

Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies

Bijlage bij het IBO kostenefficiëntie CO₂-reductiemaatregelen

Bert Daniëls (ECN)
Robert Koelemeijer (PBL)
(coördinerend auteurs)

februari 2016

ECN-E--15-060
PBL publicatienummer 1748



Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van de IBO-werkgroep Kostenefficiëntie CO₂-reductiemaatregelen.

ECN rapportnummer ECN-E--15-060, PBL publicatienummer 1748.

Contactpersonen voor dit project zijn de coördinerend auteurs:

ECN - Bert Daniëls (tel. +31-88-5154426, e-mail: daniels@ecn.nl),

PBL - Robert Koelemeijer (tel. +31-6-11537156, e-mail Robert.Koelemeijer@pbl.nl).

De auteurs danken onderstaande collega's die aan dit rapport hebben bijgedragen:

Gerben Geilenkirchen (PBL)

Michiel Hekkenberg (ECN)

Marit van Hout (ECN)

Paul Koutstaal (ECN)

Jordy van Meerkerk (PBL)

Marijke Menkveld (ECN)

Arjan Plomp (ECN)

Jan Ros (PBL)

Marian van Schijndel (PBL)

Joost van Stralen (ECN)

Casper Tigchelaar (ECN)

Paul Vethman (ECN)

We danken allen die commentaar hebben geleverd op conceptversies van dit rapport, en in het bijzonder Ton van Dril (ECN) en Pieter Boot (PBL) die als co-readers hebben opgetreden. De opmaak is verzorgd door Manuela Loos en Kim Stutvoet-Mulder (ECN).

Abstract

In 2015 the Dutch Cabinet has requested an investigation regarding the cost-efficiency of climate policies, which has been carried out by the IBO-working group consisting of representatives of several ministries (finance, economic affairs, general affairs, infrastructure and the environment, and interior and kingdom relations). ECN and PBL have been asked by the IBO-working group to analyse the effects and costs of 34 policy measures that were selected by the IBO-working group. This report lays down the results of that analysis, and serves as a technical annex to the report of the IBO-working group itself. The selected policy measures involve both current and proposed policies, as well as options for future policies.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	6
1	Resultaten	9
1.1	Overzicht resultaten	9
1.2	Toelichting getallen factsheets	20
2	Maatregelen voor specifieke technieken	22
2.1	SDE+-regeling wind op land	24
2.2	SDE+-regeling wind op zee	28
2.3	SDE+-regeling grootschalig zon-PV	31
2.4	SDE+-regeling biomassameestook kolencentrales	34
2.5	Salderingsregeling zon-PV kleinverbruikers	37
2.6	Ondersteuning kernenergie naar Brits model	43
2.7	ROAD	47
2.8	Reductie methaanslip uit (WKK)-gasmotoren	50
2.9	Aanpassen energiebelasting brandstof WKK	53
2.10	Verplichting monovergisting van mest	56
3	Interventies op de elektriciteitsmarkt, met effecten op de korte termijn	61
3.1	Sluiting kolencentrales van voor 1990	63
3.2	Verdubbeling kolenbelasting elektriciteitsopwekking	67
3.3	Sluiting alle kolencentrales voor 2020	71
3.4	CO ₂ -bodemprijs naar Brits model, elektriciteitsopwekking	78
4	Prijsprikkels eindgebruikers	82
4.1	Budgetneutrale CO ₂ -prijsprikkel energie-intensieve industrie	83
4.2	CO ₂ -bodemprijs naar Brits model, industrie	87
4.3	Verhoging energiebelasting aardgas 3e en 4 ^e schijf	90
4.4	Aanpassen tarieven 1 ^e schijf energiebelasting aardgas (+) en elektriciteit (-)	93

5	Gebouwde omgeving	102
5.1	Lokale afspraken om tot gemiddeld label B bij huurwoningen te komen	103
5.2	Minimaal label B huurwoningen	107
5.3	Label C koopwoningen binnen 2 jaar na verhuizing	111
5.4	BENG eisen nieuwbouw woningen vanaf 2021 t.o.v. huidige EPC eis	115
5.5	BENG eisen nieuwbouw utiliteitsgebouwen vanaf 2021 t.o.v. huidige EPC eis	119
5.6	STEP-regeling	123
6	Transport	128
6.1	CO ₂ -norm personenauto's naar 95 g/km	129
6.2	Efficiencyverbetering vrachtauto's	137
6.3	Verplichte toepassing zuinige banden	140
6.4	Verhogen aandeel hernieuwbare energie transportsector	144
6.5	Fiscaal stimuleren nul-emissieauto's cf. Autobrief II	149
6.6	Terugdraaien verhoging maximumsnelheid	155
6.7	Kilometerheffing personenverkeer	160
6.8	Kilometerheffing vrachtverkeer	166
7	Overige, niet sectorspecifieke maatregelen	171
7.1	Verscherpte handhaving wet Milieubeheer	172
7.2	Opkoop ETS-rechten	176
8	Methodologie kostenberekeningen	178
8.1	Nationale kosten uit de milieukostenmethodiek	178
8.2	Bredere maatschappelijke kosten en baten	181
8.3	Overheidskosten	183
9	Methodologie: aanpak en betekenis indicatieve kostencurves	185
10	Referenties	191

Samenvatting

In 2015 is een interdepartementaal beleidsonderzoek (IBO) naar de kosteneffectiviteit van het klimaatbeleid uitgevoerd. De IBO-werkgroep heeft 34 beleidsmaatregelen geselecteerd en aan ECN en PBL gevraagd daarvoor de kosten en effecten te bepalen. Dit rapport vormt daarvan de vastlegging, en is een technische bijlage bij het IBO-rapport van de werkgroep. De maatregelen omvatten vastgestelde en/of voorgenomen beleidsmaatregelen, maar ook opties voor verdergaand beleid. Die opties voor verdergaand beleid variëren van al goed uitgewerkte beleidsmaatregelen tot eerste basale ideeën of zoekrichtingen. Bij verdere uitwerking van die ideeën tot beleidsinstrumenten kunnen effecten en kosten anders uitvallen.

De beleidsmaatregelen zijn vastgelegd in factsheets, en omvatten effecten, kosten en de opbouw van de kosten. De kosten in de factsheets zijn de nationale kosten volgens de milieukostenmethodiek en de kosten voor de overheid, evenals een meer globale duiding van de kosten voor de betrokken doelgroepen. De effecten betreffen de gevolgen voor de emissie van broeikasgassen, de hoeveelheid hernieuwbare energie en het finaal en primair energiegebruik. De emissie-effecten zijn uitgesplitst naar effecten binnen en buiten het Europese emissiehandelssysteem¹, waarbij voor de laatste ook een schatting is opgenomen van het deel dat op Nederlands grondgebied optreedt.

De belangrijkste bevindingen ten aanzien van de kosteneffectiviteit van de beleidsmaatregelen, uitgedrukt in euro per ton vermeden broeikasgasemissie, zijn als volgt. De door de IBO-werkgroep beschouwde maatregelen met de meest gunstige kosteneffectiviteit betreffen alle energiebesparingsmaatregelen. Het huidige beleid benut die nog niet allemaal. Maar niet alle energiebesparingsmaatregelen scoren gunstig. Zo zijn er vooral voor de gebouwde omgeving ook maatregelen die juist ongunstig scoren op kosteneffectiviteit.

¹ Emissiereductie binnen het Europese emissiehandelssysteem (EU-ETS) wordt, onder de veronderstelling dat het emissieplafond limiterend is voor de totale emissie in een beschouwde periode, gecompenseerd door het waterbed-effect: binnen het EU-ETS is er een vaste emissieruimte gedurende meerdere jaren, en extra verlaging van de emissies hier en nu biedt ruimte voor verhoging van emissies in het EU-ETS elders en/of later, waardoor er uiteindelijk per saldo geen extra emissiedaling optreedt in de EU-ETS als geheel. Alleen wanneer het emissieplafond wordt aangescherpt, is er sprake van extra emissiereductie.

De kosteneffectiviteit van een aantal opties die een grote bijdrage kunnen leveren aan een CO₂-armere elektriciteitsvoorziening (wind op zee, grootschalige zon-PV, afvang en opslag van CO₂ en kernenergie) komt rond 2030 relatief dicht bij elkaar te liggen (60-90 euro/ton). Wind op land en het meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales scoren nog gunstiger qua kosteneffectiviteit, maar deze technologieën zullen in hun verdere bijdrage aan een CO₂-arme energievoorziening qua omvang relatief beperkt blijven.

Er is bekeken in hoeverre de maatregelen bijdragen aan het op langere termijn bereiken van een vergaande emissiereductie (80% emissiereductie in 2050 ten opzichte van 1990). Er zijn vrijwel geen maatregelen die dit doel tegenwerken. Er zijn wel maatregelen die, wanneer ze eenmaal genomen zijn, niet zoveel verdergaand potentieel meer hebben, zoals bijvoorbeeld het verplicht toepassen van zuinige banden, of het invoeren van een kilometerheffing bij het vrachtverkeer. Ook zijn er maatregelen waarbij de emissiereductie mogelijk niet vergaand genoeg is vanuit het langetermijnperspectief. Dit speelt bijvoorbeeld bij de beleids optie gericht op het verplicht verbeteren van koopwoningen naar energielabel C binnen 2 jaar na verhuizing.

Een aantal maatregelen is gericht op het stimuleren van technologie in een op dit moment vroege fase van de innovatie, zoals stimuleren van CCS, het produceren van biobrandstoffen op basis van hout en het stimuleren van nul-emissie personenauto's. Deze technologieën scoren ongunstig wat betreft kosteneffectiviteit op korte termijn. Voor het leerproces van dergelijke technologieën is het cruciaal dat er ervaring mee wordt opgedaan en er ondersteuning is in deze fase van technologieontwikkeling. Door de schaal waarop deze technologieën worden ondersteund te beperken, kunnen de nationale kosten in de hand gehouden worden.

Bij de set van geanalyseerde beleidsmaatregelen valt op dat er goedkope opties zijn waarvoor nog geen beleid bestaat, terwijl tegelijkertijd het beleid dure opties wel aanspreekt. In de industrie en transport blijft bijvoorbeeld goedkoop potentieel liggen, terwijl in de gebouwde omgeving het kostenpeil van bestaand beleid al veel hoger ligt. Op het eerste gezicht is dit niet optimaal: dezelfde emissiereducties lijken tegen lagere nationale kosten mogelijk. Er kunnen echter praktische barrières zijn waardoor kostenoptimaal beleid (nog) niet te realiseren is. Voor veel zaken bestaat bijvoorbeeld geen internationaal gecoördineerd beleid, en dat is soms wel vereist om bepaalde goedkope opties aan te spreken zonder ongewenste – en mogelijk dure – neveneffecten. Bovendien is kostenefficiëntie voor de relatief korte termijn tot 2030 niet het enige criterium om beleid aan af te meten: er kunnen er allerlei goede redenen zijn om dure opties wel aan te spreken, terwijl goedkope nog niet benut worden. De gevonden kostenverschillen zijn daarom vaak goed verklaarbaar.

1

Resultaten

1.1 Overzicht resultaten

Interdepartementaal beleidsonderzoek kosteneffectiviteit klimaatbeleid

In 2015 is een interdepartementaal beleidsonderzoek (IBO) naar de kosteneffectiviteit van het klimaatbeleid uitgevoerd. Het IBO-secretariaat heeft ECN en PBL gevraagd daarvoor de kosten en effecten van 34, door de IBO-werkgroep geselecteerde beleidsmaatregelen te bepalen. Dit rapport vormt daarvan de vastlegging, en is daarmee een technische bijlage bij het IBO-rapport van de werkgroep zelf.

De maatregelen omvatten vastgestelde en/of voorgenomen beleidsmaatregelen die al onderdeel zijn van de projecties in de NEV 2015, maar ook opties voor verdergaand beleid. Die opties voor verdergaand beleid variëren van al goed uitgewerkte maatregelen tot eerste basale ideeën of zoekrichtingen. Bij verdere uitwerking van die ideeën tot voldragen beleidsinstrumenten zullen effecten en kosten nog substantieel anders kunnen uitvallen.

Indicatieve kostencurves

De IBO-werkgroep heeft haar selectie van de door te rekenen beleidsmaatregelen mede gebaseerd op kostencurves voor 2020 en 2030. Hiervoor hebben ECN en PBL ruwe schattingen gemaakt van effecten en kosten van (technische) mogelijkheden om emissies te reduceren, en deze op volgorde van kosteneffectiviteit gezet. De kostencurves vormen een soort keuzemenu van technische opties, en geven een ruwe indicatie welke emissiereducties tegen welke kosten te realiseren zijn².

² Voorbeelden van deze kostencurves zijn gegeven in Hoofdstuk 9.

Kostenbegrippen

De factsheets geven voor de 34 beleidsmaatregelen de nationale kosten en kosten voor de overheid, en geven een indicatie van de kosten voor de betrokken doelgroep(en). Deze tekstbox geeft een korte duiding van de kostengrippen in dit rapport. Een uitgebreide toelichting bij de kostenmethodiek is te vinden in hoofdstuk 8.

Jaarlijkse kosten

Alle kosten zijn vertaald naar jaarlijkse kosten in de zichtjaren 2020 en 2030. Op deze manier zijn ze rechtstreeks te vergelijken met de jaarlijkse effecten in die zichtjaren, en is het mogelijk de kosteneffectiviteit – de kosten per eenheid effect – af te leiden.

Nationale kosten

De nationale kosten omvatten de directe kosten en baten van milieumaatregelen vanuit maatschappelijk perspectief. Daarmee omvatten ze investeringen (vertaald naar jaarlijkse kapitaalkosten), kosten voor onderhoud en beheer (O&M), energiekosten of baten en uitvoeringskosten van de overheid. De energiekosten/baten zijn gebaseerd op internationale handelsprijzen: de prijs voor met het buitenland verhandelde energie. Overdrachten binnen Nederland, zoals subsidies en belastingen inclusief fiscale vrijstellingen, zijn geen onderdeel van de nationale kosten.

De beperking tot directe kosten en baten betekent dat bredere welvaartseffecten geen onderdeel van de nationale kosten zijn. Voorbeelden zijn structurele effecten op de economie, baten van verminderde emissies door lagere schade (emissies van broeikasgassen, maar ook bijvoorbeeld luchtverontreinigende emissies), en baten ten gevolge van verminderde importafhankelijkheid. Een uitzondering hierop zijn enkele maatregelen in de transportsector die primair gericht zijn op het beïnvloeden van het gedrag (terugdraaien snelheidsverhoging op snelwegen en kilometerheffingen bij personen- en vrachtverkeer). Voor die maatregelen is een quickscan maatschappelijke kosten-baten analyse (MKBA) uitgevoerd, waardoor ook onder andere de welvaartseffecten van veranderingen in dit gedrag in de kosten zijn opgenomen.

Overheidskosten

De overheidskosten omvatten de directe kosten en baten voor de overheid ten gevolge van de betrokken beleidsmaatregel. Overheidskosten omvatten uitvoeringskosten van beleid, effecten op inkomsten (belastingen, accijnzen en heffingen) en effecten op uitgaven (subsidies). Met uitzondering van de uitvoeringskosten betreffen effecten op inkomsten en uitgaven doorgaans overdrachten binnen Nederland: geldstromen tussen de overheid en de betrokken doelgroepen.

Afbakening

Het gaat in alle gevallen om de kosten van de maatregel zelf, zonder eventuele extra maatregelen die nodig zijn om negatieve effecten op de haalbaarheid van doelstellingen te compenseren. Maatregelen die bijvoorbeeld de inzet van kolencentrales verminderen, maken daarmee ook de mogelijkheden voor biomassameestook kleiner. In zo'n geval ligt een compenserende maatregel weliswaar voor de hand, maar de kosten (en effecten) van dergelijke compenserende maatregelen zijn geen onderdeel van de factsheets.

Kosten en effecten

ECN en PBL hebben de nationale kosten en gevolgen voor emissies van broeikasgassen van de maatregelen berekend, voor zichtjaren 2020 en 2030. Uit de verhouding van kosten en emissie-effecten volgt een kosteneffectiviteit, in euro per ton vermeden broeikasgasemissie. Ook zijn de kosten specifiek voor de overheid in kaart gebracht. De totale emissie-effecten omvatten de emissie-effecten buiten en binnen het ETS. Naast emissie-effecten zijn ook effecten op hernieuwbare energie (volgens de Europese rekenwijze), en op finaal en primair energiegebruik bepaald. Het effect op het finale energiegebruik is conform de rekenwijze van het Energieakkoord³.

Overzicht kosteneffectiviteit en effecten

Figuur 1 laat het effect en de kosteneffectiviteit zien van alle beschouwde maatregelen. Ze zijn gerangschikt naar kosteneffectiviteit in 2030⁴. Lichtgroene staafjes hebben betrekking op 2020, de doorzichtige staafjes met zwarte rand hebben betrekking op 2030. De blauwe/paarse blokjes geven aan of het gaat om maatregelen die al onderdeel zijn van vastgesteld en voorgenomen beleid in de NEV 2015 (licht blauw) of om aanvullende beleidsopties (paars). De rood/oranje blokjes geven aan of het gaat om maatregelen die voor een belangrijk deel of volledig hun effect realiseren binnen het ETS (rood) of juist binnen de niet-ETS sectoren (oranje). De emissiereductie die met de maatregelen wordt bereikt is weergegeven in **Figuur 2**. De emissiereductie is hier de totale emissiereductie in de EU-ETS als geheel en de niet-ETS samen. In de factsheets in de achterliggende hoofdstukken is de emissiereductie in de EU-ETS als geheel uitgesplitst naar effecten bij bedrijven in Nederland en bedrijven buiten Nederland.

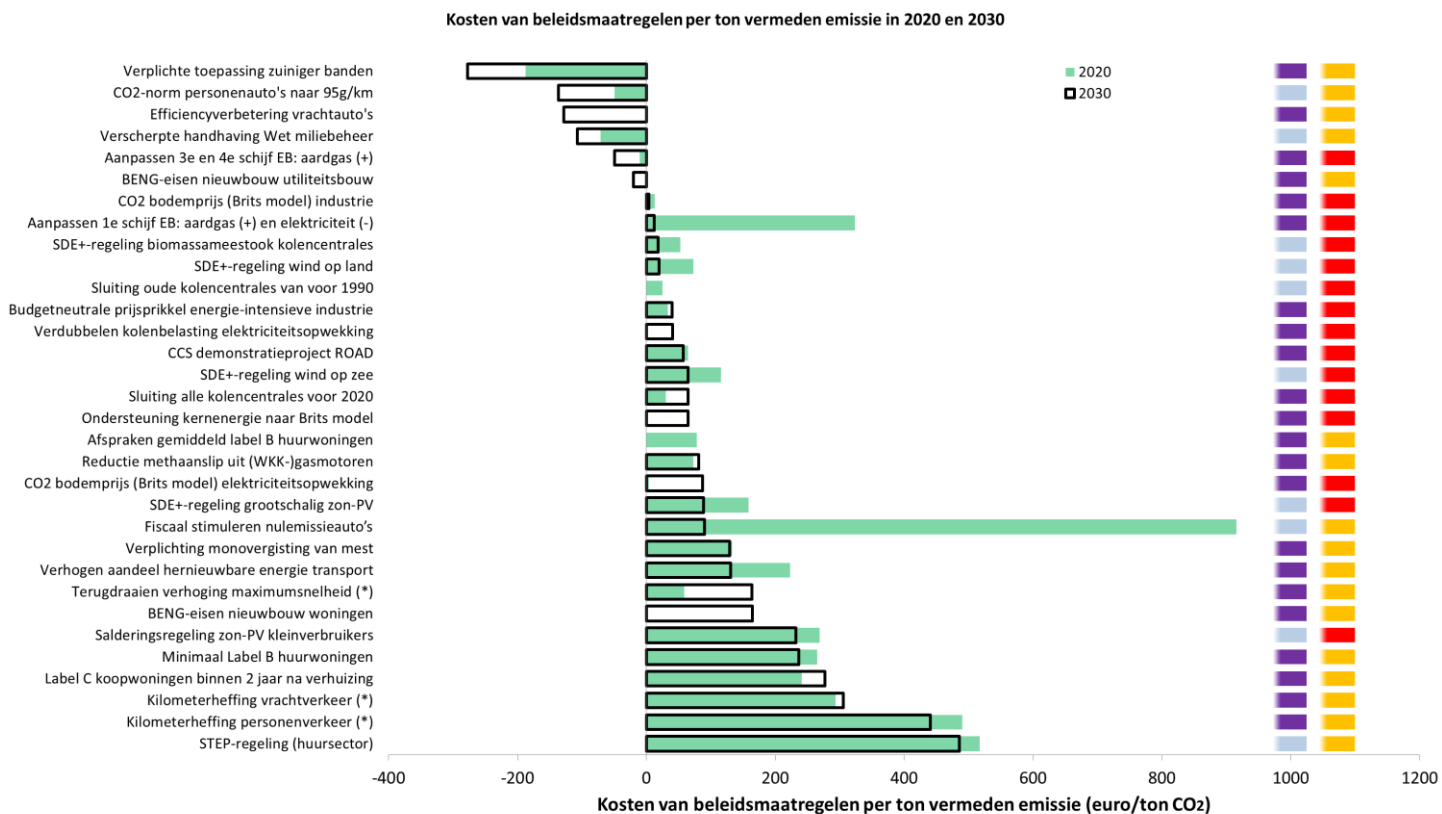
Effecten in 2020 en 2030

Diverse maatregelen gericht op de elektriciteitsproductie leiden tot een aanzienlijke emissiereductie in 2020 en/of 2030. Het gaat daarbij om hernieuwbare elektriciteitsproductie, maatregelen gericht op bestaande kolencentrales en kernenergie. Het effect van CCS (Carbon Capture and Storage) is nog bescheiden omdat dit alleen betrekking heeft op een demonstratieproject; bij doorgang van dit demonstratieproject kunnen de potentiëlen in 2030 wel veel groter zijn.

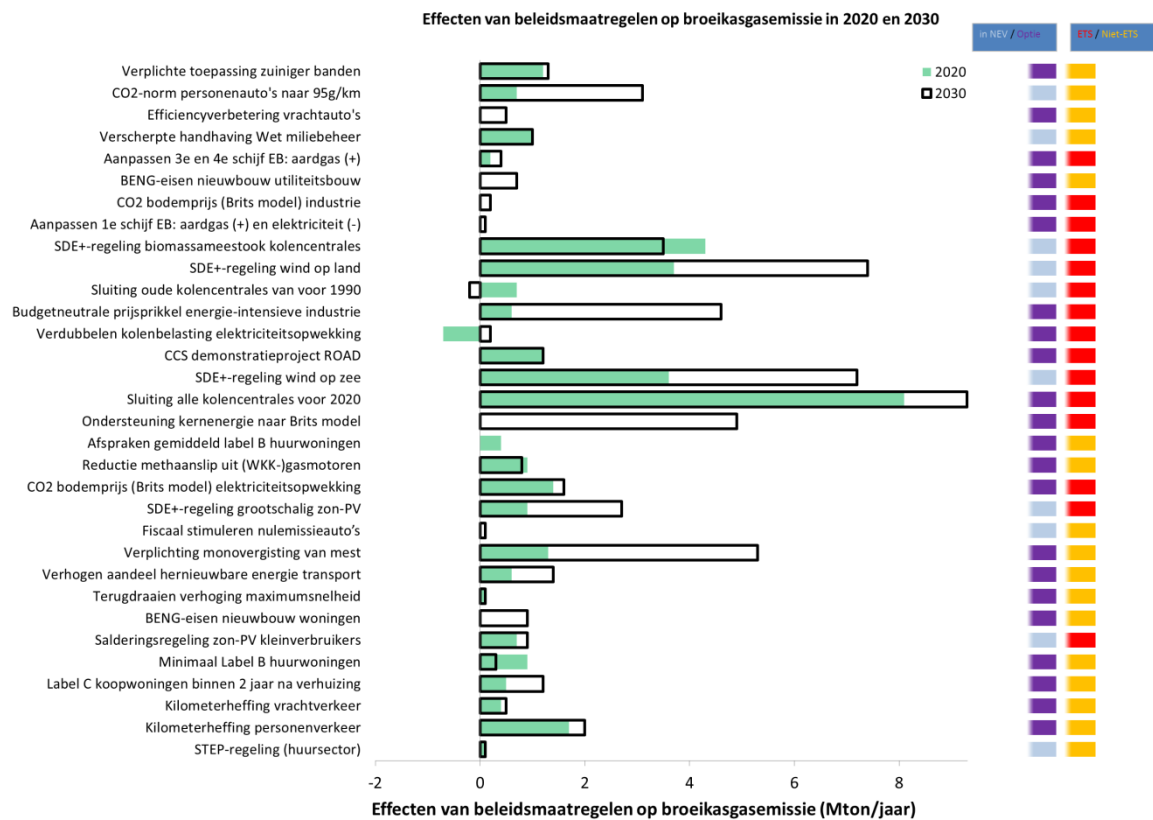
Het effect van sluiting van kolencentrales met bouwjaar voor 1990 en het gelijktijdig invoeren van een vrijstelling van de kolenbelasting voor nieuwere kolencentrales, leidt in 2020 tot een emissiereductie, maar in 2030 tot een toename van emissies, omdat in 2030 de oude centrales ook autonoom al gesloten zouden zijn, en dus alleen het effect van vrijstelling van de kolenbelasting voor de nieuwere kolencentrales resteert. Bij het verdubbelen van de kolenbelasting is aangenomen dat ook de afspraak uit het Energieakkoord om de oude centrales voor 2020 uit gebruik te nemen vervalft. Dit leidt dus juist tot een emissietoename in 2020 maar een afname in 2030, omdat de oude centrales in 2030 autonoom ook al gesloten zouden zijn.

