-rapport is geen rekening gehouden met zulke herinvesteringen. Zonder rekening te houden met herinvesteringen komen we uit op 43 miljard euro aan nationale kosten in de periode 2003-2038; mét herinvesteringen is dit 48 miljard euro. Het verschil is overigens relatief beperkt, omdat veel herinvesteringen vanuit nationaal kostenperspectief rendabel zijn door kostendalingen of efficiëntieverbeteringen die reeds gerealiseerd zijn of verwacht mogen worden.

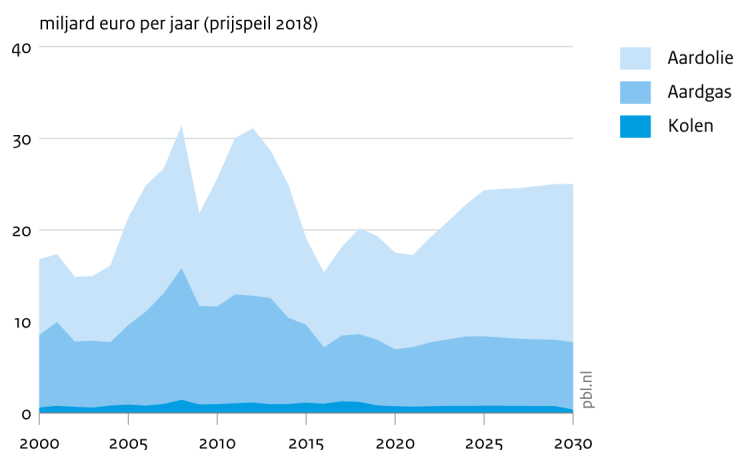
## **4.3 Bredere beschouwing**

### **Orde van grootte van de kosten van het energiesysteem**

In de inleiding van het verdiepingsdeel van dit rapport hebben we uitgelegd dat op verschillende manieren gekeken kan worden naar de vraag wat de kosten zijn die in het basispad worden gemaakt. In dit rapport is gekeken naar de kosten die worden gemaakt als gevolg van het gevoerde beleid dat is meegenomen in het basispad. We hebben gekeken naar de nationale kosten als gevolg van beleid dat ten grondslag heeft gelegen aan de toename van hernieuwbare energie na 2000, het stimuleren van energiebesparing gericht op het doel van 100 petajoule besparing in het Energieakkoord van 2013 en het stimuleren van elektrische auto's tot en met 2020. Maar de vraag naar welke kosten in het basispad worden gemaakt, kan ook worden gezien als een vraag naar de totale kosten van het energiesysteem. In deze paragraaf geven we daarvan een indruk.

In de inleiding schetsten we al dat de kosten van het energiesysteem in elk geval de kosten (of baten) omvatten voor het gebruik (of export) van energiedragers in Nederland (zoals kolen, olie, gas en elektriciteit). De fossiele energierekening van Nederland (berekend als het verbruikssaldo vermenigvuldigd met de jaargemiddelde internationale groothandelsprijs van de betreffende energiedrager) schommelt sinds het jaar 2000 tussen de 15 en 30 miljard euro per jaar (figuur 4.2). Ook is er handel in elektriciteit met omliggende landen. De omvang van deze stromen fluctueert van moment tot moment, evenals de prijs van elektriciteit. Op jaarbasis is er sinds 2000 sprake geweest van netto import, van tussen de 3 en 21 terawattuur (TWh). Bij een netto import van 20 terawattuur per jaar en een groothandelsprijs van 50 euro per megawattuur (MWh) zou het gaan om een kostenpost van 1 miljard euro; in de meeste jaren was het minder. De waarde van import en export van energie in andere vormen ten behoeve van het binnenlandse verbruik is verwaarloosbaar.

Figuur 4.2  
Energierkening van Nederland voor fossiele brandstoffen



Bron: PBL

De kosten van het energiesysteem omvatten ook kosten als gevolg van de aanschaf en het onderhoud van apparaten, machines, installaties en dergelijke die in het energiesysteem worden gebruikt (zoals energiecentrales, windmolens, zonnepanelen, industriële ovens en ketels, netten voor transport en distributie van elektriciteit, gassen, olie, enzovoort).