³ De besparingsdoelstelling van het Energieakkoord (100 PJ/jr in 2020) gaat over de reductie van het finale energiegebruik. Kleinschalig hernieuwbaar achter de meter (zon-PV, zonneboilers, warmtepompen) tellen hierbij ook mee voor reductie van het finale gebruik. Aanbodopties zoals WKK tellen niet mee, evenmin als inzet van biomassa.

⁴ Sommige maatregelen hebben in 2020 (nog) geen effect, en ontbreken daardoor in de figuur. Er zijn echter ook maatregelen die in 2020 wel een effect hebben en in 2030 niet meer. In dat geval is de kosteneffectiviteit in 2020 genomen om op te sorteren.



Figuur 1: Nationale kosten van de 34 beleidsmaatregelen, in euro per ton CO₂-equivalent. Lichtgroene staafjes: 2020; doorzichtige staafjes: 2030. (*): Kosten vanuit breed welvaartsperspectief



Figuur 2: Effectiviteit van de doorgerekende beleidsmaatregelen, in Mton/jr vermeden CO₂-emissie (som van ETS-brede effecten en effecten in niet-ETS-sectoren in Nederland)

Emissiereducties

De factsheets geven onder andere broeikasgasemissiereducties die optreden onder invloed van de genomen beleidsmaatregelen. Deze tekstbox geeft een korte duiding van de emissiereducties in dit rapport en hun berekening.

De totale emissiereductie in de factsheets betreft de totale emissiereductie in de EU-ETS als geheel (binnen en buiten Nederland) en die in de niet-ETS in Nederland.

ETS-emissies en het waterbed-effect

Bij het ETS leidt – vanwege het vaste emissieplafond – de emissiereductie door een maatregel tot een lagere prikkel tot emissiereductie elders, waardoor het uiteindelijke effect nul is: het zogenaamde waterbedeffect. De emissiereductie in de factsheets is echter de *directe* emissiereductie en houdt geen rekening met het waterbedeffect.

ETS-effecten in Nederland versus EU-brede effecten

De emissie-effecten binnen het ETS in Nederland zijn vaak anders dan de totale directe emissie-effecten in het ETS. Een voorbeeld: Extra elektriciteitsproductie door windmolens in Nederland leidt tot minder fossiele elektriciteitsproductie in Nederland, maar ook tot extra export van elektriciteit. Door die extra export neemt de fossiele elektriciteitsproductie buiten Nederland ook af. Vanwege de extra export is het EU-ETS brede effect dan groter dan het effect binnen het ETS in Nederland alleen. Ook het omgekeerde kan gebeuren. Als een maatregel tot extra import van elektriciteit leidt, zal het effect in de EU-ETS als geheel juist kleiner zijn dan de effecten binnen het ETS in Nederland.

Niet-ETS emissies

De niet-ETS emissies omvatten de broeikasemissies buiten het Europese emissiehandelssysteem (ETS). De niet-ETS emissiereducties in de factsheet zijn emissiereducties in Nederland.

Kosteneffectiviteit per emissie-effect

De kosteneffectiviteit gaat bij alle emissie-effecten uit van de totale nationale kosten. De kosten worden dus niet verdeeld over ETS/niet-ETS of Nederland/buitenland. Een concreet voorbeeld kan dit verduidelijken. Stel dat een maatregel 100 miljoen euro per jaar nationale kosten heeft, een totaal emissie-effect 1 Mton per jaar waarvan niet-ETS 0,1 Mton, ETS totaal 0,9 Mton en ETS binnenlands 0,54 Mton. De kosteneffectiviteit is dan voor elk effect de totale nationale kosten gedeeld door het betreffende effect. Dus 100€/ton voor de totale emissiereductie, 1000 €/ton voor emissiereductie in de niet-ETS, 111 €/ton voor de ETS emissies in de EU als geheel, en 185€/ton voor ETS emissies binnen Nederland.

Kosteneffectiviteit ETS versus niet-ETS

De kosteneffectiviteit van maatregelen gericht op de ETS-sectoren vertoont minder spreiding dan die in niet-ETS-sectoren: Zowel de maatregelen met de gunstigste als de ongunstigste kosteneffectiviteit vallen buiten het ETS. De doorgerekende opties voor aanvullend beleid zijn bovendien in het algemeen niet duurder of goedkoper dan het doorgerekende huidige beleid.

Energiebesparing: een grote range van goedkoop tot duur

Maatregelen met de meest gunstige kosteneffectiviteit betreffen alle energiebesparingsmaatregelen. Het huidige beleid benut die nog niet allemaal (zoals zuinigere banden, efficiency verbetering vrachtauto's, energiebesparing in de industrie). De beschouwde maatregelen rond EU-normstelling aan personen- en vrachtauto's blijken erg kosteneffectief. Dit wil niet zeggen dat een nog verdere aanscherping van die EU-normen aan voertuigen ook gunstig zou scoren.

Maar niet alle energiebesparingsmaatregelen scoren gunstig, zo zijn er met name in de gebouwde omgeving ook maatregelen gericht op energiebesparing en/of hernieuwbare energie achter de meter die juist ongunstig scoren op kosteneffectiviteit.

Elektriciteitsvoorziening: een kleine range in kosteneffectiviteit

De kosteneffectiviteit van een aantal opties die een grote bijdrage kunnen leveren aan een CO₂-armere elektriciteitsvoorziening (wind op zee, grootschalige zon-PV, afvang en opslag van CO₂ en kernenergie) komt rond 2030 relatief dicht bij elkaar te liggen (60-90 euro/ton). Wind op land en het meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales scoren nog gunstiger qua kosteneffectiviteit, maar deze technologieën zullen in hun verdere bijdrage aan een CO₂-arme energievoorziening qua omvang relatief beperkt blijven. Wind op land komt in 2030 al in de buurt van de grens aan het potentieel, als gevolg van ruimtelijke beperkingen in Nederland. En op langere termijn zal de schaarse duurzaam geproduceerde biomassa waarschijnlijk nodig zijn voor toepassingen waar weinig alternatieven zijn, zoals voor biobrandstoffen in zwaar verkeer (vracht, scheepvaart, luchtvaart) of voor groen gas voor de gebouwde omgeving en (kleine) industrie.

De meeste maatregelen passen goed in de transitie op lange termijn

Er is bekeken in hoeverre de maatregelen bijdragen aan het op langere termijn bereiken van een vergaande emissiereductie (80% emissiereductie in 2050 ten opzichte van 1990). **Tabel 1** geeft hiervan een overzicht. Er zijn vrijwel geen maatregelen die dit doel tegenwerken. Er zijn wel maatregelen die, wanneer ze eenmaal genomen zijn, niet zoveel verdergaand potentieel meer hebben, zoals bijvoorbeeld het verplicht toepassen van zuinige banden, of het invoeren van een kilometerheffing bij het vrachtverkeer. Ook zijn er maatregelen waarbij de emissiereductie wellicht niet vergaand genoeg is vanuit het langetermijnperspectief. Dit speelt bijvoorbeeld bij de beleids optie gericht op het verplicht verbeteren van koopwoningen naar label C binnen 2 jaar na verhuizing.

Een aantal maatregelen is gericht op het stimuleren van innovatieve technologie in een op dit moment vroege fase van de innovatie, zoals stimuleren van CCS, het produceren van biobrandstoffen op basis van hout en het stimuleren van nul-emissie personenauto's. Deze technologieën scoren ongunstig wat betreft kosteneffectiviteit op korte termijn. Voor het leerproces van dergelijke technologieën is het cruciaal dat er ervaring mee wordt opgedaan en er ondersteuning is in deze fase van technologieontwikkeling. Door de schaal waarop deze technologieën worden ondersteund te beperken, kunnen de nationale kosten in de hand gehouden worden. Een sterke kostendaling is verondersteld voor elektrische auto's; voor CCS en biobrandstoffen is dit niet verondersteld. De doorgerekende maatregel bij CCS betreft het realiseren van een demonstratieproject, een mogelijk verdere kostendaling daarna is daarom niet zichtbaar. Bij geavanceerde biobrandstofproductie is de kostenontwikkeling vooral afhankelijk van die van duurzaam geteeld hout.

Tabel 1: Overzicht van de technische maatregelen achter de beleidsinstrumenten en hun potentieel voor extra emissievermindering op de lange termijn

Technische maatregel	Potentieel op lange termijn	Toelichting
Wind op land	Matig; in 2030 al dicht bij maximale potentieel.	Potentieel begrensd door ruimtelijke beperkingen.
Wind op zee	Zeer groot, tot meer dan 100 TWh elektriciteit.	Op Nederlandse deel Noordzee, rekening houdend met andere functies.
Zon-PV	Groot, totaal op daken 50 TWh, daarnaast andere open ruimten.	Inpassing van fluctuerend aanbod kan belemmerend zijn.
Biomassameestook kolencentrales	Niet tot beperkt, vanwege andere toepassingen voor biomassa en te hoge restemissies.	Mede afhankelijk van de rol van kolencentrales in de lange-termijn elektriciteitsvoorziening.
Kernenergie	Groot, tientallen TWh, afhankelijk van aantal reactoren.	Sterk afhankelijk van maatschappelijke acceptatie.
CCS (ROAD-project)	Zeer groot; in Nederland op zee 20-30 Mton/jr voor vele decennia; nog meer bij opslag op land en/of met export.	Bij industrie, productie van groen gas of biobrandstoffen en bij centrales.
Reductie methaanslip uit WKK-gasmotoren	Zeer beperkt.	Beperkt aandeel in de huidige emissie.
Monovergisting van mest	Doorgerekende maatregel realiseert maximaal potentieel in 2030.	Gasopbrengst beperkt (enkele procenten van gasvraag).
Sluiting kolencentrales	Elektriciteitsproductie met kolen zonder CCS gaat niet samen met een vergaande emissiereductie.	Kolencentrales kunnen op korte/middellange termijn wel een rol spelen bij ontwikkeling CCS en/of vraag naar duurzame biomassa.
Procesvernieuwing industrie	Groot	Breed scala aan technieken specifieke voor de verschillende sectoren.
Energiebesparing industrie (financiële prikkels)	Redelijk extra effect.	Optimalisatie van bestaande processen kan vernieuwing in de weg zitten).
Elektrificatie warmtevoorziening in de industrie	Groot, maar wordt nauwelijks gerealiseerd met hier beschouwde maatregelen.	Warmtevoorziening op elektriciteit (zoals met warmtepompen) of waterstof.
Woningen naar label B en/of label C	Extra effect op de lange termijn beperkt tot afwezig.	Effect beperkt indien overlap met kleinschalig zon-PV. Kan overgang naar duurzame woningconcepten in de weg zitten als labelverbetering te beperkt is.
BENG eisen nieuwbouw woningen	Beperkt extra effect.	Emissies van nieuwbouw zijn al laag.
Elektrificatie warmtevoorziening gebouwde omgeving of warmtenetten	Groot.	Aanpak van de warmtevoorziening in één keer tot een niveau dat ook op de lange termijn volstaat
CO ₂ -norm personenauto's naar 95 g/km	Afhankelijk van de termijn waarop de norm verplicht wordt kan het effect nog tot na 2030 najlen, maar dat extra effect is zeer beperkt.	Leidt vooral tot zuiniger auto's, maar nul-emissieauto's zijn nodig voor vergaande emissiereductie op lange termijn.
Efficiencyverbetering vrachtauto's	Afhankelijk van de termijn waarop de norm verplicht wordt kan het effect nog tot na 2030 najlen, maar dat extra effect is zeer beperkt.	Hiervan is geen stimulans voor nul-emissie vrachtauto's te verwachten.

Verplichte toepassing zuiniger banden	Zeer beperkt.	Niet veel meer potentieel dan in 2030 kan worden gerealiseerd.
Biobrandstoffen in de transportsector	Redelijk tot zeer groot; meer dan 100 PJ/jr brandstof is denkbaar; combinatie met CCS bij biobrandstofproductie leidt tot negatieve emissies.	Sterk afhankelijk van toekomstig aanbod van duurzame biomassa (inclusief import).
Nul-emissieauto's (personen/bestelauto's)	Groot tot zeer groot; reductiepotentieel van 15-20 Mton/jr CO ₂ is denkbaar.	Elektrisch aangedreven (met batterijen en/of brandstofcel/H ₂)

Is het beleid kostenoptimaal?

Bij de set van geanalyseerde beleidsmaatregelen valt op dat er goedkope opties zijn waarvoor nog geen beleid bestaat, terwijl tegelijkertijd het beleid dure opties wel aanspreekt. In de industrie en transport blijft bijvoorbeeld goedkoop potentieel liggen, terwijl in de gebouwde omgeving het kostenpeil van bestaand beleid al veel hoger ligt. Op het eerste gezicht is dit niet optimaal: dezelfde emissiereducties lijken tegen lagere nationale kosten mogelijk.

Er kunnen echter praktische barrières zijn waardoor kostenoptimaal beleid (nog) niet te realiseren is. Voor veel zaken bestaat bijvoorbeeld geen internationaal gecoördineerd beleid, en dat is soms wel vereist om bepaalde goedkope opties aan te spreken zonder ongewenste – en mogelijk dure – neveneffecten. Bovendien is kostenefficiëntie voor de relatief korte termijn tot 2030 niet het enige criterium om beleid aan af te meten: er kunnen er allerlei goede redenen zijn om dure opties wel aan te spreken, terwijl goedkope nog niet benut worden. De gevonden kostenverschillen zijn daarom vaak goed verklaarbaar.

Waarom relatief goedkope maatregelen niet?

- Vanwege internationaal speelveld en carbon leakage. Bij energie-intensieve bedrijven die te maken hebben met internationale concurrentie kan het opleggen van ook relatief goedkope maatregelen de concurrentiepositie aantasten. Als bedrijven hun activiteiten in Nederland daardoor afbouwen kan – zeker in combinatie met het vaste ETS-plafond – de mondiale emissie zelfs toenemen. Tegelijkertijd maken internationale marktregels en de Europese regels rond de interne markt het lastig – hoewel niet onmogelijk – om dit soort maatregelen financieel te ondersteunen.
- Vanwege Europese energiemarkten. Zeker bij elektriciteitsmarkten zijn de internationale interacties zeer sterk. Door de forse en toenemende interconnectiecapaciteit heeft een beleidsmaatregel gericht op de elektriciteitssector vaak een belangrijk effect op de elektriciteitsimport en export, en niet alleen op de nationale opwekkingsmix. Specifieke steun voor hernieuwbare energie, zoals die ook in Europees verband mogelijk is gemaakt, biedt wel mogelijkheden voor structurele verduurzaming.
- Vanwege het waterbed-effect in het ETS. Emissiereductie binnen het ETS wordt gecompenseerd door het waterbed-effect: binnen het ETS is er een vaste emissieruimte gedurende meerdere jaren, en lokale verlaging van de emissies hier en nu biedt ruimte voor verhoging van emissies in het ETS elders en/of later. Alleen als de emissieruimte in het ETS kleiner wordt, is er dan uiteindelijk echt sprake van emissiereductie.

Een alternatief is dat alle Europese landen vergaand beleid gaan voeren om emissies in het ETS omlaag te brengen: dat zou het ETS de facto buiten werking stellen. Het waterbed loopt dan leeg.

Waarom relatief dure maatregelen wel?

- Omdat er minder of geen weerstand is. Doordat bepaalde goedkopere maatregelen niet of moeilijk te realiseren zijn, zijn meer van de dure maatregelen nodig bij sectoren waarbij minder belemmeringen zijn.
- Stimuleren kostendaling innovatieve maatregelen met een groot toekomstig potentieel voor emissiereductie. Innovatieve maatregelen realiseren vaak nog aanzienlijke kostendalingen bij toepassing in de praktijk. Toepassing leidt niet alleen tot leereffecten, maar maakt het voor commerciële bedrijven ook interessant om er weer meer onderzoek en ontwikkelingsgelden in te stoppen.
- Vanwege een lang interval tussen natuurlijke momenten. Bij bijvoorbeeld gebouwen kost het veel tijd om de hele bouwvoorraad te verduurzamen. Veel huidige gebouwen zullen er ook in 2050 en daarna nog staan. De marginale kosten om doelen op korte termijn te halen zijn in dit soort gevallen een onvolledig criterium, het kan ook van belang zijn om alvast vooruit te kijken naar de kostenniveaus die nodig zijn om doelen in 2050 te halen.
- Vanwege specifieke doelen. Maatregelen dragen in verschillende mate bij aan doelen voor emissies (ETS en niet-ETS), hernieuwbare energie en energiegebruik. In sommige gevallen zijn er nog dure maatregelen nodig om een specifiek doel te halen, terwijl een ander doel waaraan die maatregel bijdraagt al ruim binnen bereik is met veel goedkopere maatregelen. In zo'n geval is het ene doel dus veel duurder om te halen dan het andere.

Binnenlandse emissie-effecten in de ETS zijn ook beschouwd

Bedrijven binnen het ETS hoeven met hun emissies alleen onder een gezamenlijk Europees plafond te blijven, en landsgrenzen zijn hierbij niet van belang. Maar met de recente rechterlijke uitspraak in de zaak die Urgenda heeft aangespannen tegen de Nederlandse staat is het weer relevant geworden om ook te kijken naar de binnenlandse emissies van bedrijven onder het ETS. Daarom geven de factsheets ook de effecten op ETS-emissies binnen Nederland.

Maar internationale interacties ook

Veel maatregelen hebben echter ook effecten op emissies buiten Nederland. Dat geldt altijd voor maatregelen gericht op ETS-sectoren. Emissiereductie bij bedrijven in Nederland die onder het ETS vallen kan direct of indirect leiden tot een toename van emissies bij andere ETS-bedrijven buiten Nederland. Een voorbeeld is het sluiten van kolencentrales. Die maatregel leidt tot de grootste emissiereductie in Nederland van de hier beschouwde maatregelen. Maar voor circa de helft is dit een gevolg van extra elektriciteitsimport, en leidt het direct tot meer emissies buiten Nederland. Daarbovenop komt dat, als het ETS-plafond niet wordt aangescherpt, de totale emissie van alle ETS bedrijven samen niet verandert (waterbedeffect).

Consolideren emissiereductie door aankoop ETS-rechten

Door het combineren van ETS maatregelen met het gelijktijdig aankopen van de hoeveelheid emissierechten die met de emissiereductie overeenkomt, zal wel een EU-breed effect worden bereikt.

Bij de veronderstelde CO₂-prijs in het ETS wordt de kosteneffectiviteit dan 11 (2020) tot 20 (2030) euro/ton ongunstiger. Het reduceren van emissies in het ETS kan ook direct worden gedaan door het aankopen van ETS-rechten, dus zonder binnenlandse maatregelen. Bij een in omvang beperkte aankoop van rechten, als alleen Nederland dit zou doen, zal het effect op de prijs van emissierechten in het EU-ETS als geheel te verwaarlozen zijn.

Ook bij niet-ETS sectoren kunnen internationale effecten optreden. Bijvoorbeeld, het stimuleren van zuinige auto's in Nederland kan als gevolg hebben dat elders in Europa minder zuinige auto's verkocht worden, omdat fabrikanten een EU-brede norm opgelegd hebben gekregen. En het invoeren van een kilometerheffing voor vrachtverkeer zal ook tot vermindering van het aantal gereden kilometers buiten Nederland leiden.

Grote onzekerheden in de kosteneffectiviteit

De onzekerheid in de kosteneffectiviteit is ten minste enkele tientallen euro/ton vermeden CO₂, en wordt o.a. sterk beïnvloed door de gehanteerde prijzen voor energiedragers en door onzekerheden in toekomstige technologiekosten. De kosteneffectiviteit is namelijk erg gevoelig voor allerlei variaties in aannames. De kosteneffectiviteit van beleidsmaatregelen komt meestal tot stand door effecten en kosten van de maatregel en een referentieontwikkeling van elkaar af te trekken en deze op elkaar te delen. Kleine variaties in kosten, baten, of effecten hebben daardoor al een grote impact.

Ter illustratie: de kosteneffectiviteit van het aanscherpen van de norm voor personenauto's naar 95 g/km komt in 2030 uit op zo'n -140 euro/ton CO₂, maar bij variatie van de olieprijs binnen de bandbreedte zoals die in de NEV wordt gerapporteerd (tussen 90 en 150 dollar per vat in 2030), ligt de kosteneffectiviteit tussen de -40 en -170 euro/ton. Bij maatregelen waar zowel de kosten als de effecten van vele aannames afhangen, is de onzekerheid in de kosteneffectiviteit nog veel groter.

Effecten zijn niet zonder meer optelbaar

Maatregelen zijn individueel doorgerekend. De effecten van de hier beschouwde maatregelen samen zijn in het algemeen lager dan de som van de effecten van individuele maatregelen⁵. Daar waar maatregelen aangrijpen op verschillende technieken/activiteiten is overlap veelal beperkt. Bijvoorbeeld, bij extra bijmengen van 10% biobrandstoffen en 10% zuinigere auto's is het gezamenlijke effect van deze maatregelen 5% lager dan het effect van de som van de maatregelen afzonderlijk, dus 19% reductie in plaats van 20%. Bij verschillende beleidsmaatregelen die gericht zijn op zelfde techniek/activiteit kan de overlap echter 100% zijn.

⁵ Dit geldt niet in het algemeen. Zo is flankerend ruimtelijk beleid van belang om het effect van subsidiering van wind op land te vergroten.

1.2 Toelichting getallen factsheets

De kosteneffectiviteit in de factsheets gaat over de totale kosten en effecten tot 2020 en 2030 ...

Kosteneffectiviteit gaat over de kosten gedeeld door de effecten. De factsheets geven de kosten en effecten weer voor 2020 en 2030. De effecten (emissiereductie) voor die jaren omvatten alle emissiereducties die gerealiseerd zijn vanaf 2013, en die in 2020/2030 nog optreden. Een windmolen die in 2014 is geplaatst en in 2028 is afgebroken telt dus in 2020 wel mee, maar in 2030 niet meer. Bij de kosten geldt dezelfde aanpak, het gaat bij investeringen voor 2030 dan bijvoorbeeld over alle investeringen die gedaan zijn in installaties die na 2013 geplaatst zijn en in 2030 nog bijdragen aan de emissiereductie. Voor de lopende baten en kosten – energiebaten, bediening- en onderhoudskosten, aankoop ETS-rechten – geldt het kostenpeil van 2020 respectievelijk 2030. Voor de energiebaten in 2030 gelden dus de energieprijzen van dat moment, en niet de opgetelde jaarlijkse baten gedurende 2013-2030.

De emissie-effecten zijn uitgesplitst naar een deel dat binnen de EU-ETS als geheel (dus: EU-breed) optreedt, en een deel dat in niet-ETS sectoren in Nederland optreedt. Van de emissie-effecten die in de EU-ETS optreden, is aangegeven welk deel optreedt bij ETS-bedrijven op het Nederlandse grondgebied; de rest van het effect treedt dus op bij ETS-bedrijven buiten Nederland. De gerapporteerde emissiereductie in het ETS is in dit rapport altijd *exclusief* het waterbedeffect⁶. De gerapporteerde totale emissiereductie is de emissiereductie in de EU-ETS als geheel en de niet-ETS sectoren samen.

De tabellen in de factsheets laten ook het effect zien op hernieuwbare energie (volgens de EU-definitie, dus op basis van bruto finaal eindverbruik), en op de reductie van de finale en primaire energievraag. Bij het effect op de finale energievraag telt – in lijn met de doelstelling uit het Energieakkoord – kleinschalige hernieuwbare energie achter de meter (dus, bijvoorbeeld zon-PV op daken van huizen) mee als reductie van het finale verbruik. De reductie van het finale en primaire energiegebruik in de sheets is echter niet hetzelfde als energiebesparing/energie-efficiency: ook brandstofsubstitutie, CCS en hernieuwbare energie beïnvloeden het verbruik. **Figuur 3** licht de betekenis verder toe van cijfers die in de factsheets worden gepresenteerd.

... en geeft dus geen goed beeld van kostendaling van individuele technieken!

Het is verleidelijk om uit de factsheets de kostendaling van technieken af te willen leiden, maar het verschil in kosteneffectiviteit tussen 2020 en 2030 geeft geen goed beeld van de kostendaling van de betreffende techniek. De factsheets geven dus niet weer hoeveel bijvoorbeeld een windmolen in 2030 goedkoper of duurder is dan in 2020. Het getal in 2030 omvat immers ook de kosten en effecten van windmolens die ook in 2020 al produceren en in 2030 nog niet zijn afgeschreven.

⁶ Emissiereductie binnen het EU-ETS wordt, onder de veronderstelling dat het plafond limiterend is voor de totale emissie in een beschouwde periode, gecompenseerd door het waterbed-effect: binnen het EU-ETS is er een vaste emissieruimte gedurende meerdere jaren, en extra verlaging van de emissies hier en nu biedt ruimte voor verhoging van emissies in het EU-ETS elders en/of later, waardoor er uiteindelijk per saldo geen extra emissiedaling optreedt in de EU-ETS als geheel. Alleen wanneer het emissieplafond wordt aangescherpt, is er sprake van extra emissiereductie.