De afbakening van wat wel of niet meer tot het energiesysteem zou moeten worden gerekend is daarbij nogal arbitrair. Worden bijvoorbeeld de totale kosten van een gebouw tot het energiesysteem gerekend, of bijvoorbeeld alleen de meerkosten van dubbelglas of een beter geïsoleerde muur? Vallen de kosten van de carrosserie en banden van een auto onder die van het energiesysteem, of alleen de kosten van het motorblok, of alleen de meerkosten van een zuinigere automotor ten opzichte van een minder zuinige motor?

In energiemodellen worden op dit punt verschillende afbakeningen gebruikt. In het energiesysteemmodel Ensysi (Sanchez Diéguez 2018; Schure et al. 2017) bijvoorbeeld, bedragen de jaarlijkse nationale kosten voor rente en afschrijvingen op investeringen ook al gauw 20 miljard euro en zijn er circa 10 miljard euro aan nationale kosten voor onderhoud en bediening van apparaten, machines en auto's. Bij die afbakening zijn de nationale kosten van het energiesysteem dan circa 50 miljard euro per jaar. In andere energiesysteemmodellen zullen andere afbakeningen van het energiesysteem tot andere systeemkosten leiden.

#### 4.1 Rekenvoorbeeld

Stel dat er in een land 6 miljoen auto's zijn die allemaal vijftien jaar meegaan (uitgaande van een evenwichtige levensopbouw). Dan worden er in elk jaar 400.000 auto's verkocht. Stel dat het gaat om 15.000 euro per auto (exclusief belastingen) en dat deze kosten volledig tot het energiesysteem worden gerekend, dan gaat het om een jaarlijkse investering van 6 miljard euro. In dit voorbeeld is dat gelijk aan de jaarlijkse afschrijving op investeringen (kapitaalkosten) indien rente wordt verwaarloosd. Ook worden elk jaar 6 miljoen auto's onderhouden. Stel dat dat 400 euro per auto kost (exclusief belastingen), dan gaat het om 2,4 miljard euro aan jaarlijkse O&M-kosten.

Tegenover de kosten van het energiesysteem staan uiteraard ook welvaartseffecten. Mensen kunnen wonen in verwarmde woningen, rijden in auto's, kunnen machines en apparaten laten werken, enzovoort. De nationale kosten van de maatregelen ten behoeve van het verduurzamen van het energiesysteem zoals beschouwd in dit rapport, bedragen gemiddeld

over de beschouwde periodes tussen de 1 en 2 miljard euro per jaar, en kunnen worden afgezet tegen de jaarlijkse kosten van het energiesysteem zelf.

### **Reflectie op de afbakening in dit onderzoek**

In dit rapport hebben we gekeken naar de kosten van hernieuwbare energieprojecten vanaf het jaar 2000, de kosten van energiebesparingsmaatregelen gericht op het realiseren van het 100 petajoule besparingsdoel uit het Energieakkoord van 2013 en de kosten voor het stimuleren van elektrische auto's tot en met 2020. Daarmee valt het overgrote deel van de kosten van hernieuwbare energieprojecten die tot en met 2023 zijn gerealiseerd onder de kosten die in dit rapport zijn bekeken. De jaarlijkse kosten van hernieuwbare energieprojecten die voor het jaar 2000 zijn gerealiseerd vallen hier niet onder. De hernieuwbare energieprojecten die voor het jaar 2000 zijn gerealiseerd, zijn echter deels gerealiseerd zonder specifieke subsidie, zoals houtstook bij huishoudens.

De kosten en baten als gevolg van herinvesteringen ten behoeve van het op peil houden van het aandeel hernieuwbare energie na 2023 en het vasthouden van de effecten van energiebesparing zijn wel meegenomen. Overigens is er in totaal slechts een relatief gering verschil tussen de kosten van het wel of niet meenemen van herinvesteringen (52 miljard euro respectievelijk 45 miljard euro aan cumulatieve kosten over de periode 2000 tot en met 2050; dit is gemiddeld 1,0 miljard euro per jaar met herinvesteringen en gemiddeld 0,9 miljard euro per jaar zonder herinvesteringen). Ook de kosten van de toename van elektrisch vervoer vallen hiermee volledig binnen de scope van dit rapport.