De verschillen tussen 2020 en 2030 zijn een resultante van kostendaling, groei voor en na 2020, en verschillen in energieprijzen en/of CO₂-prijzen tussen 2020 en 2030. Bij bijvoorbeeld een beleidsmaatregel uit de NEV, waarbij er na 2020 geen nieuwe investeringen plaatsvinden, is de kostendaling niet zichtbaar in de factsheets.

		2020	2030
	Nationale kosten totaal	M€/jaar	
	Overheidskosten totaal	M€/jaar	
Totale emissiereductie, ETS (EU-breed) en niet-ETS samen	Emissiereductie BKG	Mton	
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	
Emissiereductie in de ETS in de EU totaal	waarvan ETS	Mton	
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	
Emissiereductie in de ETS in Nederland	waarvan ETS binnenland	Mton	
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	
Emissiereductie in de niet-ETS sectoren in Nederland	waarvan niet-ETS	Mton	
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	
	Toename hernieuwbaar	PJ finaal	← Toename hernieuwbaar, volgens EU-definitie (bruto finaal eindverbruik)
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	
	Reductie energiegebruik		
	Finaal	PJ	← Reductie finaal eindverbruik, cf. Energieakkoord (dus incl. kleinschalig hernieuwbaar achter de meter)
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	
	Primair	PJ	← Reductie primair energiegebruik
	kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	
	Kostenparameters		
	Cumulatieve investeringen	M€	
Cumulatieve investeringen vanaf 2013, voor zover ze nog bijdragen in het zichtjaar	CAPEX	M€/jaar	
Kapitaallasten op basis van 4% rente en levensduur	O&M	M€/jaar	
Kosten voor bediening en onderhoud	Systeemintegratiekosten	M€/jaar	
Kosten inpassing intermitterende Elektriciteitsproductie (waar relevant)	Energiekosten	M€/jaar	
Kosten voor energie (groothandelsprijs)	CO ₂ -kosten ETS		
Kosten voor aankoop van emissierechten, voor zover Nog niet in elektriciteitsprijs verwerkt	Effect per energiedrager		
	Gas	PJ	← Effecten op relevante energiedragers (positief: toename verbruik; negatief: afname verbruik)
	Elektriciteit	PJ	
	Olie	PJ	
	Biomassa	PJ	
	Levensduur	jaar	← Uitvoeringskosten overheid (handhaving, uitvoering regelingen)
Veronderstelde technische levensduur	Uitsplitsing kosten overheid		
	Uitvoeringskosten	M€/jaar	← Subsidies (positief: uitgaven)
	Subsidies	M€/jaar	← Effect op belastinginkomsten (positief: derving belastinginkomsten)
	Derving belastinginkomsten	M€/jaar	

Figuur 3: Toelichting van gepresenteerde cijfers in de achterliggende factsheets per beleidsmaatregel

2

Maatregelen voor specifieke technieken

Techniegerichte maatregelen

De IBO-werkgroep heeft een aantal bestaande en aanvullende maatregelen geselecteerd met gerichte impact op specifieke technieken. Dit onderdeel beschrijft die maatregelen, te weten:

- SDE+ regeling voor wind op land
- SDE+ regeling voor wind op zee
- SDE+ regeling voor grootschalig zon-PV
- Salderingsregeling voor kleinschalig zon-PV
- SDE+ regeling voor biomassameestook in kolencentrales
- Ondersteuning kernenergie naar Brits mode
- ROAD (Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratie project)
- Reductie methaanslip gasmotoren
- Aanpassen brandstofvrijstelling WKK
- Mest-monovergisting.

Internationale interacties zijn niet integraal doorgerekend

Bij veel van deze maatregelen kunnen er verschuivingen in het import/exportsaldo van elektriciteit optreden. Deze verschuivingen en hun weerslag op emissies en kosten zijn niet integraal doorgerekend⁷, maar gebaseerd op standaard aannames die zijn afgeleid van de NEV 2015. Voor de totale directe emissie-effecten binnen het ETS van verandering in elektriciteitsproductie of –vraag, dus zonder rekening te houden met het “waterbedeffect” in het ETS, gaan de berekeningen in dit hoofdstuk uit van veranderingen in de elektriciteitsproductie door gascentrales.

Voor de binnenlandse effecten in het ETS, is verondersteld dat 60% van de extra elektriciteitsproductie resulteert in minder de inzet van Nederlandse gascentrales, en 40% in extra elektriciteitsimport.

⁷ Er is dus niet voor elk maatregel apart bekeken wat het effect is op fossiele elektriciteitsproductie in Nederland en op het importsaldo van elektriciteit.

Dergelijke aannames zijn zeer onzeker: relatief kleine veranderingen in energieprijzen, CO₂-prijzen en ontwikkelingen in het buitenlandse elektriciteitspark kunnen al tot forse wijzigingen leiden in welk deel van de emissieveranderingen fysiek in Nederland plaats vindt en welk deel buiten Nederland.

Standaardaannames emissiefactoren en importeffecten bij elektriciteit

Emissie-effecten en primair verbruik

In de NEV 2015 blijkt bij toenemende productie van hernieuwbare elektriciteit het vooral de productie met gascentrales te zijn die terugloopt. De inzet van kolen blijft relatief constant. Om deze reden gaat de berekening van de emissie-effecten en primair verbruik default uit van verdringing van gascentrales bij extra elektriciteitsproductie of minder elektriciteitsvraag, en omgekeerd van extra inzet van gascentrales als de elektriciteitsproductie daalt of de vraag stijgt. Bij forse additionele elektriciteitsproductie door bijvoorbeeld hernieuwbaar of nucleair zal op een gegeven moment ook de productie door kolencentrales terug gaan lopen. Het is mogelijk om dit integraal te berekenen met het elektriciteitsmarktmodel Competes, maar dat is vooral zinvol bij combinaties van verschillende maatregelen.

Effecten op het importsaldo van elektriciteit

De NEV kent ook een beleidsvariant waarin er na 2023 geen nieuw openstellingen zijn van de SDE+-regeling. In deze variant is de hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030 daardoor lager dan in de raming met vastgesteld en voorgenomen beleid. Uit vergelijking met de variant met continuering van de SDE+-openstellingen blijkt dat in 2030 circa 40% van de verandering in de productie neerslaat in een verandering van de netto elektriciteitsimport, en dus 60% leidt tot een verandering van de binnenlandse emissies.

Waterbedeffect

Zolang het totale emissieplafond van het ETS niet verandert, en onder de aanname dat het plafond beperkend is voor de emissie van de deelnemende bedrijven (i.e., CO₂-prijs groter dan nul), is het uiteindelijke emissie-effect binnen het ETS nul: het zogenaamde waterbedeffect. Dat betekent ook dat de ETS emissie-effecten in het buitenland tegengesteld zijn aan die in Nederland. Die tegengestelde ontwikkeling zal overigens niet op precies hetzelfde moment plaatsvinden: het ETS plafond is een cumulatief plafond over meerdere jaren. Een deel van de compenserende effecten zal dus in de toekomst optreden. De hier gepresenteerde effecten in het ETS zijn directe effecten, en *exclusief* dit waterbed-effect.

Voor een deel gaat het hier om bestaande stimulering van specifieke technieken waarbij effecten op de netto import al onderdeel zijn van de NEV. Ook bij maatregelen die pas richting 2030 als aanvullende optie in beeld zijn is de – op die termijn zeer onzekere – verdeling van de effecten over binnenlandse en buitenlandse emissies minder van belang dan voor 2020.

2.1 SDE+-regeling wind op land

Status: vastgesteld beleid NEV 2015

Inleiding

De SDE+-regeling is een exploitatiesubsidie voor hernieuwbare energie. Investeerders krijgen dus een subsidie op de geproduceerde hernieuwbare energie, zoals elektriciteit, warmte, en/of groen gas. Binnen de SDE+ worden verschillende categorieën onderscheiden, met exploitatiesubsidies op maat. Hier is gekeken naar de kosten en effecten van de toename van wind op land, van ca 2,3 GW in 2013 via 5,1 GW in 2020 naar 6,7 GW in 2030. Ook wind op land vermogen dat na 2013 in productie ging maar nog onder de oude SDE-regeling i.p.v. de SDE+-regeling is hier meegerekend.

Beschrijving beleidsinstrument

De SDE+-regeling vergoedt de onrendabele top van hernieuwbare energieprojecten, en maakt daarmee investeringen in deze technieken rendabel. Voor elke techniek geldt een basisbedrag, de totale kostprijs van de techniek per eenheid output. Het verschil tussen dit basisbedrag en de marktprijs wordt vanuit de SDE-vergoed, met een plafond op de maximale vergoeding. Omdat dit plafond voor de investeerder een extra risico betekent, omvat het basisbedrag ook een risicopremie.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De SDE+-regeling voor wind op land geldt uiteraard voor windturbines op land, maar ook windmolens in binnenwateren (IJsselmeer) zijn hier beschouwd. Binnen de categorie zijn er verschillen in kostprijs, die vooral samenhangen met de locatie (veel/weinig wind). De SDE+ regeling maakt sinds kort ook dit onderscheid tussen gunstiger en minder gunstige locaties. Doordat hiermee ook ongunstiger locaties rendabel worden, heeft dit een kostenopdrijvend effect. Daar staat tegenover dat het verschil tussen wat een windmolen aan subsidie nodig heeft en wat deze krijgt gemiddeld kleiner wordt.

Interacties met ander beleid

Zonder de SDE-regeling zou er geen groei van betekenis zijn voor wind op land. De SDE-regeling is daarmee een minimumvoorwaarde voor de ontwikkeling van wind op land. Naast de SDE is er echter wel faciliterend beleid, gericht op ruimtelijk ordening, draagvlak en het betrekken van lokale overheden. Zonder faciliterend beleid zouden er minder windturbines op land worden gebouwd, maar op de kosteneffectiviteit zal dit naar verwachting geen groot effect hebben. Eventuele effecten op procedurekosten en cetera zijn geen onderdeel van de kostenschatting.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Wind op land is een van de goedkoopste technieken voor hernieuwbare energie. Er is tot 2030 nog een aanzienlijke kostendaling verondersteld, die voorkomt uit zowel dalende investeringskosten per kW als het opvoeren van het gemiddelde aantal bedrijfsuren. De verbetering in de totale kosteneffectiviteit komt voor een belangrijk deel ook door de stijgende elektriciteitsprijzen.

Naast de kosten voor de windmolens zelf zijn er ook extra kosten in het energiesysteem hier beschouwd (de systeemintegratiekosten). Deze bestaan uit balanceringskosten, kosten voor reservevermogen en operationele kosten. Voorbeelden zijn extra opstartkosten en lagere efficiency bij de centrales die op en af moeten regelen om het fluctuerende aanbod van hernieuwbare elektriciteit in te passen. Tot 2030 is er ruim voldoende vermogen om back-up capaciteit te leveren als er geen wind en of zon zijn, dat betekent dat hiervoor geen extra kosten zijn.

Tabel 2: Kosten en effecten SDE+ wind op land

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	273	150
Overheidskosten totaal	M€/jaar	303	149
Emissiereductie BKG	Mton/jr	3,7	7,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	73	20
waarvan ETS	Mton/jr	3,7	7,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	73	20
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	2,2	4,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	122	34
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	33	65
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	8	2
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	33	65
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	8	2
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	5118	9166
CAPEX	M€/jaar	377	674
O&M	M€/jaar	197	366
Systeemintegratiekosten	M€/jaar	150	298
Energiekosten	M€/jaar	-451	-1189
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-33	-65
Levensduur	jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	303	149
waarvan SDE+		303	149
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

De techniek heeft in 2020 nog netto kosten, maar is in 2030 bijna kostenneutraal qua nationale kosten. Nieuwe windmolens die rond 2030 gebouwd worden hebben waarschijnlijk negatieve nationale kosten: ze leveren de maatschappij dus een netto baat. Voor private investeerders, met hogere rendementseisen op kapitaal en een kortere economische afschrijvingsduur, is de techniek zonder SDE-vergoeding echter nog enige tijd niet rendabel. De nationale kosten zijn gebaseerd op de technische levensduur van ca. 20 jaar: dat is de periode waarin emissie-effecten optreden en de techniek kosten en baten genereert. De periode van de SDE-subsidie is echter korter: 15 jaar. De overheidskosten zijn hier dus over een langere periode uitgesmeerd dan wat met de SDE+-regeling het geval is.

Kosten doelgroep

De regeling vergoedt de onrendabele top voor wind op land, en investeerders besluiten zelf of ze wel of niet investeren in wind op land. Er zijn daarmee geen netto kosten voor de doelgroep.

Overige kosten en baten

Naast de directe kosten en baten is er nog een aantal – niet gekwantificeerde – overige baten. Voor wind op land zijn dat vermeden uitstoot van luchtverontreinigende emissies, voornamelijk in de elektriciteitsopwekking. Verder is er een lagere importafhankelijkheid, en neemt de kapitaalintensiteit van de economie toe. Baten voor vermeden aankoop van ETS CO₂-emissierechten zijn al onderdeel van de elektriciteitsprijs.

Tegenover deze baten staat ook negatieve welvaartseffecten, door horizonvervuiling en geluidshinder. Het gewicht hiervan varieert per locatie.

Onzekerheden en beperkingen

Voor de energiebatens zijn de elektriciteitsprijzen uit de NEV gebruikt. Strikt genomen zouden de vermeden kosten van kolen en gasconsumptie in Nederland, samen met de verandering in het importsaldo gebruikt moeten worden. Hiervoor is echter een vershilanalyse nodig: met en zonder een bepaalde hoeveelheid wind op land. De huidige aanpak biedt een goede proxy. Rond de elektriciteitsprijzen is nog wel een bepaalde onzekerheid. De werkelijke levensduur hangt ook af van het beleid: als nieuwe turbines op bestaande locaties in aanmerking komen voor subsidie, kan dit tot versnelde herinvestering leiden, en een gemiddeld kortere levensduur. Ondanks de daardoor hogere kosten kan dit wel een manier zijn om een hoger aantal PJ/jr te halen (grotere turbines op oude locaties).

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Wind op land is volgens veel studies op lange termijn een robuust onderdeel van een emissiearme energievoorziening. De relatief lage kosten maken dat wind op land ook een belangrijk onderdeel van het energiesysteem is als biomassa en CCS ruim beschikbaar zijn. Het potentieel voor verdere toename na 2030 is gering vanwege de ruimtelijke beperkingen in Nederland.

Nadere toelichting doorrekening

De kostenberekeningen zijn gebaseerd op berekeningen door het RESOLVE-E model ten behoeve van de NEV 2015. De onderliggende berekeningen omvatten projecties van de ontwikkeling van wind op land in de variant met voorgenoemd beleid uit de NEV,

inclusief een gedetailleerde opbouw van het windvermogen naar constructiejaar en kostencategorie. De gegevens zijn op dit detailniveau niet beschikbaar in openbare bronnen. Het profiel-effect – de afslag die aangeeft hoeveel lager de prijs die intermitterend hernieuwbaar ontvangt ten opzichte van ander vermogen – ligt cf. de NEV op 12% in 2020 en 15% in 2030. Dit profiel-effect gaat slechts in zoverre ten kosten van de nationale energiebaten als dat de extra productie tot extra elektriciteitsexport leidt. In andere gevallen staat tegenover de lagere batens voor de producent ook een iets lagere prijs voor de consument.

De opslag duurzame energie ODE valt buiten de scope van de SDE+ als zodanig, en is geen onderdeel van deze factsheet.

2.2 SDE+-regeling wind op zee

Status: vastgesteld beleid NEV 2015

Inleiding

De SDE+-regeling is een exploitatiesubsidie voor hernieuwbare energie. Investeerders krijgen dus een subsidie op de geproduceerde hernieuwbare energie – zoals elektriciteit, warmte, en/of groen gas. Binnen de SDE+ worden verschillende categorieën onderscheiden, met exploitatiesubsidies op maat. Deze factsheet spitst zich toe op wind op zee. Ook wind op zee vermogen dat na 2013 in productie ging, maar onder de SDE-regeling i.p.v. de SDE+ regeling, is hier meegerekend. Het gaat om een toename van 0,2 GW in 2013 via 2,3 GW in 2020 naar 4,3 GW in 2030.

Beschrijving beleidsinstrument

De SDE-regeling vergoedt de onrendabele top van hernieuwbare energieprojecten, en maakt daarmee investeringen in deze technieken rendabel. Voor elke techniek geldt een basisbedrag, de totale kostprijs van de techniek per eenheid output. Het verschil tussen dit basisbedrag en de marktprijs wordt vanuit de SDE vergoed, met een plafond op de maximale vergoeding. Omdat dit plafond voor de investeerder een extra risico betekent, omvat het basisbedrag ook een risicopremie. Bij wind op zee gaat de SDE+ via een speciale tenderconstructie.

Bij wind op zee zijn er ook kosten voor aansluiting op het hoogspanningsnet. Deze vallen buiten de SDE+: Tennet investeert in deze aansluiting “stopcontact op zee” en socialiseert de kosten. Ze vormen echter wel onderdeel van de kosten van wind op zee en vallen ook hier binnen de scope.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De SDE+-voor wind op zee geldt voor windturbines op zee. Windmolens in binnenwateren (IJsselmeer) vallen er niet onder, deze zijn behandeld in paragraaf 2.1. Binnen de categorie zijn er verschillen in kostprijs, die vooral samenhangen met de locatie (waterdiepte, windregime).

Interacties met ander beleid

Zonder de SDE-regeling zou er geen groei van betekenis zijn voor wind op zee. De SDE-regeling is daarmee een absolute minimumvoorwaarde voor de ontwikkeling van wind op zee. Ook is er beleid waardoor een deel van de kosten van het hoogspanningsnet op zee is gesocialiseerd, door aanleg van het “stopcontact op zee” door TenneT. De kosten van deze aansluiting vallen niet onder de kosten van de SDE, maar dragen wel bij aan de nationale kosten van wind op zee.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Wind op zee is een van de duurdere technieken voor hernieuwbare energie. Verondersteld is dat er tot 2030 wel een aanzienlijke kostendaling zal optreden, die voorkomt uit zowel dalende kosten per kW als het opvoeren van de gemiddelde bedrijfsuren. De verbetering van de totale kosteneffectiviteit komt voor een belangrijk deel ook door de stijgende elektriciteitsprijzen. Voor private investeerders, met hogere rendementseisen op kapitaal, is de techniek zonder SDE-vergoeding echter ook in 2030 nog niet rendabel.

Tabel 3: Kosten en effecten SDE+ wind op zee

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	414	468
Overheidskosten totaal	M€/jaar	591	484
Emissiereductie BKG	Mton/jr	3,6	7,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	116	65
waarvan ETS	Mton/jr	3,6	7,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	116	65
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	2,1	4,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	194	108
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	31	63
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	13	7
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Primair	PJ/jr	31	63
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	13	7
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	6403	12048
CAPEX	M€/jaar	471	887
O&M	M€/jaar	231	453
Systeemintegratiekosten	M€/jaar	143	290
Energiekosten	M€/jaar	-431	-1160
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-31	-63
Levensduur	jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	591	484
<i>waarvan SDE+</i>		591	484
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

Naast de kosten voor de windmolens zelf en de netaansluiting omvatten de kosten ook de extra kosten in het energiesysteem, de systeemintegratiekosten. Deze bestaan uit balancerings-, reserve- en operationele kosten. Voorbeelden zijn extra opstartkosten, lagere efficiency, etc. bij de centrales die op en af moeten regelen om het fluctuerende aanbod van hernieuwbare elektriciteit in te passen. Tot 2030 is er ruim voldoende vermogen om back-up capaciteit te leveren als er geen wind en of zon zijn, dat betekent dat hiervoor geen extra kosten zijn.

De nationale kosten zijn gebaseerd op de technische levensduur van ca 20 jaar. De periode van de SDE-subsidie is echter korter: 15 jaar. De overheidskosten zijn hier dus over een langere periode uitgesmeerd dan in werkelijkheid het geval is.

Kosten doelgroep

De regeling vergoedt de onrendabele top voor wind op zee, en investeerders besluiten zelf of ze wel of niet investeren in wind op zee. Er zijn daarmee geen netto kosten voor de doelgroep. Tennet neemt de kosten voor het stopcontact op zee op zich, en brengt die weer in rekening bij alle producenten zoals bij alle aansluitingen gebruikelijk is.

Overige kosten en baten

Naast de directe kosten en baten is er nog een aantal – niet gekwantificeerde – overige baten. Voor wind op zee zijn dat vermeden uitstoot van luchtverontreinigende emissies, voornamelijk in de elektriciteitsopwekking. Verder is er een lagere importafhankelijkheid, en neemt de kapitaalintensiteit van de economie toe. Baten voor CO₂-emissiereductie die voortkomen uit de vermeden aankoop van ETS-rechten zijn al onderdeel van de elektriciteitsprijs. Een neveneffect kan zijn dat windparken als een soort reservaat voor het zeeleven fungeren. Tegenover deze baten staat ook negatieve welvaartseffecten. Bij locaties die ver genoeg van de kust liggen is er geen horizonvervuiling. De locaties van windparken op zee zijn niet of minder beschikbaar voor andere functies, zoals scheepvaart, visserij en offshore olie- en gaswinning.

Onzekerheden en beperkingen

Voor de energiebatens zijn de elektriciteitsprijzen uit de NEV gebruikt. Strikt genomen zouden de vermeden kosten van kolen- en gasconsumptie in Nederland, samen met de verandering in het importsaldo gebruikt moeten worden. Hiervoor is echter een verschilanalyse nodig: met en zonder een bepaalde hoeveelheid wind op zee. De huidige aanpak – waarbij de geproduceerde elektriciteit de grondslag is voor de baten en de emissie-effecten biedt een goede proxy voor het bepalen van de binnenlandse effecten en kosten. Rond de elektriciteitsprijzen is nog wel een bepaalde onzekerheid.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Wind op zee is volgens veel studies op lange termijn een robuust onderdeel van een emissiearme energievoorziening. Voor Nederland is dit een van de weinige hernieuwbare technieken waarin Nederland door het grote potentieel een comparatief voordeel heeft ten opzichte van het buitenland.

Nadere toelichting doorrekening

Kosten en effecten zijn gebaseerd op berekeningen door het RESOLVE-E model ten behoeve van de NEV 2015. De onderliggende berekeningen omvatten projecties van de ontwikkeling van wind op zee in de variant met voorgenomen beleid uit de NEV, inclusief een gedetailleerde opbouw van het windvermogen naar constructiejaar en kostencategorie. De gegevens zijn op dit detailniveau niet beschikbaar in openbare bronnen.

De opslag duurzame energie ODE valt buiten de scope van de SDE+ als zodanig, en is geen onderdeel van deze factsheet.

2.3 SDE+-regeling grootschalig zon-PV

Status: vastgesteld beleid in de NEV 2015

Inleiding

De SDE+-regeling is een exploitatiesubsidie voor hernieuwbare energie. Investeerders krijgen dus een subsidie op de geproduceerde hernieuwbare energie, zoals elektriciteit, warmte, en/of groen gas. Binnen de SDE+ worden verschillende categorieën onderscheiden, met exploitatiesubsidies op maat. Deze factsheet spitst zich toe op de kosten en effecten van de toename van grootschalige zon-PV via de SDE+ vanaf 2013. Onder invloed daarvan neemt het opgestelde grootschalige zon-PV vermogen toe van 0 GW in 2013 tot ca. 3 GW in 2020 en ca. 8 GW in 2030.

Beschrijving beleidsinstrument

De SDE-regeling vergoedt de onrendabele top van hernieuwbare energieprojecten, en maakt daarmee investeringen in deze technieken rendabel. Voor elke techniek geldt een basisbedrag, de totale kostprijs van de techniek per eenheid output. Het verschil tussen dit basisbedrag en de marktprijs wordt vanuit de SDE-vergoed, met een plafond op de maximale vergoeding. Omdat dit plafond voor de investeerder een extra risico betekent, omvat het basisbedrag ook een risicopremie.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De SDE+-voor grootschalige zon-PV geldt voor grotere zon-PV, bijvoorbeeld bij bedrijfsgebouwen of op zogenaamde zonne-akkers. Kleinschalige zon-PV bij huishoudens komt niet in aanmerking voor de SDE+; hiervoor geldt de regelgeving rond salderen van zelfopgewekte elektriciteit.

Interacties met ander beleid

Zonder de SDE-regeling zou grootschalige zon-PV niet rendabel zijn, en zou er geen groei van betekenis plaatsvinden. De SDE-regeling is daarmee een minimumvoorwaarde voor groei.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Grootschalige zon-PV is een van de duurdere technieken voor hernieuwbare energie. Wel is een snelle kostendaling verondersteld: investeringskosten dalen in deze analyse met ca 40% tussen 2015 en 2030. De kostendaling komt vooral voort uit de dalende prijzen van panelen. De verbetering van de totale kosteneffectiviteit komt voor een deel ook door de stijgende elektriciteitsprijzen. De elektriciteitsprijs die zon-PV ontvangt is lager dan de gemiddelde elektriciteitsprijs door het zogenaamde profieffect. Dat komt doordat als zon-PV op een bepaald moment veel produceert, door dit extra aanbod van elektriciteit de momentane elektriciteitsprijs zakt. De grootte van dit profieffect is geen constante, maar hangt af van de hoeveelheid opgesteld zon-PV vermogen en van de rest van het energiesysteem.

Ondanks de dalende kosten, heeft grootschalige zon-PV ook in 2030 nog positieve nationale kosten. Voor private investeerders, met hogere rendementseisen op kapitaal, is de techniek duurder.

De nationale kosten zijn gebaseerd op de technische levensduur van ca 20 jaar omdat dit ook de periode is waarin de emissie-effecten optreden. De periode van de SDE-subsidie is echter korter, namelijk 15 jaar. De overheidskosten zijn hier dus over een langere periode uitgesmeerd dan in werkelijkheid het geval is, en het getal valt daardoor lager uit dan de jaarlijkse uitgaven gedurende de beschikkingsperiode. Wel moeten ook voor de overheidskosteneffectiviteit de uitgaven berekend worden over de totale emissie-effecten, dus over de technische levensduur.

Tabel 4: Kosten en effecten SDE+ grootschalige zon-PV

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	151	237
Overheidskosten totaal	M€/jaar	147	157
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,9	2,7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	159	89
waarvan ETS	Mton/jr	0,9	2,7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	159	89
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0,6	1,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	265	148
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	8	24
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	18	10
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	8	24
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	18	10
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	2821	6982
CAPEX	M€/jaar	208	514
O&M	M€/jaar	39	98
Systeemintegratiekosten	M€/jaar	21	59
Energiekosten	M€/jaar	-117	-433
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-8	-24
Levensduur	jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	147	157
waarvan SDE+	M€/jaar	147	157
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

Kosten doelgroep

De regeling vergoedt de onrendabele top voor grootschalige zon-PV, en investeerders besluiten zelf of ze wel of niet investeren in wind op zee. Er zijn daarmee geen netto kosten voor de doelgroep.

Overige kosten en baten

Naast de directe kosten en baten is er nog een aantal – niet gekwantificeerde – overige baten. Voor zon-PV zijn dat vermeden uitstoot van luchtverontreinigende emissies, voornamelijk in de elektriciteitsopwekking. Verder is er een lagere importafhankelijkheid, en neemt de kapitaalintensiteit van de economie toe. Baten voor CO₂-emissiereductie voor zover optredend in de ETS-sectoren zijn al onderdeel van de elektriciteitsprijs.

Onzekerheden en beperkingen

Voor de energiebatens zijn de elektriciteitsprijzen uit de NEV gebruikt. Strikt genomen zouden de vermeden kosten van kolen en gasconsumptie in Nederland, samen met de verandering in het importsaldo gebruikt moeten worden. Hiervoor is echter een verschilanalyse nodig: met en zonder een bepaalde hoeveelheid wind op zee. De huidige aanpak biedt een goede proxy, met dien verstande dat onzeker is welk deel van de emissiereductie in het buitenland neerslaat. Rond de elektriciteitsprijzen is nog wel een bepaalde onzekerheid.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Zon-PV is een van de belangrijke technieken voor emissie-vrije opwekking van elektriciteit. Het potentieel is groot, ook omdat zon-PV vaak niet hoeft te concurreren met andere toepassingen van de ruimte. Het relatief geringe aantal vollasturen en het feit dat het grootste deel van de productie in het zomerhalfjaar geconcentreerd is maken wel dat het aanbodprofiel minder goed aansluit bij de vraag dan bij windenergie. Volgens sommige studies (Blanford et al., 2015) is toepassing van zon-PV daarom voor Europa en Nederland niet altijd kostenoptimaal. Dit hangt echter ook weer sterk af van de veronderstellingen over technieken die de integratie van intermitterend elektriciteitsaanbod kunnen faciliteren.

Nadere toelichting doorrekening

De kostenberekeningen zijn gebaseerd op berekeningen door het RESOLVE-E model ten behoeve van de NEV 2015. De onderliggende berekeningen omvatten projecties van de ontwikkeling van zon-PV in de variant met voorgenomen beleid uit de NEV, inclusief een gedetailleerde opbouw van het zon-PV vermogen naar constructiejaar en kostencategorie. De gegevens zijn op dit detailniveau niet beschikbaar in openbare bronnen.

De opslag duurzame energie ODE valt buiten de scope van de SDE+ als zodanig, en is geen onderdeel van deze factsheet.

2.4 SDE+-regeling biomassameestook kolencentrales

Status: vastgesteld beleid

Inleiding

De SDE+-regeling is een exploitatiesubsidie voor hernieuwbare energie. Investeerders krijgen dus een subsidie op de geproduceerde hernieuwbare energie, zoals elektriciteit, warmte, en/of groen gas. Binnen de SDE+ worden verschillende categorieën onderscheiden, met exploitatiesubsidies op maat.

Beschrijving beleidsinstrument

De SDE-regeling vergoedt de onrendabele top van hernieuwbare energieprojecten, en maakt daarmee investeringen in deze technieken rendabel. Voor elke techniek geldt een basisbedrag, de totale kostprijs van de techniek per eenheid output. Het verschil tussen dit basisbedrag en de marktprijs wordt vanuit de SDE-vergoed, met een plafond op de maximale vergoeding. Omdat dit plafond voor de investeerder een extra risico betekent, omvat het basisbedrag ook een risicopremie.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De SDE+-voor biomassameestook geldt voor bij- en meestook in kolencentrales. De exploitatiesubsidie compenseert voor de meerkosten van biomassameestook ten opzichte van kolenstook. De belangrijkste meerkosten hierbij bestaan uit het prijsverschil tussen kolen en biomassa, meestal geïmporteerde houtpellets. Daarnaast zijn er aanpassingskosten voor de installatie. Bij nieuwe kolencentrales kan de garantie op de installatie vervallen bij biomassameestook; ook de risico's die dit met zich meebrengt zijn voor de exploitant een kostenpost. In deze factsheet is gerekend aan de bij- en meestook van 46 (2020) en 37 (2030) PJ/jr biomassa in kolencentrales.

Interacties met ander beleid

Belangrijke interacties zijn er met de CO₂-prijs, en met beleid dat de inzet van kolencentrales beïnvloedt. Een hogere CO₂-prijs maakt de meerkosten van biomassameestook kleiner. De sluiting van de oude en/of nieuwe kolencentrales beïnvloedt de mogelijkheden voor meestook, en ook kolenbelasting en CO₂-heffingen doen dat, doordat ze het aantal draaiuren van kolencentrales beïnvloeden.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Het emissie-effect is rechtstreeks af te leiden uit de substitutie van kolen door biomassa. Investeringskosten voor het aanpassen van installaties zijn relatief gering, waarmee het prijsverschil tussen biomassa en kolen als belangrijkste kostenpost overblijft. De kosten zijn gebaseerd op de veronderstelde kolen en biomassaprijzen in de NEV variant met voorgenomen beleid. In 2030 zijn door lagere veronderstelde biomassaprijzen de kosten beduidend lager dan in 2020.

Tabel 5: Kosten en effecten SDE+ biomassameestook in kolencentrales

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	227	61
Overheidskosten totaal	M€/jaar	402	204
Emissiereductie BKG	Mton/jr	4,3	3,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	53	18
waarvan ETS	Mton/jr	4,3	3,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	53	18
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	4,3	3,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	53	18
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	23	19
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	10	3
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	196	158
CAPEX	M€/jaar	21	17
O&M	M€/jaar	10	7
Energiekosten	M€/jaar	245	108
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	-49	-71
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Kolen</i>	PJ/jr	-46	-37
<i>Biomassa</i>	PJ/jr	46	37
Levensduur	jaar	12	12
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	402	204
waarvan SDE+	M€/jaar	402	204
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

Kosten doelgroep

De regeling vergoedt de onrendabele top voor biomassameestook, en investeerders besluiten zelf of ze dit wel of niet toepassen. Er zijn daarmee geen netto kosten voor de doelgroep. Ten opzichte van het prijsverschil tussen biomassa en kolen is de vergoeding ruim, maar voor investeerders zijn er ook bijkomende kosten. Omdat de vergoeding een exploitatiesubsidie is die ook vaste kosten moet ondervangen, leidt dit tot een verlaging van de variabele kosten, en mogelijk een betere positie in de internationale merit-order.

Overige kosten en baten

Bij biomassameestook zijn de effecten op luchtverontreiniging relatief gering, omdat kolencentrales beschikken over rookgasreiniging. De verstoekte biomassa moet aan bepaalde duurzaamheidscriteria voldoen, maar dit blijkt in de praktijk niet altijd te garanderen. Ook is niet uit te sluiten dat het beslag op duurzame biomassa door verdringing uiteindelijk toch tot extra inzet van niet duurzame biomassa elders leidt.

Onzekerheden en beperkingen

Voor de energiekosten zijn de brandstofprijzen uit de NEV gebruikt. Deze zijn echter onzeker. De veronderstelde daling van biomassa-prijzen kan niet uitkomen als ook andere landen een groeiende claim leggen op biomassa. Bij biomassameestook is er i.t.t. wind en zon geen onzekerheid over welk deel van de emissie-effecten in Nederland terecht komt: de substitutie van kolen door biomassa vindt bij Nederlandse centrales plaats en telt daar ook mee voor de emissiereductie. Verschuivingen op de elektriciteitsmarkt waardoor de inzet van kolencentrales stijgt of daalt hebben uiteraard wel invloed op de totale omvang van effecten en kosten.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Kolencentrales zonder CCS passen niet in de emissiearme-of vrije elektriciteitsopwekking die nodig zal zijn om de emissiedoelen van 2050 te halen. Daarmee staat of valt eventuele meestook van biomassa met de toepassing van CCS. Bij ruime beschikbaarheid van CO₂-opslagcapaciteit passen kolencentrales wellicht in een dergelijke elektriciteitsvoorziening, maar als opslagcapaciteit schaars is ligt dit minder voor de hand. Als opmaat voor de opzet van een infrastructuur voor biomassa kan meestook als wegbereider voor andere toepassingsgebieden zoals biobased chemie fungeren.

Het aanbod van duurzaam geproduceerde biomassa is beperkt, terwijl er veel toepassingen mogelijk zijn. Naast inzet ten behoeve van elektriciteitsproductie kan biomassa worden gebruikt voor het produceren van vloeibare transportbrandstoffen en groen gas of als grondstof voor de chemie. De schaarse biomassa zal dus op termijn vooral daar moeten worden ingezet waar het aantal alternatieven beperkt is. Voor de elektriciteitsproductie zijn er relatief veel alternatieven. Grootschalige bij- en meestook van biomassa in elektriciteitscentrales zonder CCS past daarom minder goed in een schoon energiesysteem op lange termijn (PBL/ECN, 2011).

Nadere toelichting doorrekening

De kostenberekeningen zijn gebaseerd op berekeningen door het Resolve-E model ten behoeve van de NEV 2015; de inzet van de kolencentrales is berekend door Competes.

2.5 Salderingsregeling zon-PV kleinverbruikers

Status: vastgesteld beleid

Inleiding

De salderingsregeling regelt dat huishoudens en andere 'kleinverbruikers' de stroom die zij zelf opwekken met zonnepanelen en niet direct zelf verbruiken mogen terugleveren op het elektriciteitsnet, en deze zonder kosten mogen salderen met de stroom die ze afnemen. Door deze regeling, in combinatie met de scherp gedaalde prijs van zon-PV-systemen, is voor kleinverbruikers een gunstige businesscase ontstaan voor het plaatsen van zon-PV systemen.

Beschrijving beleidsinstrument

De salderingsregeling is deels uitgewerkt in de elektriciteitswet en deels in de belastingwet. In de elektriciteitswet is geregeld dat leveranciers van elektriciteit verplicht zijn om door kleinverbruikers zelf opgewekte (en niet direct zelf verbruikte) elektriciteit af te nemen (invoeding) en deze te salderen met de door de kleinverbruiker op een ander moment van het net afgenomen (levering) stroom. Voor een eventueel positief saldo van invoeding en levering is de leverancier verplicht een 'redelijke vergoeding' te betalen. In de belastingwet is vastgelegd dat een kleinverbruiker slechts energiebelasting (inclusief ODE) hoeft te betalen over het saldo van invoeding en levering.

In de praktijk betekent de salderingsregeling dat, zolang de jaarproductie van de zon-PV installatie kleiner of gelijk is aan het totale elektriciteitsverbruik van de kleinverbruiker, elke opgewekte kWh aan zonnestroom voor de kleinverbruiker een baat heeft van leveringstarief plus energiebelasting (EB) plus opslag duurzame energie (ODE) plus BTW. Voor het eventuele gedeelte van de jaarproductie dat boven het jaarverbruik ligt, is de baat lager, namelijk slechts de 'redelijke' terugleververgoeding.

De regeling geldt voor alle verbruikers met een kleinverbruikersaansluiting (aansluiting kleiner dan 3x 80A), dus niet alleen voor huishoudens.

Beschrijving referentiesituatie

Deze analyse vergelijkt de situatie met salderingsregeling met een hypothetische situatie zonder. Met salderingsregeling wordt uitgegaan van ca. 3 GW kleinschalig zon-PV vermogen in 2020 en ruim 9 GW in 2030 (Schoots en Hammingh, 2015). Verondersteld is dat dit zonder salderingsregeling zou zijn uitgekomen op bijna 1 GW in 2020 en bijna 7 GW in 2030. De saldering leidt daarmee tot ca. 2,3 GW extra in 2020 en bijna 3 GW extra in 2030. Merk dus op dat tussen 2020 en 2030 de ingroei van zon-PV in geval de salderingsregeling er nooit zou zijn geweest, bijna net zo snel is als met de salderingsregeling.

Zonder de salderingsregeling liggen de baten van een zon-PV-systeem anders. Slechts de opbrengst die door de kleinverbruiker direct zelf verbruikt wordt levert nog dezelfde baat van uitgespaarde leveringstarief+EB+ODE+BTW. Voor het gedeelte dat wordt teruggeleverd via het net, maar per saldo nog binnen het jaarverbruik valt, ontvangt de

investeerder geen EB+ODE+BTW terug. Wel krijgt de kleinverbruiker over dit gedeelte de redelijke terugleververgoeding.

Opmerking: de referentie beschrijft de situatie waarin nooit saldering zou hebben bestaan, dus expliciet niet een situatie waarin de huidige salderingsregeling wordt afgeschaft.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Met de salderingsregeling is de businesscase voor het aanschaffen van een zon-PV systeem voor kleinverbruikers gunstiger dan zonder, doordat voor een groter aandeel van de opwek een hogere baat wordt verkregen. Bovendien is het rendement van de installatie door de regeling vrij goed voorspelbaar, doordat de jaaropbrengst relatief goed is in te schatten, en niet afhankelijk is van het aandeel direct eigen verbruik dat kan worden gerealiseerd. De meeste kleinverbruikers kiezen ervoor een systeem aan te schaffen waarmee de jaaropbrengst net iets lager ligt dan het gemiddelde jaarverbruik. Zodoende kan voor de gehele jaaropbrengst van het systeem op gunstige baten worden gerekend. De kleinverbruiker is overigens geen pure *homo economicus*. Een argument dat daarom ook meespeelt bij aanschafbeslissingen is dat bij de beschreven systeemgrootte de beleving ontstaat van het vrijwel volledig verduurzamen van het eigen elektriciteitsverbruik, of het argument vrijwel geheel in eigen behoefte te voorzien.

Zonder salderingsregeling is de baat van het systeem mede afhankelijk van de mogelijkheid tot gelijktijdigheid van opwekking en verbruik. Hierin is door kleinverbruikers deels te sturen in verbruiksgedrag. Hoe groot deze mogelijkheid feitelijk is, is onduidelijk; slimme technologie en kleinschalige opslag kunnen dit aandeel vergroten, maar met de salderingsregeling bestaan hiertoe momenteel nauwelijks prikkels. Deels zijn hieraan ook extra kosten verbonden. Ook de systeemgrootte is van invloed op het aandeel direct eigenverbruik: bij relatief kleinere systemen zal een groter aandeel van de opwekking direct gebruikt worden. Door vaste kostencomponenten bij systeemaanschaf en installatie, zijn de kosten van kleinere systemen echter relatief hoger. Bovendien zal bij kleinere systemen steeds minder het gevoelsargument van ‘volledige, duurzame voorziening in eigenverbruik’ opgaan.

Overigens zijn niet alle momenteel geïnstalleerde elektriciteitsmeters geschikt om praktische uitvoering te geven in een situatie zonder salderingsregeling; de hoeveelheid opgewekte stroom die op het net wordt terug geleverd is niet met alle typen meters te bepalen. Het beleid is om iedere kleinverbruiker een “slimme meter” aan te bieden op basis van vrijwilligheid. Een verplichting tot het accepteren van een slimme meter bestaat echter niet. Zolang er nog oude meters bestaan, zou het afschaffen van de salderingsregeling leiden tot een financiële ongelijkheid tussen situaties met en zonder een nieuwe meter.

Interacties met ander beleid

Het effect van de salderingsregeling hangt direct samen met de hoogte van de energiebelastingtarieven, en wordt groter door de stijgende ODE. Wijzigingen in de tarieven van elektriciteit beïnvloeden dan ook direct de winstgevendheid van kleinschalige zon-PV.

De installatie van zon-PV bij kleinverbruikers wordt niet slechts via de salderingsregeling gestimuleerd. Op gemeentelijk of provinciaal niveau bestaan soms aparte stimuleringsinstrumenten, zoals gemeentelijke subsidies. Alhoewel deze subsidies momenteel veelal niet van doorslaggevende aard zijn op een aanschafbeslissing zou dit beeld zonder salderingsregeling anders kunnen zijn. De effectschatting houdt hier verder geen rekening mee.

Tevens wordt zon-PV momenteel vaak toegepast in nieuwbouwwoningen en renovatieprojecten als onderdeel van een pakket maatregelen om aan energieprestatie-eisen te voldoen. Alhoewel zonder salderingsregeling de bouwkosten en effecten op energieprestatie niet wijzigen, zouden aannemers met het oog op verkoopbaarheid voor alternatieve maatregelen kunnen kiezen. De effectschatting houdt hier verder geen rekening mee.

Tenslotte zou in een situatie zonder saldering mogelijk meer belangstelling zijn voor deelname van kleinverbruikers in grootschaligere zon-PV projecten, zoals postcoderoos- of SDE+-projecten. Ook hier is geen rekening mee gehouden.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De effecten en bijbehorende kosten gaan expliciet over de salderingsregeling en niet over kleinschalige zon-PV als zodanig. De kosten en effecten hebben dus niet betrekking op de toename van zon-PV als geheel, maar op het verschil in toename met en zonder salderingsregeling. De kosten van kleinschalige zon-PV in totaal vallen bijvoorbeeld in 2030 veel lager uit dan de meerkosten van die kleinschalige zon-PV die er in 2030 door de salderingsregeling wel staat en die er zonder de salderingsregeling niet had gestaan, zoals hier beschouwd in de factsheet.

Kleinschalige zon-PV is nu nog een van de duurdere technieken voor hernieuwbare energie, maar wel met de snelste veronderstelde kostendaling, vooral door de dalende prijzen van panelen. De salderingsregeling haalt de toepassing van kleinschalige zon-PV vooral naar voren in de tijd. Als er geen salderingsregeling zou zijn, zou de toepassing van kleinschalige zon-PV na 2020 ongeveer net zo snel stijgen als nu tussen 2010 en 2020 het geval is.

De berekeningen laten zien dat zonder saldering tot 2020 de groei van kleinschalige zon-PV vooral toe te schrijven is aan installatie in de nieuwbouw en renovatie, samenhangend met de energieprestatie-eisen. Vanaf 2021 ontstaat bij de gehanteerde 40% eigenverbruik echter zelfstandig positieve business cases voor kleinschalige zon-PV, ook zonder saldering.

De kosten van de salderingsregeling zijn voor de overheid vooral op de langere termijn erg hoog, en de kosteneffectiviteit voor de overheid van de salderingsregeling is op de langere termijn erg ongunstig. Dit komt doordat, uitgaande van de veronderstelde prijsdaling voor zon-PV systemen, vanaf ca 2020 kleinschalige zon-PV steeds vaker uit kan zonder saldering, terwijl wel alle kleinschalige zon-PV bij huishoudens profiteert van de saldering. Er zijn dus na 2020 steeds meer free-riders. En voor de kleinschalige zon-PV-installaties waarbij saldering als zodanig wel nodig zou zijn, zorgt de dalende kostprijs in combinatie met de constante energiebelasting en stijgende ODE voor forse oversubsidiëring.

Tabel 6: Kosten en effecten salderingsregeling kleinschalige zon-PV

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	199	216
Overheidskosten totaal	M€/jaar	309	904
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,7	0,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	269	232
waarvan ETS	Mton/jr	0,7	0,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	269	232
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0,4	0,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	448	387
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	6	8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	31	26
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	6	8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	31	26
Primair	PJ/jr	5	7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	37	32
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	3047	3848
CAPEX	M€/jaar	224	283
O&M	M€/jaar	50	64
Systeemintegratiekosten	M€/jaar	16	20
Energiekosten	M€/jaar	-92	-151
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-6	-8
Levensduur	jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	309	904
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	254	669
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	55	235

Kosten doelgroep

De salderingsregeling zorgt voor een min of meer vaste, en met de stijgende ODE zelfs stijgende energiebatens voor huishoudens, waar bovendien dalende kosten voor zon-PV tegenover staan. Voor huishoudens zijn er daardoor netto batens, die op termijn steeds groter zullen worden.

Overige kosten en batens

Bij elektriciteitsproductie via zon-PV treden er batens op als gevolg van vermeden emissies van luchtverontreinigende stoffen. Verder is er een lagere importafhankelijkheid en neemt de kapitaalsintensiteit van de economie toe. Batens voor vermeden aankoop van ETS CO₂-emissierechten zijn al onderdeel van de elektriciteitsprijs.

Onzekerheden en beperkingen

De installatie van zon-PV heeft met de salderingsregeling sinds 2012 een vlucht genomen. Bij ongewijzigd beleid is de verwachting dat ook de komende jaren sterke groei zal plaatshebben. De precieze groei kent echter grote onzekerheid. Er is rond de ontwikkeling van zon-PV sprake van een complex samenspel van factoren. Zonder salderen zal de groei van zon-PV met grote zekerheid minder groot zijn geweest en ook in de nog komende jaren lager liggen. De mate waarin is echter onzeker. Ook zonder saldering zijn er positieve business cases, met name voor kleinere systemen en voor kleinverbruikers met een hoog aandeel direct eigenverbruik. De marktomstandigheden zouden in deze situatie anders zijn, wat de ontwikkelingen zowel positief als negatief zou kunnen beïnvloeden. Bij de verwachte verdere daling van de kostprijs van PV systemen, en de verwachte stijging van de elektriciteitsprijs, zal op termijn ook zonder salderen de business case in steeds meer gevallen positief worden, waardoor een deel van het potentieel op een later moment tot ontwikkeling zal komen.

De modelberekening voor zon-PV is gebaseerd op algemene, representatieve kostenparameters, met onderscheid naar specifieke kosten en productie naar locatie. Hiermee is echter slechts deels de werkelijke variatie in omstandigheden weer te geven. De berekening benadert de ontwikkeling op hoofdlijnen goed, maar kan voor specifieke situaties ontoereikend zijn. Het model geeft geen inzicht in eventuele selectieve groei van zon-PV specifiek bij situatie met een hoger aandeel bij eigenverbruik.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Zon-PV is een van de belangrijke technieken voor emissie-vrije opwekking van elektriciteit. Het potentieel is groot, ook omdat zon-PV vaak niet hoeft te concurreren met andere toepassingen van de ruimte. Het relatief geringe aantal volmasturen en het feit dat het grootste deel van de productie in het zomerhalfjaar geconcentreerd is maken wel dat het aanbodprofiel minder goed aansluit bij de vraag dan bij windenergie. Volgens sommige studies (Blanford et al., 2015) is toepassing van zon-PV daarom voor Europa en Nederland niet altijd kostenoptimaal. Dit hangt echter ook weer sterk af van de veronderstellingen over technieken die de integratie van intermitterend elektriciteitsaanbod kunnen faciliteren.

Nadere toelichting doorrekening

Aangenomen wordt dat in een situatie zonder salderingsregeling kleinverbruikers ernaar streven een groter deel van de opgewekte stroom direct zelf te gebruiken. Dat kan door aanpassing van het gedrag, slimme technologie, of een relatief kleinere installatie. Er wordt daarom in de berekeningen vanuit gegaan dat in de referentiesituatie bij huishoudens 40% eigenverbruik wordt gerealiseerd, tegen 30% in de situatie met salderen (vastgesteld en voorgenomen beleid).

Er wordt (zowel zonder als met salderen) aangenomen dat de terugleververgoeding gelijk is aan de piekprijs voor elektriciteit op de elektriciteitsmarkt.

Het is aannemelijk dat zonder saldering de gemiddelde systeemgroottes voor zon-PV kleiner zullen zijn dan met saldering. Bij kleinere systemen is een hoger aandeel eigenverbruik te realiseren, en zonder saldering is sprake van afnemende marginale voordelen. De berekening houdt hiermee geen rekening en gaat er van uit dat het totale potentieel voor zon-PV gelijk blijft. De kosten kunnen voor kleinere installaties ook hoger uitvallen per m² paneeloppervlak, waar tegenover staat dat zon-PV zonder

saldering meer beperkt zal zijn tot de meest gunstige locaties, waardoor de opbrengst per m² paneeloppervlak relatief hoog is. De berekening gaat er van uit dat er geen invloed is op de gemiddelde prijs van PV installaties.

De modelberekening kent een groot aantal 'banden' voor zon-PV die verschillende uitgangssituaties voor o.a. kleinverbruikers schetsen. De investeringskosten voor iedere band worden omgerekend naar kosten per kWh, die vervolgens vergeleken worden met de referentieprijzen voor elektriciteit, al dan niet met aftrek van energiebelasting die mogelijk is bij salderen en rekening houdend met het aandeel eigenverbruik.

De levensduur van een zon-PV installatie bedraagt ongeveer 20-30 jaar (Fraunhofer ISE 2015).