Een groot deel van het besparingsbeleid valt echter buiten de scope van dit rapport. Energiebesparingsbeleid wordt al sinds de eerste oliecrisis gevoerd, sinds het begin van de jaren zeventig van de vorige eeuw. Dit leidde, onder invloed van onder andere brandstofaccijnzen en eisen aan de energie-efficiëntie van auto's, tot een zuiniger wagenpark. Ook is er al sinds jaar en dag beleid gericht op het energiezuiniger maken van bijvoorbeeld woningen en overige gebouwen (isolatie-eisen en de introductie van hoogrendementsgasketels) en elektrische apparaten (vooral via de Europese Ecodesign-richtlijn, waardoor bijvoorbeeld koelkasten, verlichting en andere elektrische apparaten energiezuiniger zijn geworden).

Effecten van het energiebesparingsbeleid (zowel nationaal beleid als EU-beleid) dat geen onderdeel is van het 100 petajoule besparingsdoel, zullen ook effecten hebben (gehad) in de periode 2000-2050. Via het Protocol Monitoring Energiebesparing (PME, zie tekstkader 4.2) is berekend hoeveel besparing er is gerealiseerd sinds het jaar 2000. Het besparingstempo lag in de periode 2000-2010 gemiddeld op 1,1 procent per jaar (Gerdes & Boonekamp 2012). In de periode 2013-2020 wordt het besparingstempo geraamd op 1,5 procent per jaar. De versnelling van het besparingstempo na 2013 is grotendeels te danken aan beleid uit het Energieakkoord; zonder dat beleid zou de besparing naar schatting in deze periode een half procent lager liggen (Schoots & Hammingh 2019).

Het energiegebruik in 2020 ligt door de besparing die na het jaar 2000 is gerealiseerd ruim 20 procent lager dan zonder besparing het geval zou zijn geweest. Deels zal de energiebesparing autonoom tot stand zijn gekomen (onder invloed van energieprijzen zelf), deels onder invloed van beleid. In het jaar 2020 is de besparing op de energierekening van Nederland zo'n 3 miljard euro per jaar (uitgaande van internationale groothandelsprijzen). De energiebaten van het energiebesparingsbeleid uit het Energieakkoord zitten hier al bij, en bedragen in 2020 zo'n 0,5 miljard euro. De energiebaten zonder het beleid uit het Energieakkoord bedragen in 2020 derhalve zo'n 2,5 miljard euro. Tegenover deze jaarlijkse energiebatens zullen ook jaarlijkse kapitaalkosten staan (als gevolg van rente en afschrijvingen op investeringen). Het valt buiten de scope van dit onderzoek om daarvan een schatting te

maken, waardoor er geen uitspraak kan worden gedaan over het saldo van energiebatens en de daarvoor benodigde investeringen.

#### **4.2 Besparing volgens het Protocol Monitoring Energiebesparing (PME)**

In dit tekstkader, overgenomen uit de Klimaat- en Energieverkenning van 2019, beschrijven we energiebesparing volgens de definitie van het Protocol Monitoring Energiebesparing (PME; Boonekamp et al. 2001; RVO 2015).

Het Protocol Monitoring Energiebesparing gaat over besparing op het zogeheten primaire verbruik door efficiëntieverbeteringen, en omvat daarom ook besparingen bij de elektriciteitsopwekking en ander energieaanbod. Het PME kijkt niet naar de absolute afname van het energiegebruik, maar naar de afname van het verbruik ten opzichte van een situatie waarin geen efficiëntieverbetering plaatsvindt. De definities van het PME zijn al jaren hetzelfde, daarom biedt het PME de mogelijkheid om trends in de energiebesparing in verleden, heden en toekomst met elkaar te vergelijken.

Energiebesparing komt altijd voort uit concrete acties van burgers en bedrijven, zoals vervanging van apparaten, investeringen in gebouwisolatie, efficiëntere apparatuur, verlichting en voertuigen. De aanleiding tot die acties kan zeer divers zijn: vervanging aan het einde van de levensduur van apparaten, hoge energieprijzen, nieuw of bestaand beleid, nationaal of Europees beleid, consumentenvoorkeuren, media-aandacht voor energie, et cetera. Vaak is een natuurlijk moment (vervanging, renovatie, nieuwbouw) de concrete aanleiding tot de actie, en zorgt beleid ervoor dat op dat moment een zuiniger variant wordt gekozen dan anders het geval zou zijn.

Het PME telt alle besparingen mee, ongeacht wat de aanleiding daarvoor is. Het PME geeft daarmee het compleetste beeld van energiebesparingseffecten, en is een goede graadmeter voor de trends in energiebesparing op de wat langere termijn.

# Literatuur

- Algemene Rekenkamer (2018), Focus op kosten windenergie op zee, <https://www.rekenkamer.nl/publicaties/rapporten/2018/09/27/focusonderzoek-kosten-van-windparken-op-zee>.
- Arnoldussen, J., R. van Zwet, M. Koning & M. Menkveld (2016), Verplicht energielabel voor kantoren, Amsterdam, [https://www.eib.nl/pdf/verplicht\\_energielabel\\_voor\\_%20kantoren.pdf](https://www.eib.nl/pdf/verplicht_energielabel_voor_%20kantoren.pdf).
- BloombergNEF (2019), Electric Vehicle Outlook 2019, <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>.
- Boonekamp, P.G.M., H. Mannaerts, H.H.J. Vreuls & B. Wesselink (2001), Protocol Monitoring Energiebesparing, CPB/ECN/Novem/RIVM, ECN-C--01-129.
- CBS (2019a), Hernieuwbare energie in Nederland 2018, Den Haag, <https://www.cbs.nl/nl-nl/publicatie/2019/40/hernieuwbare-energie-in-nederland-2018>.
- CBS (2019b), StatLine, Windenergie op land; productie en capaciteit per provincie, <https://opendata.cbs.nl/statline/portal.html?la=nl&catalog=CBS&tableId=70960ned&theme=284>.
- CBS (2019c), Aantal volledig elektrische auto's verdubbeld, <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2019/19/aantal-volledig-elektrische-auto-s-verdubbeld>.
- CBS (2020), Bijna 200 duizend stekkerauto's, <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2020/16/bijna-200-duizend-stekkerauto-s>.
- CE Delft (2017), Handboek Milieuprijzen 2017 - Methodische onderbouwing van kentallen gebruikt voor waardering van emissies en milieuprijzen, <https://www.ce.nl/publicaties/1963/handboek-milieuprijzen-2016>.
- Cremers, M., J. Daey Ouwens & B. Strengers (2019b), Conceptadvies verbranding en vergassing van biomassa SDE++ 2020, Den Haag, <https://www.pbl.nl/publicaties/conceptadvies-sde-2020-verbranding-en-vergassing-van-biomassa>.
- CROW (2012), Elektrisch rijden: duurzaam en praktisch haalbaar Samenvatting praktijkproef elektrisch rijden, <https://www.crow.nl/downloads/documents/kpvv-kennisdocumenten/onderwerpen-publicaties-duurzame-mobiliteit-elektr>.
- Daniëls, B. & R. Koelemeijer (2016), Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies, Bijlage bij het IBO kostenefficiëntie CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen, [https://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2016-kostenefficiëntie-van-beleidsmaatregelen-ter-vermindering-van-broeikasgasemissies\\_1748.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2016-kostenefficiëntie-van-beleidsmaatregelen-ter-vermindering-van-broeikasgasemissies_1748.pdf).
- EC (2014), Impact assessment Accompanying the documents Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EC) No 443/2009 to define the modalities for reaching the 2020 target to reduce CO<sub>2</sub> emissions from new passenger cars and Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) No 510/2011 to define the modalities for reaching the 2020 target to reduce CO<sub>2</sub> emissions from new light commercial vehicles.
- ECN (2001), Berekening onrendabele top Duurzame Energie opties: resultaten, Petten.
- ECN (2002), Update van de berekeningen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit, Petten.
- ECN (2008a), Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling, rapport ECN-E--08-003, Petten.
- ECN (2008b), Technisch-economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling, rapport ECN-E--08-090, Petten.
- ECN (2009), Eindadvies basisbedragen 2010 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling, rapport ECN-E--09-058, Petten.