De effectschatting gaat er van uit dat de ontwikkeling van zon-PV waarmee nieuwbouw en renovatieprojecten aan energieprestatie eisen voldoen, evenals de ontwikkeling van grootschalige zon-PV, gelijk blijft.

De doorrekening richt zich op de effecten bij huishoudens. Omdat in bijvoorbeeld dienstensector het aandeel direct eigenverbruik een stuk hoger zal liggen is het effect van salderen daar niet meegenomen in de berekeningen.

2.6 Ondersteuning kernenergie naar Brits model

Status: Beleidsoptie

Inleiding

Deze maatregel beschrijft de mogelijke ondersteuning van kernenergie, naar model van de Britse casus Hinkley Point C. Deze factsheet sluit daarom zo goed mogelijk aan bij alle gegevens die bekend zijn van Hinkley Point C zoals als de opzet van het beleid inclusief maatvoering, het type reactor en de kosten. Een belangrijke kanttekening is dat het type centrale dat bij Hinkley Point C in aanbouw is een European Pressurized Reactor (EPR), tot nu toe kampt met tegenslagen en vertragingen, waardoor kosten hoger uitvallen. In andere delen van de wereld zijn ook andere typen centrales in aanbouw die goedkoper lijken uit te vallen. De vraag is wel in hoeverre de gegevens daar representatief zijn in de Europese situatie. De beschrijving hier sluit daarom maximaal aan bij de Britse casus. Dat betekent wel dat de hier beschreven kosten waarschijnlijk de bovenkant van de bandbreedte beschrijven. Er is echter nog geen finale investeringsbeslissing genomen, dus de bedragen zijn indicatief.

Naar verwachting gaat de eerste eenheid bij Hinkley Point C, met een omvang van 1590 MW, in 2023 in productie. Bij vergelijkbare looptijden in Nederland zou dus uiterlijk rond 2020 een beslissing moeten vallen over een eventuele ondersteuningsregeling.

Beschrijving beleidsinstrument

Bij Hinkley Point C biedt de Britse overheid een garantieprijs gedurende 35 jaar in de vorm van een 'contract for difference'. De garantieprijs of 'strike price' ligt op €119/MWh⁸. Als elektriciteitsprijzen onder de garantieprijs liggen, vult de overheid het verschil aan, maar als de prijzen boven deze garantieprijs liggen betaalt de exploitant het verschil aan haar afnemers. Daarnaast biedt de Britse overheid een garantstelling voor de leningen. In het Verenigd Koninkrijk moeten consumenten en bedrijven de garantieprijs opbrengen, hier vallen de kosten omwille van de transparantie onder de kosten voor de overheid, net als bij de SDE.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Kerncentrales zijn zeer kapitaalintensief, hebben een lange levensduur (~60 jaar) en kennen lange bouwperiodes. Daartegenover staan lage operationele kosten. Deze combinatie maakt dat (markt)onzekerheden een groot risico vormen bij investering in kernenergie. Met de garantieprijs biedt de overheid de investeerder een zeker niveau van inkomsten, en neemt de overheid een groot deel van de risico's over.

Interacties met ander beleid

Een kerncentrale van 1590 MW heeft een forse impact op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. De prijzen zullen daardoor iets dalen, wat betekent dat de SDE+-vergoeding voor hernieuwbare energie iets omhoog moet. De berekening houdt met dit soort effecten geen rekening.

⁸ 92,5 pond/MWh, wisselkoers 1,29 euro/pond.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De kosten en effecten gaan er van uit van het totale geschatte emissie-effect, ongeacht welk deel daarvan in binnenland of buitenland terecht komen. In afwijking van het Britse Hinkley Point C – met twee eenheden van 1590 MW – gaan de kosten en effecten hier over één eenheid van 1590 MW.

Tabel 7: Kosten en effecten ondersteuning kerenergie naar Brits model

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar		319
Overheidskosten totaal	M€/jaar		584
Emissiereductie BKG	Mton/jr		4,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		65
waarvan ETS	Mton/jr		4,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		65
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr		2,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		109
waarvan niet-ETS	Mton/jr		0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal		0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr		0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		nvt
Primair	PJ/jr		0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€		16350
CAPEX	M€/jaar		876
O&M	M€/jaar		278
Energiekosten	M€/jaar		-835
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr		-43
Levensduur	jaar		35
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		584
<i>waarvan productiesubsidie</i>	M€/jaar		584
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

De emissiereductie door een nucleaire eenheid bedraagt circa 5 Mton/jr op basis van verdringing van gascentrales. Als ook kolencentrales minder produceren is het effect groter, waartegenover staat dat een deel van het emissie-effect waarschijnlijk in het buitenland terecht komt. De investering bedraagt ruim 15 miljard – dat is inclusief

bouwrente, en is inclusief een opslagfaciliteit. Onduidelijk is of dit ook de eindberging van radioactief afval omvat. Op basis van Finse gegevens is hiervoor nog 0,6 miljard extra gerekend.

Bij de garantieprijs van €119/MWh en de elektriciteitsprijzen in 2030 uit de NEV variant met voorgenomen beleid zou de jaarlijkse exploitatiesubsidie door de Nederlandse overheid circa een half miljard bedragen.

Kernenergie leidt tot daling van emissies en een lagere inzet van fossiele brandstoffen, maar het betreft geen hernieuwbare energie en draagt niet bij aan energiebesparing.

Kosten doelgroep

De regeling biedt een gegarandeerde prijs voor kernenergie, en investeerders besluiten zelf of ze wel of niet investeren in een kerncentrale. Er zijn daarmee geen netto kosten voor de doelgroep.

Overige kosten en baten

Kernenergie roept altijd veel discussie op over de overige kosten en baten. Deze zijn hier niet gekwantificeerd. Er zijn gunstige effecten op luchtverontreinigende emissies. Baten voor CO₂-emissiereductie voor zover optredend in de ETS-sectoren zijn al onderdeel van de elektriciteitsprijs.

Tegenover deze baten staan ook negatieve maar buitengewoon moeilijk te kwantificeren kosten, waaronder het risico op (grootschalige) nucleaire incidenten en de problematiek rond radioactief afval waarvoor nog geen finale oplossing is gevonden. De kans op een omvangrijk nucleair incident is weliswaar klein, maar de gevolgen kunnen buitengewoon omvangrijk zijn, zeker in een dichtbevolkt land als Nederland.

Onzekerheden en beperkingen

Voor de energiebatens zijn de elektriciteitsprijzen uit de NEV gebruikt. Strikt genomen zouden de vermeden kosten van kolen en gasconsumptie in Nederland, samen met de verandering in het importsaldo gebruikt moeten worden. Hiervoor is echter een verschilanalyse nodig: met en zonder een bepaalde hoeveelheid kernenergie. De huidige aanpak biedt een goede proxy. Rond de elektriciteitsprijzen is nog wel een bepaalde onzekerheid.

De lange levensduur van kernenergie maakt dat bepaalde onzekerheden veel zwaarder wegen dan bij andere opties. Als op de lange termijn de CO₂-prijs verder stijgt kan de situatie ontstaan dat de producent geld terugbetaalt, namelijk wanneer de elektriciteitsprijs boven de garantieprijs komt te liggen en ook hier de producent dan – net als in het Verenigd Koninkrijk – in dat geval geld terugbetaalt. Bij de huidige CO₂-prijsprojecties zal zo'n situatie pas ver na 2030 voor kunnen komen. Dit betreft overdrachten.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Kernenergie is vrijwel emissievrij, en het is een van de weinige emissievrije technieken voor elektriciteitsproductie die regelbaar zijn. Gezien de grote mate van kapitaalintensiteit ligt toepassing als baseload het meest voor de hand. Het potentieel is sterk afhankelijk van maatschappelijke acceptatie.

Nadere toelichting doorrekening

De eigenschappen van een kerncentrale passen eigenlijk niet goed binnen de milieukostenmethodiek. Voor bouwtechnische investeringen schrijft de milieukostenmethodiek een afschrijvingsduur van 25 jaar voor, terwijl kerncentrales 60 jaar operationeel kunnen blijven. Daar gaat dan nog een bouwperiode olopend tot 10 jaar aan vooraf.

De berekening gaat daarom – in afwijking van de milieukostenmethodiek – uit van een langere afschrijvingsduur. Er is gekozen voor 35 jaar, gelijk aan de duur van het “contract for difference”. De kosten van ontmanteling aan het eind van de levensduur zijn niet bekend, maar vallen ook buiten deze zichtperiode. Met de keuze voor 35 jaar afschrijving in plaats van 60 en het tegelijkertijd weglaten van de kosten van ontmanteling valt echter een aantal positieve en negatieve effecten goeddeels tegen elkaar weg.

Een gevoeligheidsanalyse voor ontmantelingskosten laat zien dat zelfs als de ontmantelingskosten na 70 jaar gelijk zouden zijn aan de oorspronkelijke bouwkosten, de netto contante waarde hiervan bij de bouw, en uitgaande van 4% rente, slechts 6% van het investeringsbedrag is. Een reservering voor ontmanteling bij aanvang betekent dan circa 17€/ton CO₂ hogere kapitaalkosten. Bij een lagere rente loopt dit echter sterk op.

Bij variantberekeningen met een bredere range aan keuzen t.a.v. levensduur ligt de kosteneffectiviteit tussen de 20 €/ton CO₂ (60 jaar afschrijving op basis van verwachte technische levensduur) en 100 €/ton CO₂ (25 jaar).

De kostenberekeningen zijn zo veel mogelijk gebaseerd op gegevens over Hinkley Point C: investeringskosten, vormgeving en garantieprijs van het “contract for difference”. Een deel van de gebruikte gegevens is echter niet specifiek beschikbaar voor Hinkley Point C, zoals bedienings- en onderhoudskosten en de fuel-cycle costs. De investering omvat weliswaar een opslagfaciliteit voor nucleair afval, maar voor eindberging is een additionele investering verondersteld van 0,6 miljard, op basis van Finse gegevens.

2.7 ROAD

Status: Beleidsoptie

Inleiding

Deze maatregel beoogt realisatie van het Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratie project, kortweg ROAD. Hiertoe wordt bij één unit van een kolencentrale op de Maasvlakte een CO₂-afvang unit geplaatst en middels een pijpleiding verbonden met offshore gasvelden in het P18-veld. Ondanks toegezegde subsidies staakt dit project tot op heden vanwege de verhouding kosten en opbrengsten, d.w.z. de huidige, lage ETS-prijzen.

Beschrijving beleidsinstrument

Deze maatregel kan op enkele manieren worden geïnstrumenteerd, bijvoorbeeld middels subsidies, verplichtingen of regulering van de uitstoot. Van deze mogelijkheden, lijkt verstrekking van subsidie het meest haalbaar en leidt waarschijnlijk tot de snelste implementatie van de maatregel. Overigens zijn er tot op heden al subsidies toegezegd, maar blijkt dat onvoldoende stimulans om implementatie van de maatregel.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Aangezien ROAD het karakter heeft van 'demonstratie', valt het te verwachten dat zich een leercurve ontwikkelt ten aanzien van CCS, waardoor kostenreductie bij verdere uitrol zal ontstaan. Daarnaast zijn er synergie-effecten mogelijk: door verdere uitbreiding van de aan te leggen infrastructuur, kan de hoeveelheid CO₂ voor opslag, relatief eenvoudig worden gefaciliteerd⁹.

Interacties met ander beleid

ETS-bedrijven kunnen CCS gebruiken om hun emissies te reduceren. De CO₂-prijs in het ETS is echter te laag om daarmee toepassing van CCS van de grond te krijgen. Extra stimulans, zoals subsidie is daarvoor nodig. Hoe hoger de CO₂-prijs in het ETS, hoe lager de subsidie zal hoeven te zijn.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De investeringskosten zijn overeenkomstig publieke informatie uit nieuwsberichten, welke zijn nagerekend op basis van kentallen voor investeringen in dergelijke systemen (ZEP, 2011a). Aangenomen is dat dit de totale investering omvat, dus ook het netwerk naar het offshore veld en een installatie om het CO₂ in het veld te injecteren. O&M kosten zijn eveneens bepaald op basis van kentallen voor dergelijke installaties (ZEP, 2011b). Daarnaast wordt een aanzienlijk deel van de kosten bepaald door het energieverlies bij de elektriciteitscentrale door het bedrijven van de CCS-unit.

Kosten doelgroep

De maatregel gaat er van uit dat de overheid het nog benodigde bedrag bijlegt. Voor de investeerder zijn er daarmee geen netto kosten.

⁹ De berekening heeft plaatsgevonden voordat recent nieuwe informatie over ROAD beschikbaar kwam. De laatste stand van zaken is dat de CO₂ gebruikt gaat worden om meer aardgas uit een gasveld te kunnen winnen (zgn. enhanced gas recovery). Dit leidt naar verwachting tot extra opbrengsten, en netto lagere kosten.

Tabel 8: Kosten en effecten ROAD

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	79	69
Overheidskosten totaal	M€/jaar	57	47
Emissiereductie BKG	Mton/jr	1,2	1,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	65	57
waarvan ETS	Mton/jr	1,2	1,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	65	57
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	1,2	1,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	65	57
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	-5	-5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	502	502
CAPEX	M€/jaar	62	62
O&M	M€/jaar	16	16
Energiekosten	M€/jaar	15	16
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	-14	-25
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Kolen</i>	PJ/jr	5	5
Levensduur	jaar	10	10
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies (nationaal)	M€/jaar	57	47
<i>waarvan toegezegd (geannuiseerde investeringssubsidie)</i>	M€/jaar	18	18
<i>waarvan nog nodig (productiesubsidie)</i>	M€/jaar	17	7
<i>waarvan nog nodig (geannuiseerde investeringssubsidie)</i>	M€/jaar	21	21
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

Overige kosten en baten

Het rookgas wordt nog dieper gereinigd, ten opzichte van de huidige geïnstalleerde rookgasreinigingstechnieken, voordat het naar de CCS-unit wordt geleid. De uitstoot van deze luchtverontreinigende stoffen zal dus reduceren; dit betreft in het bijzonder zwaveldioxide.

Onzekerheden en beperkingen

Rond emissie effecten en kosten van ROAD zijn er relatief weinig onzekerheden. Energieprijzen beïnvloeden door de efficiency-penalty de totale afvangkosten enigszins. De benodigde exploitatiesubsidie hangt sterk af van de CO₂-prijs, dit kan een belangrijk aspect zijn bij de vormgeving van die exploitatiesubsidie.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

CCS wordt over het algemeen gezien als een essentiële maatregel om onder de tweegradendoelstelling te blijven: het verlaagt de afhankelijkheid van fossiele energie niet, maar reductie van CO₂-uitstoot middels hernieuwbare technieken gaat niet snel genoeg om aan doelstellingen te voldoen. In 2050 zal CCS echter zeker van belang zijn, niet alleen bij elektriciteitsopwekking maar ook bij de industrie. CCS bij elektriciteitsopwekking biedt de mogelijkheden van CO₂-arm vermogen dat intermitterend hernieuwbaar kan accommoderen. In combinatie met biomassa leidt CCS tot negatieve CO₂-emissies.

Nadere toelichting doorrekening

Er zijn subsidies toegezegd, namelijk 180 mln euro door de Europese Unie vanuit het European Energy Programme for Recovery (REI, 2011). Daarnaast is er 150 mln euro toegezegd door de Nederlandse rijksoverheid (REI, 2011). Daarnaast is er gerekend met 10 jaar bedrijven van deze installatie. Hoewel er hard is afgesproken minimaal 4 Mton/jr CO₂ op te slaan, wat neerkomt op een bedrijfstijd van circa 3 jaar, is hier verondersteld dat de installatie langer in bedrijf zal worden gehouden dan deze periode.

De nationale kosten gaan uit van het hele investeringsbedrag voor de kosteneffectiviteit. Als onderdeel van het totale pakket aan steun en subsidies zou je de Europese subsidies hierop in mindering moeten brengen: dat zijn immers geen kosten voor de Nederlandse samenleving. In dat geval zou de kosteneffectiviteit voor Nederland circa 20€/ton lager liggen.

Voor de overheidskosten is alleen rekening gehouden met de Nederlandse rijkssubsidie in de berekening. De Europese subsidies zijn dus geen onderdeel van de overheidskosten.

2.8 Reductie methaanslip uit (WKK)-gasmotoren

Status: Beleids optie

Inleiding

In Nederland worden veel (stationaire) gasmotoren gebruikt in WKK-toepassingen, m.n. in de glastuinbouw. Deze gasmotoren blijken een deel van het aardgas onverbrand uit te stoten (KEMA, 2007, 2009, 2011; Dueck, 2008). Dit onverbrande deel bestaat grotendeels uit methaan en wordt daarom aangeduid met 'methaanslip uit gasmotoren'. Methaan is een sterk broeikasgas en deze emissie draagt dus bij aan de totale nationale broeikasgasemissie. Het is technisch mogelijk deze methaanslip te reduceren. De methaanslip kan sterk worden verminderd met een regeneratieve naverbrander achter de gasmotor (Plomp & Kroon, 2013).

Beschrijving beleidsinstrument

Regulering van deze optie is mogelijk door de bestaande koolwaterstof-eis uit het Activiteitenbesluit § 3.2.1 aan te scherpen. Daarnaast zijn stimuleringsmaatregelen mogelijk, bijvoorbeeld via het bestaande Groen Label Kas-systeem.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Deze techniek is op dit moment niet goedkoop en wordt vrijwel niet toegepast bij aardgasmotoren, mede vanwege het start-stop-bedrijf van deze installaties. Door grootschalige toepassing kan kostenreductie optreden. Daarnaast zijn er, door motorzijdige maatregelen in plaats van rookgaszijdige maatregelen, wellicht nog meer mogelijkheden om aan de eisen te voldoen, die goedkoper zijn. Tenslotte zal door de regeneratieve naverbrander de warmte-kracht verhouding enigszins wijzigen naar een wat hoger percentage warmte; dit komt door extra vrijkomende warmte uit de naverbrander, welke nuttig kan worden gebruikt in WKK-toepassingen.

Interacties met ander beleid

Er lijken geen directe interacties met ander beleid te zijn.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De kosten en baten zijn doorberekend mede op basis van gegevens uit (Plomp & Kroon, 2013; Elsenbruch, 2009). Er is hierbij rekening gehouden met extra gasverbruik door de regeneratieve naverbrander, maar ook met de nuttige aanwending van de extra warmte uit de naverbrander.

De berekening gaat er van uit dat kosten bij de eigenaar van de WKK liggen, en dat er geen tegemoetkoming is. Een andere aanname is dat het gasverbruik in de regeneratieve naverbrander onder de brandstofvrijstelling van de energiebelasting valt. Onder deze aannames zijn er voor de overheid zijn er dus geen kosten. Als de handhaving niet kan als onderdeel van de reguliere handhaving, kunnen er extra uitvoeringskosten zijn. Dat is hier niet verondersteld.

Kosten doelgroep

De kosten van de maatregel liggen bij de doelgroep, en liggen qua niveau in de buurt van de nationale kosten.

Tabel 9: Kosten en effecten reductie methaanslip uit gasmotoren

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	64	65
Overheidskosten totaal	M€/jaar		
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,9	0,8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	73	81
waarvan ETS	Mton/jr	-0,3	-0,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	-nvt
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	-0,2	-0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	1,2	1,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	56	60
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal		
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	-0,3	-0,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	618	567
CAPEX	M€/jaar	56	51
O&M	M€/jaar	14	14
Systeemintegratiekosten	M€/jaar		
Energiekosten	M€/jaar	-5	0
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	-4	-4
<i>Elektriciteit</i>		2	2
Levensduur	jaar	15	15
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

Overige kosten en baten

Elders in Europa worden wel formaldehyde-eisen opgelegd aan dit type installaties, vanwege het nadelige luchtkwaliteitseffect van deze component (Elsenbruch, 2009). Hoewel deze component thans niet wordt gereguleerd, zal deze uitstoot wel reduceren ten gevolge van deze maatregel (Plomp & Kroon, 2013).

Onzekerheden en beperkingen

De gehanteerde investeringskosten kunnen om diverse redenen zowel wijzigen naar boven als naar beneden. Daarnaast hangt het effect ook af van de daadwerkelijke methaanslip bij de installatie: deze fluctueert nogal sterk tussen onderlinge installaties, mede afhankelijk van het motortype (Plomp & Kroon, 2013).

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Dit hangt mede samen met de visie op het gebruik van fossiel-gestookte, hoog-efficiënte WKK-technieken. Op middellange termijn is er vooralsnog ruimte voor deze techniek in het energiesysteem. Op de langere termijn lijkt bij een emissiearme of -vrije elektriciteitsopwekking WKK zonder CCS of biomassa niet goed inpasbaar. Het zal dan waarschijnlijk om andere soorten WKK gaan, waarbij methaanslip meestal geen rol speelt.

Nadere toelichting doorrekening

De maatregel heeft betrekking op ca 3000 MW elektrisch aan WKK-gasmotoren, en reduceert. Voor internationale rapportages wordt thans een GWP van 25 voor methaan voorgeschreven; hiermee is eveneens gerekend.

2.9 Aanpassen energiebelasting brandstof WKK

Status: beleidsoptie

Inleiding

Deze maatregel omvat het verminderen van de vrijstelling van energiebelasting voor de brandstofinzet in WKK.

Beschrijving beleidsinstrument

Voor elektriciteitsopwekking inclusief warmtekrachtkoppeling geldt een vrijstelling van de energiebelasting voor de aardgasconsumptie. Deze maatregel beperkt deze vrijstelling tot de opwekking van elektriciteit voor eigen gebruik. Alleen dat deel van de aardgasconsumptie dat toe te rekenen is aan de opwekking van elektriciteit voor levering aan het net komt dus nog in aanmerking voor de vrijstelling. Hiermee vervalt gemiddeld 80% van de vrijstelling voor WKK.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Door de verminderde vrijstelling wordt WKK minder aantrekkelijk. De vrijstelling geeft warmte uit WKK een competitief voordeel boven warmte uit een ketel. Met een lagere vrijstelling vermindert of vervalt dit voordeel, en zullen bedrijven weer vaker over gaan op gasketels. Op het gebruik van warmte en aardgas voor processen en ruimteverwarming heeft deze maatregel (vrijwel) geen invloed. De effecten en kosten zijn ten opzichte van de variant met voorgenomen beleid van de NEV 2015.

Interacties met ander beleid

Er zijn weinig interacties met ander beleid. Het geringe effect maakt dat ook (prijs)interacties via de elektriciteitsmarkt beperkt zijn. Vrijstelling voor stadsverwarming WKK is geen onderdeel van de doorgerekende effecten. Voor een zeer beperkt deel van de WKK's zou kunnen gelden dat bij de overgang van WKK naar ketel het betreffende bedrijf van ETS naar niet ETS gaat. Dit effect is echter te verwaarlozen.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De maatregel leidt tot een dalende gasconsumptie en elektriciteitsproductie door WKK, en tot een toename van de gasinzet in gasketels en een toename van elektriciteitsproductie door niet- WKK fossiel vermogen. Per saldo nemen broeikasgasemissies toe. De effecten zijn vrij gering; dat komt deels doordat het opgesteld WKK vermogen al fors gekrompen is in het referentiescenario, maar ook doordat de meeste WKK opgesteld staat bij bedrijven die in de lagere energiebelastingtarieven vallen.

Het effect is in 2020 wat groter dan in 2030. Dat komt doordat ook in het referentiescenario WKK al een dalende trend vertoont. De maatregel leidt dus vooral tot een versnelling van die trend, maar ten opzichte van de situatie in 2030 is met name in de industrie niet zo heel veel extra krimp meer mogelijk.

Tabel 10: Kosten en effecten aanpassen brandstofvrijstelling energiebelasting WKK

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	8	12
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-83	-55
Emissiereductie BKG	Mton/jr	-0,1	-0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS	Mton/jr	-0,1	-0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	0	0
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	-2	-1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	-5	1
CAPEX	M€/jaar	-1	0
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	9	12
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	-3	-1
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	3	1
Levensduur	jaar	10	10
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	-83	-55
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	-65	-38
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	-18	-17

Kosten doelgroep

De regeling leidt tot minder WKK, en bij de overblijvende WKK's tot lagere energiebatens. Er van uitgaande dat de regeling vooral invloed heeft op het al dan niet in stand houden van bestaande WKK's zijn de kosten voor de doelgroep ruwweg gelijk aan de baten voor de overheid.

Overige kosten en baten

Gering.

Onzekerheden en beperkingen

WKK is erg gevoelig voor CO₂-prijzen en de gasprijzen. Met name de verhouding tussen gas- en kolenprijzen is erg bepalend voor de competitiviteit van WKK ten opzichte van kolencentrales. De effecten zullen dus sterk afhangen van andere ontwikkelingen.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Fossiel gestookte WKK zonder CCS lijkt niet goed te passen binnen de emissievrije of -arme elektriciteitsvoorziening die nodig is om de doelen voor 2050 te halen.

Nadere toelichting doorrekening

Het effect is doorgerekend met Save-productie ten opzichte van de NEV variant met voorgenoemd beleid. Save-productie simuleert het industriële energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling. Gezien de relatief geringe effecten op de inzet van WKK is er geen aanvullende berekening met Competes gedaan om de secundaire effecten op de elektriciteitsmarkt te bepalen.

2.10 Verplichting monovergisting van mest

Status: beleidsoptie

Inleiding

Mono- en co-vergisting van mest komen in aanmerking voor SDE+-subsidie. Bij mestvergisting zijn er 3 routes gangbaar. Alle routes starten met de omzetting van mest naar biogas in een vergistingsinstallatie. Het biogas kan vervolgens (1) worden opgewaardeerd naar groen gas (aardgaskwaliteit) en ingevoerd in het gasnet, (2) worden ingezet in een WKK installatie voor de productie van elektriciteit en warmte, en (3) direct worden toegepast voor warmte.

In deze beleidsoptie is gekeken naar monovergisting van mest. Bij co-vergisting van mest is de energieopbrengst hoger dan bij mest monovergisting, omdat de energie-inhoud (in GJ/ton grondstof) van het co-substraat veel hoger ligt dan die van mest zelf. Voorheen werd vooral snijmais gebruikt als co-substraat, tegenwoordig betreft het veelal restproducten uit de agro-industrie (CBS, 2015a). Nadeel van co-vergisting is dat de hoeveelheid digestaat – het restproduct na vergisting en dat als dierlijke mest moet worden beschouwd – toeneemt, en daarmee de mestafzetproblematiek. Bij monovergisting is er geen toename van de mestafzetproblematiek. Een ander nadeel van co-vergisting is de grote volatiliteit in prijzen voor co-substraat; dit vormt een financieel risico.

Naast vermeden emissie als gevolg van de geproduceerde hernieuwbare energie, vermindert bij vergisting ook de emissie van methaan vanuit mestopslagen (mestkelders onder stallen en buitenopslagen), omdat geen langdurige opslag plaatsvindt. De emissies van methaan uit mestopslagen bedraagt 4,4 (2020) tot 4,5 (2030) Mton/jr CO₂eq, bij een productie van dunne mest van 66 (2020) tot 68 (2030) Mton/jr mest. Dit geeft aan dat er een aanzienlijk potentieel is voor emissiereductie bij vergisting van mest.

Momenteel wordt ongeveer 2% van de dunne stalmest vergist. Ondanks de mogelijkheid tot SDE+-subsidie wordt er weinig in mestvergistingsinstallaties geïnvesteerd. Dit komt vooral doordat mestvergisting een relatief dure optie is voor hernieuwbare energieproductie en dus niet snel aan bod komt via de SDE+-systematiek. Daarbij komt dat de sector weinig mogelijkheden heeft tot investeringen vanwege de moeilijke marktomstandigheden (lage vlees en melkprijzen). De NEV-raming laat rond 2020 een tijdelijke daling zien van mestvergisting, doordat er oude installaties uit productie worden genomen. De (co-)vergisting van mest zal daarna onder invloed van de SDE+-regeling zowel bij vastgesteld als voorgenomenbeleid toenemen tot circa 4 procent van de stalmest in 2030.

Beschrijving beleidsinstrument

Bij deze beleidsoptie is gerekend aan een verplichting tot vergisting van alle dunne mest. Deze verplichting wordt geleidelijk ingevoerd om de sector de tijd te geven te investeren in mestvergistingsinstallaties. Dat zou bijvoorbeeld kunnen door de verplichting eerst te laten gelden voor grote bedrijven, en jaarlijks deze bedrijfsgroottegrens aan te scherpen zodanig dat in 2030 alle bedrijven verplicht zijn tot

vergisten van dunne mest. Verondersteld is dat de sector volledig gecompenseerd wordt voor de investeringskosten. Dat kan via de SDE+-subsidie, maar een investeringssubsidie ligt bij een verplichting tot vergisting meer voor de hand dan een exploitatiesubsidie.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Het is mogelijk om vergistingsinstallaties te realiseren bij individuele bedrijven of enkele dicht elkaar gelegen bedrijven, maar het is ook denkbaar dat er grotere vergistingsinstallaties worden gerealiseerd op regionaal niveau, waarbij de mest frequent bij bedrijven wordt opgehaald. Vergisting op regionaal niveau is meer waarschijnlijk in geval van varkenshouderijen en kleinere melkveebedrijven, terwijl vergisting op bedrijfsniveau meer voor de hand ligt bij grote melkveebedrijven (zie ook LTO Nederland, 2013). In de berekening is uitgegaan van 7000 vergistingsinstallaties op bedrijfsniveau (met een verwerkingscapaciteit van 5,5 kton mest per jaar) en 300 vergistingsinstallaties op regionaal niveau in 2030 (met een verwerkingscapaciteit van 100 kton mest per jaar).

Interacties met ander beleid

Er is interactie met het mestbeleid. Omdat hier is uitgegaan van monovergistingsinstallaties is deze interactie beperkt. De vergiste mest (digestaat) is nog steeds dierlijke mest, kan als meststof worden toegepast en valt ook nog steeds onder de verwerkingsplicht.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Voor de kosten van individuele vergistingsinstallaties is aangesloten bij de SDE+-basisbedragen (ECN/DNV-GL, 2015). De investeringskosten voor regionale vergistingsinstallaties zijn verondersteld 50% lager te liggen per ton te verwerken mest vanwege schaalvoordeel (zie ook LTO Nederland, 2015; daar is het schaalvoordeel nog hoger verondersteld).

Er is gerekend aan vergisting met opwaardering tot groen gas en invoeding in het gasnet. Als zou zijn uitgegaan van de WKK-route wijkt de kosteneffectiviteit vanuit nationaal perspectief daarvan weinig af. De bij WKK vrijkomende warmte kan vrijwel volledig gebruikt worden voor de verwarming van de vergister. Als zou zijn uitgegaan van directe warmtebenutting (route 3) zou de kosteneffectiviteit circa 30% gunstiger uitvallen. Als er lokaal voldoende vraag is naar warmte kan dat dus de kosteneffectiviteit verbeteren.

Driekwart van de emissiereductie is een gevolg van de vermindering van stal- en opslagemissies, een kwart is het gevolg van vermeden inzet van aardgas door groen gas.

Aangenomen is dat in 2020 25% van de dunne mest vergist wordt, tegen 100% in 2030. Energiekosten bedragen de baten uit verkoop van energie minus de kosten voor elektriciteit en warmte die nodig is in de vergistingsinstallaties. Overige kosten zijn meerkosten voor extra transport van mest naar regionale vergistingsinstallaties.

Overheidskosten betreffen een schatting van de benodigde SDE+-subsidie (of een andere subsidie). Uitgegaan is van de basisbedragen 2015, maar er is rekening gehouden met een lager basisbedrag voor regionale vergisters vanwege schaalvoordeel. Uitvoeringskosten zijn buiten beschouwing gelaten.

Tabel 11: Kosten en effecten in 2020 en 2030 mest-monovergisting

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	175	684
Overheidskosten totaal	M€/jaar	198	779
Emissiereductie BKG	Mton/jr	1,3	5,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	133	129
waarvan ETS	Mton/jr	0	-0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0	-0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	1,3	5,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	131	126
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	8	35
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	21	20
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	1375	5703
CAPEX	M€/jaar	147	608
O&M	M€/jaar	77	320
Energiekosten	M€/jaar	-63	-301
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	0
Overige kosten	M€/jaar	14	58
<i>Effect per energiedrager</i>			
Elektriciteit	PJ/jr	1	3
Gas	PJ/jr	-8	-35
Levensduur	jaar	12	12
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	198	779
waarvan SDE+	M€/jaar	198	779

Kosten doelgroep

De maatregel gaat uit van een kostendekkende vergoeding voor de doelgroep. Die heeft daarmee geen netto kosten.

Overige kosten en baten

Door het vergistingsproces neemt het aandeel vervluchtigbare stikstof in de (vergiste) mest toe. Daardoor is er een risico dat emissies van NH₃, NO_x en N₂O bij bemesten met digestaat hoger zijn dan bij bemesten met niet-vergiste mest. Het effect op de emissies van NH₃ kan beperkt zijn doordat mest emissiearm aangewend moet worden. Ook is er een risico op emissie van methaan (lekverlies) bij het uit de vergister halen van de vergiste mest (digestaat) voorafgaand aan bemesten, en zijn er risico's op methaanslip bij het toepassen van het geproduceerde biogas of groen gas.

Het koolstofgehalte van digestaat ligt lager dan dat van niet-vergiste mest. Het is niet duidelijk of het gebruik van digestaat in plaats van niet-vergiste mest gevolgen heeft voor de bodemvruchtbaarheid.

Het werken met een vergistingsinstallatie vereist extra expertise, en dus ook een investering in kennisopbouw en vaardigheden bij boeren.

Onzekerheden en beperkingen

De emissiereductie van methaan valt geheel onder de niet-ETS. Het geproduceerde groen gas is hier ook boekhoudkundig toegerekend aan de niet-ETS, maar in de praktijk zal het deels ook in ETS-sectoren worden ingezet.

In het bovenstaande is uitgegaan van een mestvergistingsverplichting met kostencompensatie voor de sector. In de publicatie van LTO Nederland is het potentieel verkend van vergisting in mestoverschot gebieden. In het LTO-rapport wordt daarom uitgegaan van het vergisten van 12 Mton/jr varkensmest en 12 Mton/jr rundermest. Bij die aanname zou de emissiereductie in 2030 zo'n 2,7 Mton/jr bedragen, en de productie van groen gas 12 PJ/jr bedragen. De kosteneffectiviteit zou gunstiger uitpakken (rond 90 euro/ton CO₂eq) omdat een groter deel vergist wordt in regionale vergisters met bijkomende schaalvoordelen, maar ook omdat de emissies van stal- en mestopslagen per ton varkensmest hoger ligt dan die van rundermest.

Er is uitgegaan van een energieopbrengst van 30 Nm³ biogas per ton mest, met een energie-inhoud van 22 MJ per Nm³ biogas (uitgaande van 55% methaangehalte in biogas). In LTO (2013) wordt gemeld dat bij gebruik van niet-verse mest in de praktijk een opbrengst van 25 Nm³ biogas per ton mest wordt gehaald. Als zou zijn uitgegaan van een opbrengst van 25 Nm³ biogas per ton mest, zou de kosteneffectiviteit verslechteren van zo'n 130 euro/ton naar 150 euro/ton.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Mestvergistings past goed bij de verduurzaming van de veehouderij, indien lekverliezen van methaan, lachgas en ammoniak en de gevolgen voor bodemvruchtbaarheid beperkt zijn. De maatregel is van belang voor het verminderen van methaanemissies uit mest, maar lost de mestafzetproblematiek niet op. Wel kan de energieproductie mogelijk bijdragen aan mestverwerking (bijvoorbeeld voor het drogen van digestaat na mestscheiding).

Verondersteld is dat 35 PJ/jr groen gas wordt geproduceerd, dit komt neer op 3,3% van de primaire gasvraag in 2030.

Nadere toelichting doorrekening

In de berekening is uitgegaan van 7000 vergistingsinstallaties op bedrijfsniveau en 300 vergistingsinstallaties op regionaal niveau in 2030. Verondersteld is dat bij melkveebedrijven 2/3-deel werkt met kleinschalige vergisters op bedrijfsniveau, en 1/3-deel vergisters op regionaal niveau. Verondersteld is dat alle varkensmest ook wordt vergist in vergisters op regionaal niveau.

Er is rekening gehouden met extra elektriciteitsvraag door vergistingsinstallaties, waardoor er een emissietoename in de ETS ontstaat. Er is extra transport nodig van mest bij regionale vergistingsinstallaties, vanwege de noodzaak tot dagelijkse inzameling bij bedrijven. De emissietoename van vrachtverkeer is verwaarloosbaar (waarschijnlijk minder dan 0,1 Mton/jr per jaar).

Verondersteld is dat ook bij snelle inzameling van dunne mest en het vergisten daarvan nog steeds 20% van de stal- en opslagemissies van dunne mest (vanuit mestkelders en buitenopslagen) niet kan worden vermeden. Hoe sneller de mest wordt ingezameld, hoe lager deze restemissie zal zijn en hoe hoger ook de energiewaarde van de mest. Het is niet duidelijk hoe frequent de mest bij bedrijven moet worden opgehaald om een optimale balans te vinden tussen enerzijds het verminderen van methaanemissies uit mest en maximaliseren van de energieopbrengst en anderzijds het beperken van het extra werk bij bedrijven om de mest regelmatig af te voeren.

Het verminderen van methaanemissie uit mestopslagen vormt het belangrijkste emissie-effect van monovergisting. Een andere manier om emissie van methaan te verminderen, is het opslaan van mest in buitenopslagen in plaats van (langdurig) in de mestkelder. De buitenopslagen zijn niet alleen afgesloten (in tegenstelling tot de meer 'open' vloeren van mestkelders), maar ook is veelal sprake van een lagere temperatuur van de mest waardoor minder methaanvorming plaats vindt (vooral bij varkensmest). De restemissie kan verder worden verminderd met nabehandeling, bijvoorbeeld door het toepassen van methaanoxidatie bij mest in de buitenopslag. Daarbij wordt de methaan in lage concentraties vanuit de buitenopslag op gecontroleerde wijze door de bodem geleid waar het door bacteriën wordt geoxideerd. Hierbij is dus geen sprake van biogasproductie. Het proces is vergelijkbaar met de methaanoxidatie in de bovenste lagen van gestort afval (zie ECN/PBL 2014). Het potentieel hangt af van de mate waarin het mogelijk is mest vooral in buitenopslagen op te slaan. Momenteel bedraagt het aandeel mestopslagcapaciteit van buitenopslagen circa 20-25%.

3

Interventies op de elektriciteitsmarkt, met effecten op de korte termijn

Interventies op de elektriciteitsmarkt

De IBO-werkgroep heeft een aantal maatregelen – een bestaande en drie aanvullende – geselecteerd die al op korte termijn tot grote verschuivingen op de elektriciteitsmarkt (kunnen) leiden. Het gaat hierbij niet om specifieke stimulering van nieuwe CO₂-arme elektriciteitsopwekking, maar om maatregelen die ingrijpen in het bestaande productiepark en/of de concurrentieverhoudingen tussen verschillende soorten elektriciteitsopwekking.

De maatregelen omvatten:

- De vervroegde sluiting van oude kolencentrales voor 2020 door aanscherping van de rendementseisen, met compensatie voor de overblijvende centrales door vrijstelling van de kolenbelasting (bestaand beleid)
- Verdubbeling van de kolenbelasting, geen vervroegde sluiting oudere kolencentrales
- Sluiting alle kolencentrales in Nederland voor 2020
- CO₂-bodemprijs naar Brits model.

Binnenlandse emissie-effecten vooral door verandering netto elektriciteitsimport

Een belangrijk effect van deze maatregelen is dat ze de netto import/export van elektriciteit veranderen, en in de meeste gevallen tot meer elektriciteitsimport leiden. Dit veroorzaakt een groot deel van de verandering van de binnenlandse emissies. Deze emissies vallen alle onder het ETS, en hebben daardoor geen consequenties voor de Nederlandse doelen, die alleen op de emissies buiten het ETS betrekking hebben. Met de rechterlijke uitspraak in de Urgenda-zaak zijn de totale binnenlandse emissies echter meer relevant geworden.

De werkelijke verduurzaming van de elektriciteitsproductie – de vervanging van productie met veel CO₂-uitstoot door productie met weinig of geen CO₂-uitstoot – is echter gering. Buitenlandse fossiele elektriciteitsproductie voorziet voor een groot deel

in de extra elektriciteitsimport van Nederland. Het uiteindelijke Europese effect op de emissies is daarbij ongeveer nul: niet alleen leidt de extra elektriciteitsimport tot een stijging van de emissies door elektriciteitsopwekking in het buitenland, maar ook vallen de emissies onder het Europese emissiehandelssysteem, met een vast emissie-plafond.

Bij- en meestook

Met het beïnvloeden van de inzet van kolencentrales beïnvloeden de maatregelen ook de mogelijkheden voor de bij- en meestook van biomassa. De berekeningen gaan overal uit van een constant percentage bij- en meestook. Dat betekent dus dat naar rato van de inzet van kolencentrales de bij- en meestook hoger of lager wordt. Het plafond op biomassa-inzet vanwege duurzaamheidscriteria zoals afgesproken in het Energieakkoord – 25 PJ/jr productie ofwel 56 PJ/jr biomassa-inzet - wordt hierbij nergens overschreden.

Interacties met buitenland integraal doorgerekend

Vanwege de internationale interacties op de elektriciteitsmarkt gaan de analyses van deze maatregelen uit van integrale doorrekening met Competes, een model dat de hele Europese elektriciteitsmarkt simuleert. Het opgevoerde binnenlandse emissie-effect in de factsheets houdt dus specifiek rekening met veranderingen – vaak stijging – van de netto elektriciteitsimport. Voor de totale ETS-emissies (zonder waterbed-effect) gaat de berekening in lijn met de maatregelen in de andere hoofdstukken uit van verdringing van of extra inzet van gascentrales. De daadwerkelijke effecten op de elektriciteitsproductie in het buitenland zijn niet bekend. Vanwege het waterbed-effect zal het uiteindelijke emissie-effect binnen het ETS nihil zijn.

Kostenverdeling

Bij deze maatregelen geldt vrijwel altijd dat investeringen te verwaarlozen zijn. Desinvesteringen – het ongebruikt laten van in veel gevallen nieuw gebouwd productievermogen – is geen onderdeel van de kosten. Het zijn namelijk “sunk costs”: kosten die zowel met als zonder de betreffende maatregel al een onomkeerbaar feit zijn. Wel onderdeel van de kosten zijn de opbrengsten die verloren gaan als dit nieuw productievermogen onbenut blijft.

Maatregelen waarvoor de internationale interacties niet zijn doorgerekend zijn

Bij een aantal andere maatregelen zijn er ook verschuivingen in import/exportsaldo, maar is het minder belangrijk om deze internationale interacties specifiek in kaart te brengen. Voor een deel gaat dat om bestaande stimulering van specifieke technieken waarbij effecten op de netto import al onderdeel zijn van de NEV. Ook bij maatregelen die pas richting 2030 als aanvullende optie in beeld zijn is de – zeker op die termijn zeer onzekere – verdeling van de effecten over binnenlandse en buitenlandse emissies minder van belang. In die gevallen toont de factsheet het hele emissie-effect, en is onzeker welk deel daarvan uiteindelijk in binnenland of buitenland terecht gaat komen.

3.1 Sluiting kolencentrales van voor 1990

Status: vastgesteld beleid

Inleiding

Deze maatregel behelst de sluiting van de oudere kolencentrales van voor 1990, door middel van een rendementseis op de elektriciteitsopwekking. In ruil daarvoor krijgen de overblijvende kolencentrales weer vrijstelling van de kolenbelasting.

Beschrijving beleidsinstrument

De maatregel is gericht op het sluiten van oudere kolencentrales met een lagere opwekkingsefficiëntie. Hiervoor is een eis aan het opwekkingsrendement toegepast. Gascentrales – ook oudere – voldoen aan deze rendementseisen en blijven buiten schot. Ter compensatie krijgt de sector weer vrijstelling van de kolenbelasting. De kosten en effecten zijn ten opzichte van een situatie waarin de oude kolencentrales niet zouden sluiten en de kolenbelasting gewoon van kracht zou zijn. **Tabel 12** geeft weer wat de verwachte sluitingsdatum zou zijn zonder het Energieakkoord, en wat de sluiting is met het Energieakkoord.

Tabel 12: Veronderstelde sluitingsdata van kolencentrales uit de jaren '80

Centrale	Netto capaciteit in MW _e	Exploitant	Jaar uit bedrijf referentiep道	Volgens Energieakkoord
Amer-8	645	RWE/Essent	2017	1-1-2016
Gelderland-13	602	GDF Suez NL	2017	1-1-2016
Borssele-12 ¹⁰	406	EPZ	Na 2020	1-1-2016
Maasvlakte 1+2	= 2*520=1040	E.ON	Na 2020	1-7-2017

In 2020 is er met de sluiting dus minder kolenvermogen aanwezig, dat, door de met de sluiting samenhangende afschaffing van de kolenbelasting, geen kolenbelasting hoeft te betalen. In 2030 zouden alle oudere centrales hoe dan gesloten zijn, en resteert alleen de afschaffing van de kolenbelasting.

Volgens de huidige plannen zal de overheid die gederfde kolenbelasting compenseren door een verhoging van de energiebelasting, dat is voor de overheidskosten hier ook verondersteld.

Er is geen aanpassing van de SDE-vergoeding verondersteld, hoewel de weggevalen kolenbelasting hier wel aanleiding toe zou kunnen geven.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De maatregel heeft twee tegengestelde effecten. De oudere kolencentrales gaan vervroegd uit productie, terwijl de nieuwe kolencentrales een gunstiger positie in de merit-order krijgen. Op korte termijn prevaleert het effect van de vervroegde sluiting, richting 2030 verdampt dit omdat de betreffende centrales dan ook zonder deze

¹⁰ De kolencentrale bij Borssele is in november 2015 uit bedrijf genomen.

maatregel zouden sluiten. Op die termijn blijft dus vooral het effect op de merit-order van de nieuw centrales over.

Interacties met ander beleid

Energie- en CO₂-prijzen bepalen in hoge mate wat de precieze effecten op kosten en emissies zijn. Bij hoge CO₂-prijzen zal bijvoorbeeld de inzet van gascentrales hoger kunnen uitvallen, en is de toename van elektriciteitsimport kleiner. Het uitbreiden van de interconnectiecapaciteit kan juist tot een grotere bijdrage van de elektriciteitsimport leiden. Met het sluiten van de oude kolencentrales vervallen daar ook de mogelijkheden voor biomassa-meestook, met lagere SDE-uitgaven en een lager aandeel hernieuwbaar tot gevolg. Eventuele compensatie hiervan door andere maatregelen is geen onderdeel van de kosten en effecten.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De effecten en kosten zijn in 2020 en 2030 grotendeels tegengesteld aan elkaar: in 2020 prevaleert het effect van het weggefallen kolenvermogen, terwijl in 2030 de iets gunstiger concurrentiepositie van de overblijvende kolencentrales domineert. In theorie hebben de iets hogere of lagere elektriciteitsprijzen ook invloed op de prikkel om energie te besparen, maar dit effect is zowel in 2020 als in 2030 verwaarloosbaar klein.

2020

Door het wegvallen van de oude kolencentrales daalt in 2020 de inzet van kolen en biomassa, en is er in 2020 een iets grotere inzet van gascentrales (met hogere rendementen en lagere emissies per eenheid brandstof) en een iets grotere import van elektriciteit. Tegenover de emissiereductie in Nederland als gevolg van toename van elektriciteitsimport staat een qua ordegrrootte vergelijkbare toename van emissies in het buitenland. Dit betekent dat de parkgemiddelde emissie van het buitenlandse park dat extra wordt ingezet ongeveer gelijk is aan die van de oude kolencentrales in Nederland met bijstook van biomassa.

De netto kosten voor Nederland in 2020 bestaan uit de extra inzet van aardgas en minder export/meer import van elektriciteit, waartegenover baten door de lagere kosten van kolenimport en biomassa staan, en een lagere aankoop van CO₂-rechten. De effecten op investeringen zijn verwaarloosbaar. De Nederlandse overheid heeft baten tgv de verminderde SDE-uitgaven, maar kosten door de derving van kolenbelasting. Volgens de huidige plannen zal de overheid die gederfde kolenbelasting compenseren door een verhoging van de energiebelasting, dat is voor de overheidskosten hier ook verondersteld. Er is daarmee geen netto effect op de belastinginkomsten verondersteld.

2030

In 2030 zouden de oude kolencentrales ook zonder deze maatregel gesloten zijn, en resteert alleen het effect van de vrijstelling van de kolenbelasting. De Nederlandse kolencentrales krijgen hierdoor een iets gunstiger positie in de internationale merit-order. Gevolg is een iets grotere productie uit kolencentrales (met meer koleninzet en biomassa-inzet), en een hogere elektriciteitsexport. Het effect voor de Nederlandse overheid bestaat in 2030 grotendeels uit de weggefallen inkomsten van de kolenbelasting.

Tabel 13: Kosten en effecten sluiten kolencentrales van voor 1990

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	18	-9
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-43	3
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,7	-0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	25	41
waarvan ETS	Mton/jr	0,7	-0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	25	nvt
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	1,2	-0,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	15	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-2	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-10	-21
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	9	-4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	2	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	0	0
CAPEX	M€/jaar	0	0
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	32	-20
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	-14	10
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	9	-1
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	4	-2
<i>Biomassa</i>	PJ/jr	-4	1
<i>Kolen</i>	PJ/jr	-18	6
Levensduur	jaar	10	10
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	-43	3
<i>waarvan SDE+ biomassameestook</i>	M€/jaar	-35	5
<i>waarvan SDE+ elektriciteitsprijs effect</i>	M€/jaar	-9	-2
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	0	0
<i>waarvan kolenbelasting</i>	M€/jaar	0	0

Kosten doelgroep

De sluiting leiden tot minder baten voor exploitanten van oude kolencentrales, hogere baten voor exploitanten van andere centrales, en vooral hogere baten voor exploitanten van de nieuw kolencentrales, door het wegvallen van de kolenbelasting. Veel exploitanten van Nederlandse kolencentrales hebben gascentrales en buitenlands productievermogen in verschillende verhoudingen; er zullen daarom winnaars en verliezers zijn.

Overige kosten en baten

Kolencentrales hebben hogere emissies van verzurende stoffen en fijn stof dan gascentrales; het wegvallen van de productie uit kolencentrales leidt dus tot lagere luchtverontreinigende emissies. Extra inzet van steenkool- en/of bruinkoolcentrales in het buitenland zal een deel van deze emissie-effecten weer ongedaan maken. Omdat ook de oudere Nederlandse kolencentrales nog relatief schoon zijn vergeleken met veel buitenlands vermogen, kan die buitenlandse toename relatief hoog zijn.