- ECN (2010), Eindadvies basisbedragen 2011 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling, rapport ECN-E--10-082, Petten.
- ECN (2011), Basisbedragen in de SDE+ 2012 Eindadvies, rapport ECN-E--11-054, Petten, <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--11-054>.
- ECN (2012), Basisbedragen in de SDE+ 2013 Eindadvies, rapport ECN-E--12-038, Petten, <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>.
- ECN (2013), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014, rapport ECN-E--13-050, Petten, <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>.
- ECN (2014), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015, rapport ECN-E--14-035, Petten, <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>.
- ECN (2015), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016, rapport ECN-E--15-052, Petten, <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>.
- ECN (2016), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017, rapport ECN-E--16-040, Petten, <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>.
- ECN (2017), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018, rapport ECN-E--17-048, Petten, <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>.
- Fürstenwerth, D., D. Pescia & P. Litz (2015), The Integration Costs of Wind and Solar Power, Berlin, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/integrationskosten-wind-pv/Agora\\_Integration\\_Cost\\_Wind\\_PV\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/integrationskosten-wind-pv/Agora_Integration_Cost_Wind_PV_web.pdf).
- Gerdes, J. & P.G.M. Boonekamp (2012), Energiebesparing in Nederland 2000-2010, rapport ECN-E--12-061, Petten.
- Groen, B in 't, C. de Vries, H. Mijndrieff & K. Smekens (2019), Conceptadvies SDE++ 2020 Geothermie, Den Haag: PBL.
- Hammingh, P. (2019), Kortetermijnraming voor emissies en energie in 2020, Den Haag, <https://www.pbl.nl/publicaties/kortetermijnraming-voor-emissies-en-energie-in-2020>.
- Harmelink, M., L. Bosselaar, J. Gerdes, P. Boonekamp, R. Segers, H. Pouwelse & M. Verdonk (2012), Berekening van de CO<sub>2</sub>-emissies, het primair fossiel energiegebruik en het rendement van elektriciteit in Nederland. [https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2012/39/berekening-van-de-CO<sub>2</sub>-emissies-het-primair-fossiel-energiegebruik-en-het-rendement-van-elektriciteit-in-nederland](https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2012/39/berekening-van-de-CO2-emissies-het-primair-fossiel-energiegebruik-en-het-rendement-van-elektriciteit-in-nederland).
- ICCT (2014), EU CO<sub>2</sub> emission standards for passenger cars and light-commercial vehicles, [https://theicct.org/publications/ldv-CO<sub>2</sub>-stds-eu-2030-update-jan2019](https://theicct.org/publications/ldv-CO2-stds-eu-2030-update-jan2019).
- IEA (2018), Global EV Outlook 2018, IEA, Paris, <https://www.iea.org/gevo2018/>.
- Jungmeier, G. et al (2016), Improving the sustainability of Fatty Acid Methyl Esters (FAME - biodiesel).
- Keuken, H., E. van der Pol, S. Santen, T. Wolters & M. Crok (2019), De kosten van het Energieakkoord, Analyse van de kosten en baten van het SER Energieakkoord uit 2013. [https://nslash.nl/mwenb/De\\_kosten\\_van\\_het\\_Energieakkoord.pdf](https://nslash.nl/mwenb/De_kosten_van_het_Energieakkoord.pdf).
- Koелеmeijer, R., M. Verdonk, T. van Dril & A. Seebregts (2013), Uitgangspunten voor het referentiep pad bij de evaluatie van het SER-energieakkoord. PBL-publicatienummer 1214, PBL/ECN, Bilthoven/Petten.
- Lensink, S.M. & L.W.M. Beurskens LWM (2017), Kosten wind op zee 2017, Petten. <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-N--17-022>.
- Lensink, S. (2018), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019, Den Haag, <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-2019>.
- Lensink, S. & I. Pisca (2019), Costs of offshore wind energy 2018 - Note, Den Haag, <https://www.pbl.nl/en/publications/costs-of-offshore-wind-energy-2018>.
- Lensink, S. (2020), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2020, Den Haag, [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020\\_3526\\_27-02-2020.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf).
- Maniatis, K. et al (2017), Final Report Building Up the Future Sub Group on Advanced Biofuels Sustainable Transport Forum, European Commission.