Onzekerheden en beperkingen

De onzekerheid in de effecten is groot, door het open karakter van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Ook speelt een belangrijke rol dat operationele beslissingen over de inzet van productie-eenheden – dus op de hele korte termijn – al hele grote effecten kunnen hebben. Veranderingen in bijvoorbeeld brandstofprijzen, CO₂-prijzen, en ontwikkelingen in het buitenlandse park kunnen daardoor op een korte termijn al grote effecten hebben.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als exclusief Nederlandse maatregel heeft de vervroegde sluiting van oudere kolencentrales vooral een symbolische betekenis voor de energietransitie. Er vindt met deze maatregel geen structurele verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening plaats.

Nadere toelichting doorrekening

De effecten zijn doorgerekend met Competes en Save-productie; hiervoor is een extra variant doorgerekend waarbij ten opzichte van de NEV-variant met voorgenomen beleid alleen de sluiting van de oude kolencentrales ongedaan is gemaakt. Competes is een Europees elektriciteitsmarktmodel¹¹, en Save-productie simuleert het industrie energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling. Competes heeft gerekend met sluiting van alle Nederlandse koleneenheden voor 2020. Competes biedt ook de mogelijkheid tot meer gedetailleerde berekening van de maatschappelijke kosten dan bij andere maatregelen mogelijk is, opgebouwd vanuit de effecten voor de afzonderlijke partijen binnen Nederland (producenten, consumenten, overheid).

¹¹ Regionale dekking van Competes: EU28 + Noorwegen + Zwitserland + Balkan.

3.2 Verdubbeling kolenbelasting elektriciteitsopwekking

Status: beleids optie

Inleiding

In het Energieakkoord is afgesproken dat kolencentrales met een bouwjaar voor 1990 vroegtijdig gesloten worden. In samenhang daarmee wordt het resterende kolenvermogen vrijgesteld van kolenbelasting. Bij deze maatregel wordt de vrijstelling van de kolenbelasting ongedaan gemaakt, en juist verdubbeld ten opzichte van 2015. Ook de vervroegde sluiting van de oudere kolencentrales vervalt daarmee.

Beschrijving beleidsinstrument

Het beleid behelst een verdubbeling van de belasting op de inzet van steenkool in kolencentrales. Er is geen vervroegde sluiting van de oudere kolencentrales (zie 3.1). De kosten en effecten zijn ten opzichte van NEV variant met voorgenomen beleid.

In 2020 is er met deze maatregel dus meer kolenvermogen aanwezig, dat dan wel dubbele kolenbelasting. In 2030 zouden alle oudere centrales hoe dan gesloten zijn, en resteert alleen de verdubbelde kolenbelasting.

Evenals bij het sluiten van de oudere kolencentrales (3.1), gaat ook deze maatregel er van uit dat de verandering van de inkomsten uit kolenbelasting gecompenseerd wordt in de energiebelasting. Er is daarmee geen netto effect op de belastinginkomsten.

Er is geen aanpassing van de SDE-vergoeding verondersteld, hoewel de hogere kolenbelasting hier wel aanleiding toe zou kunnen geven.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

In 2020 is er met deze maatregel meer kolenvermogen aanwezig, dat dan wel te maken heeft met de verdubbelde kolenbelasting. **Tabel 12** (paragraaf 3.1) laat zien welke oudere centrales in 2020 nog open zouden zijn. Het gaat om ruim 1400MW¹². In 2030 zouden alle oudere centrales hoe dan gesloten zijn, en resteert alleen de verdubbelde kolenbelasting.

De maatregel heeft twee tegengestelde effecten. De oudere kolencentrales gaan niet vervroegd uit productie, terwijl kolencentrales een ongunstiger positie in de merit order krijgen. Op korte termijn prevaleert het effect van het langer open blijven van de oudere kolencentrales, richting 2030 verdampt dit omdat de betreffende centrales dan in alle gevallen zouden sluiten. Op die termijn blijft dus vooral het effect op de merit-order van de nieuwe centrales over.

¹² Ten tijde van het schrijven van dit rapport werd de kolencentrale bij Borssele definitief gesloten (november 2015). Hiermee is in deze doorrekening geen rekening gehouden in het effect voor 2020.

Interacties met ander beleid

Energie- en CO₂-prijzen bepalen in hoge mate wat de precieze effecten op kosten en emissies zijn. Bij hoge CO₂-prijzen zal bijvoorbeeld de inzet van gascentrales hoger kunnen uitvallen, en is de toename van elektriciteitsimport kleiner. Het uitbreiden van de interconnectiecapaciteit kan juist tot een grotere bijdrage van de elektriciteitsimport leiden. Met het langer openblijven van de oude kolencentrales zijn daar ook mogelijkheden voor biomassameestook, met iets hogere SDE-uitgaven en een hoger aandeel hernieuwbaar tot gevolg. Dat is hier ook verondersteld.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De effecten en kosten zijn in 2020 en 2030 grotendeels tegengesteld aan elkaar: in 2020 prevaleert het effect van het blijven van de oudere centrales, terwijl in 2030 de iets ongunstiger concurrentiepositie van de overblijvende kolencentrales domineert. In theorie hebben de iets hogere of lagere elektriciteitsprijzen ook invloed op de prikkel om energie te besparen, maar dit effect is zowel in 2020 als in 2030 verwaarloosbaar klein.

2020

Door het open blijven van de oude kolencentrales stijgt in 2020 de inzet van kolen en biomassa, en is er in 2020 een iets lagere inzet van gascentrales en een kleinere import van elektriciteit. Tegenover dit effect van de import is er in het buitenland een qua ordegrrootte vergelijkbare afname van emissies. Per saldo nemen de emissies binnen Nederland door deze maatregel in 2020 toe.

De netto baten voor Nederland in 2020 bestaan uit de lagere inzet van aardgas en minder import/meer export van elektriciteit, waartegenover kosten door de hogere kosten van meer kolenimport en biomassa staan, en een hogere aankoop van CO₂-rechten. De effecten op investeringen zijn verwaarloosbaar. De Nederlandse overheid heeft kosten door de hogere SDE-uitgaven. Baten door de verdubbelde kolenbelasting zijn hier verrekend met de energiebelasting.

2030

In 2030 zouden de oude kolencentrales ook zonder deze maatregel gesloten zijn, en resteert alleen het effect van de hogere kolenbelasting. De Nederlandse kolencentrales krijgen hierdoor een iets ongunstiger positie in de internationale merit-order. Gevolg is een iets lagere productie uit kolencentrales (met minder koleninzet en biomassa-inzet), en een lagere elektriciteitsexport en lagere binnenlandse emissies. Het effect voor de Nederlandse overheid bestaat in 2030 grotendeels uit de inkomsten van de kolenbelasting, maar deze zijn hier verrekend met de energiebelasting.

Kosten doelgroep

De kosten leiden op korte termijn tot meer baten voor exploitanten van de oude kolencentrales, en iets lagere elektriciteitsprijzen. Na ca 2022 zijn er minder baten voor de exploitanten van (nieuwe) kolencentrales, iets hogere baten voor exploitanten van andere centrales, en iets hogere elektriciteitsprijzen. Veel exploitanten van Nederlandse kolencentrales hebben gascentrales en buitenlands productievermogen in verschillende verhoudingen; er zullen daarom winnaars en verliezers zijn.

Tabel 14: Kosten en effecten verdubbelen kolenbelasting en geen vervroegde sluiting oudere centrales

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	-16	9
Overheidskosten totaal	M€/jaar	42	-5
Emissiereductie BKG	Mton/jr	-0,7	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	22	41
waarvan ETS	Mton/jr	-0,7	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	22	41
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	-1,2	0,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	13	19
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	2	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-8	-20
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr		
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Primair	PJ/jr	-9	4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	0
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	0	0
CAPEX	M€/jaar	0	0
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-30	20
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	14	-10
<i>Effect per energiedrager</i>			
Gas	PJ/jr	-9	1
Elektriciteit	PJ/jr	-4	2
Biomassa	PJ/jr	4	-1
Kolen	PJ/jr	18	-6
Levensduur	jaar	10	10
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	42	-5
waarvan SDE+ biomassameestook	M€/jaar	35	-5
waarvan SDE+ elektriciteitsprijs effect	M€/jaar	7	0

Overige kosten en baten

Kolencentrales hebben hogere emissies van verzurende stoffen en fijn stof dan gascentrales; veranderde productie uit kolencentrales leidt dus ook andere emissies. Extra of juist lagere inzet van buitenlandse steenkool en/of bruinkoolcentrales zal een deel van deze emissie-effecten weer ongedaan maken. Omdat ook de oudere Nederlandse kolencentrales nog relatief schoon zijn, kunnen die buitenlandse effecten en hun impact op de immissie in Nederland relatief hoog zijn.

Onzekerheden en beperkingen

De onzekerheid in de effecten is groot, door het open karakter van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Ook speelt een belangrijke rol dat operationele beslissingen over de inzet van productie-eenheden – dus op de hele korte termijn – al hele grote effecten kunnen hebben. Veranderingen in bijvoorbeeld brandstofprijzen, CO₂-prijzen, en

ontwikkelingen in het buitenlandse park kunnen daardoor op een korte termijn al grote effecten hebben.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als exclusief Nederlandse maatregel heeft verdubbeling van de kolenbelasting geen betekenis voor de energietransitie. EU-breed zou een dergelijke maatregel wel ondersteunend kunnen zijn voor verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening. Wel zou dan ook aanscherping van het ETS-plafond voor de hand liggen.

Nadere toelichting doorrekening

De maatregel is doorgerekend met Competes en Save-productie. Competes is een Europees elektriciteitsmarktmodel en Save-productie simuleert het industrie energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling. Competes biedt ook de mogelijkheid tot meer gedetailleerde berekening van de maatschappelijke kosten dan bij andere maatregelen mogelijk is, opgebouwd vanuit de effecten voor de afzonderlijke partijen binnen Nederland (producenten, consumenten, overheid).

3.3 Sluiting alle kolencentrales voor 2020

Status: beleidsoptie

Inleiding

Deze maatregel behelst de sluiting van alle kolencentrales voor 2020. Dit is via diverse beleidsmaatregelen mogelijk, zoals een verbod, het stellen van onhaalbare emissie- of rendementseisen, of een zeer hoge kolenbelasting. Het specifieke beleidsinstrument is niet uitgewerkt.

Dit rapport brengt niet alle aspecten in kaart die van belang zijn voor een afgewogen besluitvorming over het sluiten van de kolencentrales. De berekening bepaalt bijvoorbeeld niet de precieze emissie-effecten in het buitenland, maar hanteert daarvoor een default-benadering. Van groter belang is dat de analyse alleen de kosten en effecten van sluiting in kaart brengt, en niet die van alternatieven, zoals verduurzaming van de elektriciteitsproductie door de kolencentrales zelf. Dit kan met bijvoorbeeld CCS en/of extra biomassa-inzet.

De ongedekte rekening: vermeden kosten voor biomassameestook, maar een lagere realisatie voor hernieuwbare energie

Een belangrijke complicatie bij deze maatregel is dat het sluiten van de kolencentrales een substantieel negatief effect heeft op de realisatie van hernieuwbare energie. Met het sluiten van de centrales vervalt immers ook de bij en -meestook van biomassa in die centrales.

Compenserend beleid – beleid om dit negatieve effect ongedaan te maken – is echter geen onderdeel van de maatregel zoals de IBO-werkgroep die heeft laten doorrekenen. De maatregel gaat dus alleen over de sluiting van de kolencentrales *sec*.

Een belangrijk gevolg is dat de vermeden kosten van biomassameestook – de meerkosten van biomassa-inzet ten opzichte van koleninzet – onderdeel zijn van de totale kosten terwijl dit eigenlijk een soort ongedekte rekening is: om de doelstelling van hernieuwbare energie te halen zal wel degelijk compenserend beleid nodig zijn, met de bijbehorende kosten. Dit compenserende beleid zal dan ook weer tot extra CO₂-emissiereductie kunnen leiden: zowel de teller (emissiereductie) als de noemer (kosten) nemen dan toe. De consequenties voor de maatschappelijke kosteneffectiviteit zullen daarmee beperkt blijven. Voor de kosten voor de overheid betekent het echter dat vervallen SDE-uitgaven alsnog op gaan treden, waarbij de precieze hoogte van het bedrag afhangt welke optie of combinatie van opties het gat in de realisatie van hernieuwbare energie gaart dichten.

Vooralsnog is echter onbekend of dergelijk compenserend beleid voor 2020 nog mogelijk is, wat het dan precies zou zijn en wat het zou kosten.

Beschrijving beleidsinstrument

Uitgangspunt van deze maatregel is sluiting van de kolencentrales, zonder dat duidelijk is hoe dit beleidsmatig vorm zou krijgen. De consequenties van verschillende beleidsopties zullen voor de korte termijn niet wezenlijk verschillen: in alle gevallen is het uitgangspunt dat er in 2020 geen elektriciteitsproductie uit kolencentrales is. Op de langere termijn kunnen wel verschillen optreden: bij een emissie-eis kunnen de centrales in 2030 misschien wel produceren, maar met bijvoorbeeld CCS en/of meer biomassameestook, terwijl dit bij een rendementseis niet mogelijk is.

De doorrekening gaat er van uit dat de kolencentrales ook na 2020 gesloten blijven, iets wat zou kunnen corresponderen met bijvoorbeeld een rendementseis. Uitgangspunt is verder dat andere soorten elektriciteitsopwekking buiten schot blijven. Of dit in alle gevallen beleidsmatig mogelijk is, is niet getoetst. Bepaalde eenheden die industriële restgassen verstoken zouden bijvoorbeeld wellicht niet kunnen voldoen aan de rendementseis die nodig is om de nieuwste kolencentrales te laten sluiten.

De beschreven kosten en effecten hebben – evenals bij alle andere maatregelen – betrekking op de maatregel als zodanig en de directe effecten die hiermee samenhangen. Hier is het extra van belang om dit te benadrukken, omdat de maatregel een negatief effect heeft op de productie van hernieuwbare energie, en daarmee tot lagere SDE-uitgaven voor de overheid leidt. Compenserend beleid om dit verlies aan hernieuwbare energie goed te maken is geen onderdeel van de directe effecten en van de maatregelbeschrijving.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De facto wordt het onmogelijk om in 2020 in Nederland een kolencentrale te exploiteren. Het wegvallen van deze productie leidt tot belangrijke verschuivingen op de elektriciteitsmarkt, met meer import van elektriciteit en een grotere inzet van gascentrales, waaronder eenheden die nu in de mottenballen staan.

Interacties met ander beleid

Energie- en CO₂-prijzen bepalen in hoge mate wat de precieze effecten op kosten en emissies zijn. In de doorrekening is aangesloten bij prijsveronderstellingen van de NEV2015 (scenario met vastgesteld en voorgenomen beleid). Maar bij hogere CO₂-prijzen zou de inzet van gascentrales hoger kunnen uitvallen, en zou de toename van elektriciteitsimport lager kunnen uitvallen. Het verder uitbreiden van de interconnectiecapaciteit dan al verondersteld kan juist tot een grotere bijdrage van de elektriciteitsimport leiden.

Met het sluiten van de kolencentrales vervallen ook de mogelijkheden voor biomassameestook. Het aandeel hernieuwbaar neemt daardoor af van 11,9 procent naar 10,8 procent in 2020, hoewel de biomassa weer voor andere toepassingen gebruikt kan worden. Alternatieve aanwending van de biomassa of stimulering van andere hernieuwbare energie om de terugval in de hernieuwbare energieproductie op te vangen vallen echter buiten de hier doorgerekende maatregel.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Door het wegvallen van de kolencentrales, een grotere inzet van gascentrales, waaronder ook enige aardgas-WKK's, (met hogere rendementen en lagere emissies per eenheid brandstof) en een grotere import van elektriciteit, nemen de CO₂-emissies sterk af, met circa 15-17 Mton/jr. Als Nederland de gehele weggevallen productie van kolencentrales zou opvangen met gascentrales zou de afname ruim 8 Mton/jr zijn. Dit impliceert dat 7-9 Mton/jr dus voor rekening komt van extra elektriciteitsimport. Dit betekent ook dat tegenover het effect van de import er in het buitenland een qua ordegrrootte vergelijkbare toename van emissies tegenover staat. De berekeningen gaan – evenals bij andere maatregelen – ook voor de buitenlandse effecten uit van vervanging door gascentrales, maar de kans is groot dat in werkelijkheid buitenlandse kolencentrales een deel van de productie opvangen. Hiermee zal het werkelijke emissiereductie bij de elektriciteitsproductie lager uitvallen. Omdat alle emissie-effecten onder het ETS vallen, is het uiteindelijke netto-effect van deze maatregel op de (Europese) emissies nul (waterbedeffect); dit is niet zichtbaar gemaakt in de tabel die alleen de directe effecten laat zien.

De netto kosten voor Nederland bestaan uit kosten voor de extra inzet van aardgas, lagere baten uit elektriciteitsexport, en kosten voor meer import van elektriciteit, waartegenover baten door de weggevallen kosten van kolenimport en biomassa staan, en een lagere aankoop van CO₂-emissierechten. De effecten op investeringen zijn vrijwel verwaarloosbaar: het opgestelde gasvermogen in Nederland is ruim voldoende; wel is het nodig om een aantal gaseenheden uit de mottenballen te halen.

De kosten van de maatregel als zodanig slaan binnen Nederland bij verschillende partijen neer: consumenten betalen een iets hogere elektriciteitsprijs waardoor het consumentensurplus daalt. De Nederlandse overheid heeft lagere SDE-uitgaven. Dit komt door de iets hogere elektriciteitsprijs waardoor de onrendabele top van hernieuwbare elektriciteitsopties kleiner wordt, maar vooral door het vervallen van de SDE voor bij- en meestook. De tabel brengt dit onder bij de verminderde SDE-uitgaven.

Als zodanig heeft de maatregel zelf als effect dat de SDE-uitgaven van de Nederlandse overheid dalen. Dit leidt echter ook tot daling van het percentage hernieuwbaar. Om dit op peil te houden zal de Nederlandse overheid alternatieve hernieuwbare opties moeten vinden. Het ontsluiten hiervan zou echter een nieuwe, nog onbekende maatregel vergen, en dit valt buiten de scope van deze maatregel. Als de overheid er in slaagt om voor 2020 voldoende alternatieven te vinden, dan zal dit naar verwachting doorgaans meer kosten dan de weggevallen uitgaven bij deze maatregel. Om de ordegrrootte van kosten en effecten van zo'n aanvullende maatregel in te schatten is het mogelijk om te kijken naar de situatie dat de biomassa-inzet en de SDE-uitgaven op peil blijven door bijvoorbeeld inzet in biomassa-only centrales. Die biomassa kan dan in plaats komen van bijvoorbeeld een deel van de extra gasinzet, of in plaats van een deel van de extra elektriciteitsimport. In beide gevallen is er echter geen substantiële verandering van de maatschappelijke kosteneffectiviteit. Voor de overheidskosten betekent het echter dat de daling van de SDE-uitgaven weer ongedaan wordt gemaakt, waarbij de precieze stijging van de SDE-uitgaven onzeker is. Inclusief compenserend beleid zal deze maatregel dus in principe geen baten voor de overheid opleveren.

Tabel 15: Kosten en effecten sluiting alle kolencentrales

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	246	604
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-478	-286
Emissiereductie BKG	Mton/jr	8,1	9,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	30	65
waarvan ETS direct	Mton/jr	8,1	9,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	30	65
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	14,7	16,7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	17	36
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-24	-19
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	110	116
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	2	5
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	0	0
CAPEX	M€/jaar	0	0
O&M	M€/jaar	-136	-173
Energiekosten	M€/jaar	547	1115
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	-166	-338
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	88	86
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	58	66
<i>Biomassa</i>	PJ/jr	-47	-37
<i>Kolen</i>	PJ/jr	-210	-230
Levensduur	jaar	nvt	nvt
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	-478	-286
<i>waarvan SDE+ biomassameestook</i>	M€/jaar	-411	-196
<i>waarvan SDE+ elektriciteitsprijs effect</i>	M€/jaar	-67	-90
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	0	0

Andere effecten op de overheidsuitgaven zijn onbepaald. De doorrekening houdt geen rekening met de kosten voor de overheid uit mogelijke schadeclaims, vanwege de grote onzekerheden rond grootte en toewijzing van dergelijk claims. In het geval van toewijzing van dergelijke claims, kan dat tot forse overheidskosten leiden. Bij claims binnen Nederland zijn er in principe geen consequenties voor de nationale kosten: het

betreft immers overdrachten binnen Nederland. Bij toewijzing van claims aan buitenlandse partijen zullen er ook middelen naar het buitenland stromen.

Complicerende factoren bij het vaststellen van de grondslag van een claim zijn dat dezelfde producenten die kosten hebben door sluiting van de kolencentrales vaak ook baten hebben door betere exploitatieresultaten bij gascentrales en centrales in het buitenland, en dat kosten en baten ongelijk verdeeld zijn over de verschillende producenten. De hier gepresenteerde nationale kosten omvatten alle effecten voor alle betrokken partijen, en zijn dus het saldo van alle kosten en baten.

Kosten doelgroep

Producenten hebben binnen Nederland een lager producentensurplus, met name door het wegvallen van de productie van kolencentrales. Tegenover die lagere productie in Nederland staat wel een hogere productie in het buitenland, deels door dezelfde producenten. Onder de producenten zullen er zowel winnaars als verliezers zijn. Door de hogere prijzen van elektriciteit in Nederland – doordat gas in een groter aandeel van de tijd prijsbepalend is en omdat er substitutie plaatsvindt van duurdere import – stijgen de marges van bijvoorbeeld producenten van hernieuwbaar en nucleair. Voor hernieuwbaar zal dit weer gecompenseerd worden door de lagere SDE-vergoeding. Consumenten hebben door de hogere elektriciteitsprijzen extra kosten.

Overige kosten en baten

Kolencentrales hebben hogere emissies van verzurende stoffen en fijn stof dan gascentrales; het wegvallen van de productie uit kolencentrales leidt dus tot lagere emissies. Extra inzet van buitenlandse steenkool- en/of bruinkoolcentrales zal een deel van deze emissie-effecten weer ongedaan maken. Omdat de Nederlandse kolencentrales relatief nieuw en schoon zijn, kan die buitenlandse toename relatief hoog zijn.

Verder is een aantal specifieke posten niet berekend, omdat ze verhoudingsgewijs klein zijn. Deze posten omvatten zowel extra kosten als baten:

- *Kosten van het opnieuw in gebruik nemen van gascentrales.* Het opgestelde gasvermogen in Nederland is ruim voldoende om te voldoen aan de elektriciteitsvraag; wel is het nodig om een aantal gaseenheden uit de mottenballen te halen. De investeringen hiervoor zijn niet berekend.
- *Alternatief voor warmtelevering.* Een specifieke maar vermoedelijk beperkte kostenpost zal ontstaan bij de kolencentrales die ook warmte leveren voor stadverwarming. Hier zijn bij sluiting alternatieve bronnen nodig. De kosten en/of baten hiervan zijn niet berekend.
- *Kosten inpassing intermitterend hernieuwbaar.* De substitutie van kolen naar gas zal het makkelijker en goedkoper maken om intermitterend hernieuwbaar in te passen. De baten hiervan zijn niet berekend.
- *Vermeden investeringen bij- en meestook.* Tot slot maakt sluiting van de kolencentrales de investeringen in bij- en meestookvoorzieningen overbodig. Ook deze baten zijn niet berekend, omdat onbekend is in hoeverre deze investeringen al plaats hebben gevonden.

Onzekerheden en beperkingen

De onzekerheid in de effecten is groot, door het open karakter van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Ook speelt een belangrijke rol dat operationele beslissingen over de inzet van productie-eenheden – dus op de hele korte termijn – al hele grote effecten kunnen hebben. Veranderingen in bijvoorbeeld brandstofprijzen, CO₂-prijzen, en ontwikkelingen in het buitenlandse park kunnen daardoor op een korte termijn al grote effecten hebben.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als exclusief Nederlandse maatregel heeft sluiting van alle Nederlandse kolencentrales alleen een symbolische betekenis voor de energietransitie. Als Europese maatregel zou dit anders zijn. Wel zou dan ook aanscherping van het ETS-plafond voor de hand liggen. Van grotere betekenis zou zijn als kolencentrales aan scherpe emissienormen zouden moeten voldoen, en er daarmee een impuls voor bijvoorbeeld CCS zou ontstaan.

Nadere toelichting doorrekening

Het effect van sluiting is doorgerekend met Competes en Save-productie. Competes is een Europees elektriciteitsmarktmodel, en Save-productie simuleert het industriële energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling. Competes heeft gerekend met sluiting van alle Nederlandse koleneenheden voor 2020. Competes biedt ook de mogelijkheid tot meer gedetailleerde berekening van de maatschappelijke kosten dan bij andere maatregelen mogelijk is, opgebouwd vanuit de effecten voor de afzonderlijke partijen binnen Nederland (producenten, consumenten, overheid).

Vergelijking met de Delta-studie (van Hout, Koutstaal, 2015)

Deze factsheet maakt gebruik van dezelfde berekeningen als die in de studie voor Delta Effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales (van Hout, Koutstaal, 2015), en de totale maatschappelijke kosten zijn dan ook identiek. De opbouw van de kosten en baten is wel anders, en dat kan verwarring veroorzaken. Bovendien komt slechts een deel van de hier genoemde kostenposten zichtbaar terug in de Delta-studie, en een deel niet, waardoor het lastig is om de getallen uit beide studies aan elkaar te verbinden.