- Menkveld, M., M. Rietkerk, J. Mastop, C. Tigchelaar & K. Straver (2017), Besparingseffecten van slimme meters met feedbacksystemen en slimme thermostaten, Petten, <https://publications.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-N--17-017>.
- Meskens, A. (2018), Focus op kosten windenergie op zee, Den Haag, <https://www.rekenkamer.nl/publicaties/rapporten/2018/09/27/focusonderzoek-kosten-van-windparken-op-zee>.
- MilieuCentraal (2019), Prijs en opbrengst zonnepanelen, <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/zonnepanelen/zonnepanelen-kopen/prijs-en-opbrengst-zonnepanelen>.
- Ministerie van Financiën (2011), Maatregelen op het gebied van autobelastingen (Autobrief), Tweede Kamer, vergaderjaar 2010–2011, 32 800, nr. 1, <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-32800-1.pdf>.
- Ministerie van Financiën (2015), Autobrief II, Tweede Kamer, vergaderjaar 2014–2015, 32 800, nr. 27, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2015/06/19/autobrief-ii>.
- Ministerie van VROM (1994), Methodiek Milieukosten, Publicatiereeks Milieubeheer 1994/1, Den Haag: Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer.
- Ministerie van VROM (1998), Kosten en baten in het milieubeleid – definities en berekeningsmethoden, Publicatiereeks Milieustrategie 1998/6, Den Haag: Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer.
- Ministerie van VROM (2004), Handreiking voor monitoring en evaluatie van klimaatmaatregelen, Den Haag: Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2013/10/Handreiking%20Monitoring%20en%20Evaluatie%20Klimaatmaatregelen.pdf>.
- NEa (2019), Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2018 - Naleving verplichtingen wet- en regelgeving Energie voor Vervoer, NEa, Den Haag, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2019/07/04/rapportage-energie-voor-vervoer-in-nederland-2018>.
- Nykvist, B., F. Sprei & M. Nilsson (2019), Assessing the progress toward lower priced long range battery electric vehicles, Energy Policy 124: 144-155.
- Nationaal Kennisplatform laadinfrastructuur (2016), Verslag workshop 'Benchmark kosten publieke laadinfrastructuur', [https://www.nklnederland.nl/uploads/files/Verslag\\_workshop\\_Benchmark\\_Kosten\\_Publieke\\_Laadinfrastructuur\\_2016.pdf](https://www.nklnederland.nl/uploads/files/Verslag_workshop_Benchmark_Kosten_Publieke_Laadinfrastructuur_2016.pdf).
- Ozdemir, O., M. van Hout & P. Koutstaal (2017), Integration costs and market value of intermittent renewables: A study for the Dutch power market, Amsterdam, <https://publications.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-W--17-035>.
- PBL (2019a), Effecten ontwerpklimaatpakket, Den Haag: PBL, <https://www.pbl.nl/publicaties/effecten-ontwerp-klimaatpakket>.
- PBL (2019b), Het Klimaatpakket: effecten en aandachtspunten, Den Haag: PBL, [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-het-klimaatpakket-effecten-en-aandachtspunten\\_3806.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-het-klimaatpakket-effecten-en-aandachtspunten_3806.pdf).
- PBL/ECN (2013), Het Energieakkoord: wat gaat het betekenen? Inschatting van de gemaakte afspraken, <https://www.pbl.nl/publicaties/het-Energieakkoord-wat-gaat-het-betekenen>.
- Revnext, Achtergrondrapport Carbontax-model, <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/Revnext-Achtergrondrapport-Carbontax-model.pdf>.
- Rijksoverheid (2016), Rapport IBO kostenefficiëntie CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen, <http://www.rijksbegroting.nl/system/files/12/2016-ibo-kostenefficiëntie-co2-reductiemaatregelen.pdf>.
- RVO (2015), Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie - Herziening 2015, <https://www.rvo.nl/sites/default/files/Protocol%20Monitoring%20HE%20Interactief%20V3.pdf>.



- RVO (2019a), Monitor wind op land 2018, Zesde editie, Utrecht, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2019/04/30/monitor-wind-op-land-2018>.
- RVO (2019b), Projecten in beheer SDE(+), peildatum november 2019, <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/stimulering-duurzame-energieproductie-sde/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen>.
- RVO (2020), Statistics Electric Vehicles in the Netherlands (up to and including March 2020), <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/04/Statistics%20Electric%20Vehicles%20and%20Charging%20in%20The%20Netherlands%20up%20to%20and%20including%20March%202020.pdf>.
- Sanchez Diéguez, M. (2018), Energy system flexibility interactions - Analysis on the interaction between cross-border interconnectivity and decentralized demand-side response in the future development of the Netherlands energy system, MSc Thesis, Utrecht University.
- Schoots, K. & P. Hammingh (2019), Klimaat- en Energieverkenning 2019, Den Haag: PBL, <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2019>.
- Schure, K. et al. (2017), Investerings energietransitie en financierbaarheid – Uitdagingen met betrekking tot investeringen 2020–2040, Den Haag: PBL.
- SER (2013), Het Energieakkoord voor duurzame groei, Den Haag, <http://www.Energieakkoordser.nl/Energieakkoord.aspx>.
- Tigchelaar, C. (2014), Nulmeting subsidieregeling voor verhuurders, Petten, <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-N--14-015>.
- Tigchelaar, C. & M. Menkveld (2013), Achtergronddocument bij doorrekening SER Energieakkoord - sector Gebouwde omgeving, Petten, <https://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/E13045.pdf>.
- Tigchelaar, C., P. Vethman & M. Menkveld (2017), Review ECN 'Voorstel Aedes 5 PJ', Petten, <https://repository.tudelft.nl/view/tno/uuid:af3b3437-c940-4c2b-862d-e1bf5f2c6f31>.
- Tigchelaar, C., P. Vethman, M. Menkveld & M. Rietkerk (2016), Advies subsidieregeling koopwoningen, Petten. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2016/10/05/advies-subsidieregeling-koopwoningen>.
- TNO (2016), Monitoring van plug-in hybride voertuigen (PHEVs) april 2012 t/m maart 2016, <https://publications.tno.nl/publication/34622243/22jtHB/TNO-2016-R10938.pdf>.
- UKERC (2017), The costs and impacts of intermittency – 2016 update A systematic review of the evidence on the costs and impacts of intermittent electricity generation technologies, UK Energy Research Centre, London, <http://www.ukerc.ac.uk/publications/the-costs-and-impacts-of-intermittency-2016-update.html>.
- Verdonk, M. & W. Wetzels (2012), Referentieraming energie en emissies: actualisatie 2012. Energie en emissies in de jaren 2012, 2020 en 2030, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving, [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/PBL\\_2012\\_Referentieraming-energie-en-emissies-2012\\_500278001.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/PBL_2012_Referentieraming-energie-en-emissies-2012_500278001.pdf).
- Werkgroep Discontovoet (2015), Rapport Werkgroep discontovoet 2015, <https://www.parlementairemonitor.nl/9353000/1/j9vvij5epmj1ey0/vjz2nhyrl7zv>.
- Zonnepanelengids (2019), Zonnepanelengids.com, <https://www.zonnepanelengids.com/omvormer/kosten-omvormer/>.