Delta-studie: Verdeling kosten naar actoren

De Delta-studie bouwt de totale maatschappelijke kosten op vanuit de kosten en baten voor de betrokken marktpartijen ongeacht de aard van de kosten: producenten- en consumentensurplus enerzijds, en effecten op overheidsuitgaven (SDE+) anderzijds. Deze posten kunnen dan ook bij elkaar opgeteld worden, en resulteren dan ook in de totale maatschappelijke kosten.

IBO-factsheet: Verdeling kosten naar soort

Deze analyse daarentegen bouwt de totale kosten op vanuit de verschillende soorten kosten op nationaal niveau: bedienings- en onderhoudskosten en energiekosten (kolen-, gas- en biomassa-inzet, import elektriciteit). Deze weergave vanuit maatschappelijk perspectief laat echter niet zien bij wie die kosten optreden of uiteindelijk terecht komen. Alleen voor de overheid zijn afzonderlijk de kosten berekend, in dit geval de effecten op de SDE+-uitgaven. Omdat de nationale kosten al alle kosten van partijen in Nederland omvatten, kunnen de effecten op de SDE+-uitgaven daar niet bij opgeteld worden: dat leidt tot dubbel telling.

Vergelijking getallen

In de Delta studie zijn in 2020 de kosten voor producenten en consumenten 657 miljoen euro per jaar en de - verminderde - kosten voor de overheid 411 miljoen euro door de weggelaten SDE+-uitgaven voor biomassa-meestook. Deze mogen met elkaar verrekend worden tot de totale maatschappelijke kosten: 657 minus 411 is dan ook gelijk aan de 246 uit de factsheet hier.

De 657 miljoen bestaat uit alle “markteffecten” die optreden als kolencentrales sluiten en de productie overgenomen wordt door gascentrales en elektriciteitsimport: meer gasconsumptie, minder kolenconsumptie, meer elektriciteitsimport en een gemiddeld iets hogere elektriciteitsprijs die zorgt voor iets lagere SDE+-uitgaven bij wind en zon. Competes, het gebruikte elektriciteitsmarktmodel, berekent deze markteffecten in eerste instantie zonder rekening te houden met de biomassa-meestook. En dat kan ook doordat die meestook geen invloed heeft op het functioneren van de elektriciteitsmarkt; de SDE+ compenseert immers voor de meerkosten van meestook bij de producenten.

Dit betekent wel dat voor de totale maatschappelijke kosten de 411 miljoen aan SDE+-uitgaven vervolgens nog apart verrekend moeten worden. Die SDE+-uitgaven compenseren de meerkosten van biomassa ten opzichte van kolen en de extra investeringen om de meestook mogelijk te maken.

Kosten compenserend beleid: onbekend

Het wegvallen van SDE+ uitgaven voor biomassa-meestook is het gevolg van de maatregel als zodanig, zonder eventueel compenserend beleid. Als kolencentrales volledig sluiten kunnen zij immers geen biomassa meer bijstoken en vervallen dus zowel de geproduceerde hernieuwbare energie als de bijbehorende kosten en overheidsuitgaven. De doorrekening van de maatregel als zodanig houdt er dus geen rekening mee dat vanwege het doel voor hernieuwbare energie er mogelijk – nog onbekend – compenserend beleid gaat komen, met daaraan verbonden nationale kosten en overheidsuitgaven.

De getallen uit de Delta-studie zijn niet geschikt om tot een schatting te komen van de kosten van beleid dat nodig is om het verlies aan hernieuwbare productie te compenseren. Afhankelijk van de mogelijkheden en de gekozen invulling kunnen de kosten hoger of lager uitvallen dan de 411 miljoen aan SDE-uitgaven voor meestook.

3.4 CO₂-bodemprijs naar Brits model, elektriciteitsopwekking

Status: beleidsoptie. Onderdeel elektriciteitsopwekking

Inleiding

Bij deze maatregel introduceert de Nederlandse regering eenzijdig een CO₂-bodemprijs. Er ontstaat daardoor een hogere en meer zekere prijsprikkel. Deze maatregel is geënt op het oorspronkelijke Britse idee van een stapsgewijs oplopende bodemprijs voor de elektriciteitssector. Deze factsheet omvat alleen de effecten en kosten bij de elektriciteitsopwekking, inclusief de warmtekrachtkoppeling in de industrie. Factsheet 4.2 beschrijft de kosten en effecten in de industrie. De reden voor deze splitsing is dat de aard van de effecten in beide sectoren wezenlijk verschillend is.

Beschrijving beleidsinstrument

De maatregel introduceert een heffing op CO₂-emissies onder het ETS. De heffing is gelijk aan het verschil tussen de van jaar tot jaar vastgestelde bodemprijs en de actuele ETS-prijs. Er is geen voorziening die concurrentienadelen ten opzichte van het buitenland compenseert.

De bodemprijs gaat van 11 euro/ton CO₂ in 2017 naar 20 in 2020, om verder lineair op te lopen naar 50 €/ton in 2030.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De maatregel zorgt voor een extra beprijzing van CO₂-emissies. In de elektriciteitssector heeft de maatregel twee effecten. Een effect is de relatieve bevoordeling van elektriciteitsopwekking met relatief lage CO₂-emissies ten opzichte van opwekking met hogere emissies, dus bijvoorbeeld gas t.o.v. kolen. Een ander effect is dat alle elektriciteitsopwekking met CO₂-emissies een ongunstiger positie krijgt ten opzichte van buitenlandse opwekking. Voor CO₂-vrije elektriciteitsopwekking (hernieuwbare elektriciteit) geldt alleen het gunstige effect van een hogere elektriciteitsprijs. Omdat dit prijseffect door de openmarkt heel gering is zal er echter geen extra realisatie van betekenis optreden.

Elektriciteitsopwekking buiten het ETS, zoals een groot deel van de kleinschalige WKK in de glastuinbouw, valt buiten de scope van deze maatregel. Voor deze WKK pakt de zeer lichte stijging van de elektriciteitsprijs wellicht juist gunstig uit, maar kwantitatief is dit effect te verwaarlozen.

Interacties met ander beleid

Energie- en CO₂-prijzen bepalen in hoge mate wat de precieze effecten op kosten en emissies zijn. Bij hogere CO₂-prijzen in het ETS is het concurrentienadeel ten opzichte van het buitenland kleiner, zal er minder elektriciteitsimport zijn, een groter opwaarts effect op de elektriciteitsprijs en daarmee ook een groter stimulerende effect op CO₂-arme en -vrije elektriciteitsopwekking. De absolute kosten voor de elektriciteitsopwekking blijven wel gelijk: elektriciteitsbedrijven krijgen binnen het ETS geen rechten vrij gealloceerd. Bij lage CO₂-prijzen gaan de effecten juist in de

tegengestelde richting. Biomassameestook wordt, bij gelijkblijvende SDE-vergoeding, relatief iets aantrekkelijker ten opzichte van kolenzet, maar heeft juist weer te leiden van een verminderde productie door de kolencentrales.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Tabel 16: Kosten en effecten CO₂-bodemprijs naar Brits model, onderdeel elektriciteitsopwekking

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	6	143
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-84	-73
Emissiereductie BKG	Mton/jr	1,4	1,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	4	87
waarvan ETS	Mton/jr	1,4	1,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	4	87
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	4,6	8,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	1	17
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-5	-5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr		
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Primair	PJ/jr	34	60
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	0	2
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	0	0
CAPEX	M€/jaar	0	0
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	57	317
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	-52	-174
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	-9	-51
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	28	61
<i>Biomassa</i>	PJ/jr	-10	-10
<i>Kolen</i>	PJ/jr	-43	-61
Levensduur	jaar	10	10
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	-84	-73
<i>waarvan SDE+ biomassameestook</i>	M€/jaar	-81	-50
<i>waarvan SDE+ elektriciteitsprijs effect</i>	M€/jaar	-3	-23
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		

In 2020 is het verschil tussen de bodemprijs en CO₂-prijs in het ETS nog gering. Toch is het effect op de inzet van met name kolencentrales al aanzienlijk, en heeft ook de inzet van gascentrales te lijden onder het prijsverschil met het buitenland. De netto elektriciteitsimport neemt dan ook toe. De emissiereductie is (vrijwel) volledig toe te schrijven aan de hogere elektriciteitsimport. De energiekosten van de maatregel bestaan vrijwel volledig uit de extra import van relatief dure elektriciteit ten koste van goedkopere inzet van brandstoffen in eigen elektriciteitsopwekking.

In 2030 zijn bij een hogere bodemprijs en dito oplopende concurrentienadelen alle effecten nog groter, waarbij vooral de verdere terugloop van gascentrales opvalt. De elektriciteitsimport loopt nog verder op. Ook in 2030 is de emissiereductie (vrijwel) volledig toe te schrijven aan de hogere elektriciteitsimport.

In beide jaren zijn de kosten voor de overheid negatief. De overheid heeft lagere SDE-uitgaven door de weggevallen biomassameestook en extra inkomsten uit de CO₂-heffing.

Kosten doelgroep

Producenten van alle fossiele elektriciteitsopwekking hebben binnen Nederland een lager producentensurplus, Tegenover die lagere productie in Nederland staat wel een hogere productie in het buitenland, deels door dezelfde producenten. Per saldo wordt Nederland een veel minder aantrekkelijke plek voor fossiele elektriciteitsproductie. Consumenten zullen een hogere elektriciteitsprijs betalen.

Overige kosten en baten

De uitstoot van verzurende stoffen en fijn stof door de elektriciteitsopwekking in Nederland zal afnemen, waar een hogere uitstoot in het buitenland tegenover staat. Een deel van deze buitenlandse uitstoot zal binnen de Nederlandse grenzen neerslaan. Omdat het Nederlandse productiepark relatief jong en schoon is, zou de totale uitstoot van verzurende stoffen wel eens kunnen toenemen. Bij verzurende stoffen en fijn stof is er geen vast plafond met handelssysteem zoals voor CO₂ onder het ETS, dat dit soort effecten voorkomt.

Onzekerheden en beperkingen

De maatregel heeft een dubbel effect: het biedt zekerheid over de CO₂-prijssprikkel binnen Nederland, maar de maatregel zorgt juist voor onzekerheid over de concurrentieverhoudingen met het buitenland. Als bijvoorbeeld in 2020 de ETS CO₂-prijs op 20 €/ton zou liggen – gelijk aan de bodemprijs – is het hele concurrentienadeel ten opzichte van het buitenland verdwenen.

De onzekerheid in de effecten is groot, door het open karakter van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Ook speelt een belangrijke rol dat operationele beslissingen over de inzet van productie-eenheden – dus op de hele korte termijn – al hele grote effecten kunnen hebben. Veranderingen in bijvoorbeeld brandstofprijzen, (vooral) CO₂-prijzen, en ontwikkelingen in het buitenlandse park kunnen daardoor op een korte termijn al grote effecten hebben.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als exclusief Nederlandse maatregel heeft een CO₂-bodemprijs alleen een symbolische betekenis voor de energietransitie. Als Europese maatregel zou dit anders zijn.

De maatregel kan nu door de aantasting van de concurrentiepositie en het creëren van een onzeker investeringsklimaat ook remmend werken op verduurzaming van activiteiten.

Nadere toelichting doorrekening

De maatregel is doorgerekend met Competes en Save-productie ten opzichte van de NEV variant met voorgenomen beleid. Competes is een Europees elektriciteitsmarktmodel, en Save-productie simuleert het industrie energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling. Competes biedt ook de mogelijkheid tot meer gedetailleerde berekening van de maatschappelijke kosten dan bij andere maatregelen mogelijk is, opgebouwd vanuit de effecten voor de afzonderlijke partijen binnen Nederland (producenten, consumenten, overheid).

4

Prijsprikkels eindgebruikers

Generieke prijsprikkel

Dit onderdeel gaat over een aantal maatregelen die de prijs van CO₂-emissies en/of energiegebruik voor eindgebruiksectoren beïnvloeden. Ze zijn dus gericht op specifieke technieken, hoewel in een aantal gevallen wel een select aantal technieken het meest van de prijsprikkel.

De maatregelen zijn alle aanvullende beleidsopties:

- Een budgetneutrale CO₂-prijsprikkel voor de energie-intensieve industrie
- CO₂-bodemprijs naar Brits model, industrie (ETS)
- Verhoging energiebelasting aardgas 3e en 4^e schijf
- Aanpassen energiebelastingtarieven aardgas en elektriciteit 1^e schijf.

De eerste twee maatregelen zijn specifiek gericht op de sector industrie, maar ook bij de derde en vierde treedt het leeuwendeel van de effecten bij een specifieke sector op, respectievelijk industrie en huishoudens.

4.1 Budgetneutrale CO₂-prijsprikkel energie-intensieve industrie

Status: beleids optie

Inleiding

Deze beleids optie betreft een budgetneutrale prijsprikkel op direct en indirecte CO₂-emissies voor de energie-intensieve industrie. Uitgangspunt is dus per saldo dat er voor de overheid (nagenoeg) niets verandert aan inkomsten en uitgaven, terwijl het bedrijfsleven toch een forse prijsprikkel ervaart om CO₂-emissies om laag te brengen.

Beschrijving beleidsinstrument

Een regeling die én budgetneutraal is, én een forse prijsprikkel op het terugdringen van emissies geeft, is in principe langs verschillende routes vorm te geven. Hier is het uitgangspunt een conditionele heffing (bijvoorbeeld een boete) in combinatie met terugsluis van de heffingsopbrengsten via een tenderregeling (of teruggaafregeling). De doorrekening van deze maatregel heeft plaatsgevonden op basis van de contouren zoals het ministerie van Economische zaken die heeft aangegeven. Er is dus nog geen finale en gedetailleerde uitwerking van dit instrument.

De maatregel gaat uit van de volgende uitgangspunten:

- Een conditionele heffing voor bedrijven op basis van het verschil tussen hun emissieprestatie en een doelwaarde. Bedrijven betalen dus alleen voor wat hun emissies hoger zijn dan de doelwaarde.
- Berekening van zowel emissieprestatie als doelwaarde is afgeleid van de Europese benchmark voor allocatie van CO₂-emissies, en de benchmark voor de carbon-leakage compensatie. Hiermee vallen zowel directe als indirecte emissies binnen de scope.
- Het beleid is alleen voor de industrie en niet voor de elektriciteitsopwekking; de benchmark wordt daarom gecorrigeerd voor WKK. Voor WKK is er daardoor geen positieve of negatieve prikkel. Op deze manier verstoort het beleid de elektriciteitsmarkt niet.
- De doelwaarde wordt in de loop van de tijd aangeschroefd, zodat in 2030 de opgetelde doelwaarden voor de industrie 20% onder de emissiewaarden in de NEV liggen.
- Terugsluis vindt plaats via een tenderregeling. Vanuit de tenderregeling kunnen bedrijven een tegemoetkoming in de kosten van CO₂-emissiereductiemaatregelen verwerven.
- Alle bedrijven komen in aanmerking voor de tenderregeling, ook de bedrijven die al aan de doelwaarde voldoen.
- De maximale prijsprikkel die uitgaat van de conditionele heffing plus de terugsluis komt overeen met 100€/ton CO₂. Deze maximale prijsprikkel geldt dus alleen voor de bedrijven die nog niet voldoen aan hun doelwaarde.
- De maatregelen die in aanmerking komen voor de tender omvatten finale besparing op elektriciteit en brandstof, hernieuwbare energie waaronder biomassa en CCS.

- Hernieuwbare energie onder deze regeling komt niet in aanmerking voor SDE. Over meerdere jaren gerekend is de regeling voor de overheid budgetneutraal, met evenwicht tussen heffingsopbrengst en tenderuitgaven. Voor individuele jaren hoeven heffingsopbrengst en tenderuitgaven niet altijd in evenwicht te zijn.

De maatregel heeft door de specifieke vormgeving en scope een heel ander soort effect dan een simpele verhoging van de energiebelasting zoals bij 4.3.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Door de prijsprikkel worden maatregelen die leiden tot lagere (in)directe CO₂-emissies aantrekkelijker. De prikkel geldt voor alle technieken die bijdragen aan lagere directe en indirecte emissies (energiebesparing, inzet van hernieuwbaar en CCS), met uitzondering van WKK. Het potentieel voor energiebesparing is beperkt, maar CCS en hernieuwbaar zijn in principe toereikend om het totale sectorale plafond (-20%) te halen, en zijn naar verwachting ook rendabel bij een prijsprikkel van €100/ton CO₂.

Bedrijven die ten opzichte van andere bedrijven veel emissies uitstoten ervaren binnen het systeem de hoogste prijsprikkel, en voor bedrijven die al goed scoren is de prikkel veel beperkter. Dit voorkomt dat de emissieprestatie van bedrijven te ver uiteen gaan lopen, wat zou leiden tot grote verschillen tussen winnaars en verliezers, en wat het moeilijk zou maken om het systeem beheersbaar te houden.

De voorspelbare aanscherping van het plafond maakt dat bedrijven ook kunnen anticiperen op het moment dat de benchmark knellend wordt, en daarmee de investeringen zo goed mogelijk kunnen inpassen in hun bedrijfsvoering.

Interacties met ander beleid

Het instrument is veel krachtiger dan bestaand beleid gericht op de industrie, en zet daarmee de facto de bestaande MEE-convenanten buiten spel. Ook het effect de EIA zal anderszins in dit nieuwe beleid: de prijsprikkel die van dit systeem uitgaat is veel groter dan die van de EIA. De berekening van de kosten gaat er dan ook van uit dat bestaande regelingen voor de energie-intensieve industrie ophouden of opgaan in deze nieuwe maatregel. Hier zijn dus verder geen kosten voor berekend.

Combinatie van de SDE en deze regeling zou tot een selectieve bevoordeling van hernieuwbaar ten opzichte van andere opties leiden. De analyse gaat er daarom van uit dat de energie-intensieve industrie bij deze maatregel niet ook in aanmerking komt voor ondersteuning vanuit de SDE. Er zijn geen baten uitgerekend voor minder SDE-uitgaven aan de industrie.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Hoewel de maximale prijsprikkel voor een bedrijf bij deze maatregel op circa 100€ per ton CO₂ ligt, zijn de marginale kosten voor een bedrijf vaak lager. Deze worden immers bepaald tot de duurste maatregel die nodig is om de norm te halen. Als bijvoorbeeld CCS voor circa 60 €/ton haalbaar is en daarmee de norm gehaald kan worden, zal de effectieve prijsprikkel voor energiebesparing in zo'n geval die 60€/ton niet overschrijden. Elk bedrijf zal moeten kijken wat voor de eigen specifieke situatie de goedkoopste mix van maatregelen is, wat de precieze invulling van deze maatregel enigszins onvoorspelbaar maakt.

De berekening gaat uit van ca 13 PJ meer finale energiebesparing in 2030. Naar verwachting zullen brandstofsubstitutie, CCS en/of inzet van hernieuwbare energie het resterende gat met de doelstelling dichtten. Wel onzeker is in welke verhoudingen dat zal gebeuren: de mogelijkheden en kosten voor deze opties zijn vaak in hoge mate proces- en locatiespecifiek. Daarnaast kunnen overwegingen t.a.v. maatschappelijk draagvlak de invulling beïnvloeden.

Tabel 17: Kosten en effecten budgetneutrale CO₂-prijsprikkel energie-intensieve industrie

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	18	185
Overheidskosten totaal	M€/jaar	9	9
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,6	4,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	33	40
waarvan ETS	Mton/jr	0,6	4,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	33	40
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0,6	1,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	33	112
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	0	0
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	-5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	0	-12
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	261	2314
CAPEX	M€/jaar	23	195
O&M	M€/jaar	-4	10
Energiekosten	M€/jaar	-1	-20
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
Gas	PJ/jr	-10	-37
Elektriciteit	PJ/jr	0	7
Biomassa	PJ/jr	10	35
Levensduur	jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	9	9
waarvan energiebelasting	M€/jaar	7	12
waarvan ODE	M€/jaar	2	-3

Ondanks de extra energiebesparing nemen het finale en primaire energieverbruik iets toe: CCS leidt tot extra energie-inzet (vooral elektriciteit) en biomassaketels hebben lagere rendementen dan gasketels.

Netto uitvoeringskosten voor de overheid zijn onbekend. Tegenover extra uitvoeringskosten staat het wegvallen van de uitvoeringskosten voor de convenanten.

Kosten doelgroep

Bij een ideale vormgeving bestaan de kosten voor de industrie als geheel alleen uit de meerkosten van de genomen maatregelen. Voor individuele bedrijven kunnen er wel hogere netto kosten of eventueel baten zijn.

Overige kosten en baten

De maatregel heeft een mix van positieve en negatieve effecten. Energiebesparing zorgt voor lagere emissies van luchtverontreinigende stoffen, maar vervanging van aardgas door biomassa juist voor hogere. CCS zorgt voor een iets hoger energiegebruik, met negatieve effecten voor de importafhankelijkheid, terwijl besparing hier juist positief werkt.

Onzekerheden en beperkingen

De mix van maatregelen is buitengewoon onzeker. De maatregel leidt niet tot een uniforme prijsprikkel over alle bedrijven en alle situaties, maar tot een selectieve hoge prijsprikkel bij de bedrijven die het meest achterblijven. Daardoor is er geen selectieve toepassing van de goedkoopste opties over de hele industrie, maar bepalen de goedkoopste mogelijkheden op individuele locaties welk maatregelen worden toegepast. De veronderstelde mix van maatregelen is daardoor erg onzeker.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

De maatregel beoogt een selectieve prijsprikkel te geven voor emissiereductie in de industrie. Als de maatregel daar in slaagt zonder de concurrentiepositie van die industrie aan te tasten kan dit van grote betekenis zijn voor de energietransitie, en innovatieve technieken in de industrie bevoordelen.

4.2 CO₂-bodemprijs naar Brits model, industrie

Status: beleidsoptie. Onderdeel industrie

Inleiding

Bij deze maatregel introduceert de Nederlandse regering eenzijdig een CO₂-bodemprijs. Deze maatregel is geënt op het oorspronkelijke Britse idee van een stapsgewijs oplopende bodemprijs, hoewel die in het VK alleen geldt voor de elektriciteitssector. Er ontstaat door de bodemprijs een hogere en stabielere prijsprikkel op CO₂-emissies. Deze factsheet omvat alleen de effecten en kosten bij de energie-intensieve industrie, exclusief de warmtekrachtkoppeling. Factsheet 3.4 beschrijft de kosten en effecten in de elektriciteitsopwekking, inclusief de warmtekrachtkoppeling bij de industrie. De reden voor deze splitsing is dat de aard van de effecten in beide sectoren wezenlijk verschillend is: in de elektriciteitsopwekking overheersen de forse effecten van internationale interacties op de elektriciteitsmarkt, terwijl bij de industrie de – veel kleinere – effecten naar verwachting meer voorkomen uit extra energiebesparing en eventueel andere technische maatregelen.

Beschrijving beleidsinstrument

De maatregel introduceert een heffing op CO₂-emissies onder het ETS. De heffing is gelijk aan het verschil tussen de van jaar tot jaar vastgestelde bodemprijs en de actuele ETS-prijs. Er is geen voorziening die concurrentienadelen ten opzichte van het buitenland compenseert. De heffing gaat over schoorsteenemissies, en omvat geen heffing op elektriciteit. Wel zal er een gering effect op de elektriciteitsprijs optreden. De bodemprijs gaat van 11 euro/ton CO₂ in 2017 naar 20 in 2020, om verder lineair op te lopen naar 50 €/ton in 2030. De gemiddelde extra prijsprikkel tot 2030 ten opzichte van de CO₂-prijs is daarmee tot 2030 circa 20 euro per ton CO₂.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De maatregel zorgt voor een extra beprijzing van CO₂-emissies. Er ontstaat dus een extra prikkel om CO₂-emissies omlaag te brengen. Ook zijn er extra kosten voor de Nederlandse energie-intensieve industrie ten opzichte van de concurrentie in het buitenland. Er is geen compenserend beleid of terugsluis van heffingsopbrengsten, maar eventuele negatieve effecten op de groei van de sector of locatiekeuze zijn geen onderdeel van de geschatte effecten en kosten. De sector industrie is op korte termijn minder gevoelig voor concurrentienadelen dan de elektriciteitsopwekking, maar voor individuele bedrijven kunnen de meerkosten echter wel fors oplopen.

Bedrijfsverplaatsingen of afbouw van energie-intensieve activiteiten is daarom niet uit te sluiten. De effecten in deze factsheet gaan daar echter niet van uit. Ook een deel van de glastuinbouw valt onder het ETS. Daar ligt het echter voor de hand om – bijvoorbeeld door splitsing van bedrijven – de eigenschappen op grond waarvan bedrijven onder het ETS vallen te veranderen, en activiteiten van ETS naar niet-ETS te verplaatsen als dit beleid tot te veel kosten leidt. Effecten en kosten in de glastuinbouw zijn daarom geen onderdeel van deze factsheet.

Tabel 18: Kosten en effecten CO₂-bodemprijs naar Brits model, onderdeel industrie

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	0	1
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-184	-603
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,0	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	13	4
waarvan ETS	Mton/jr	0,0	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	13	4
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0,0	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	13	4
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	0	0
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	0	0
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0,1	3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	1	0
Primair	PJ/jr	0,1	3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	1	0
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	17	476
CAPEX	M€/jaar	1	35
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-1	-35
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
Gas	PJ/jr	-0,1	-3
Levensduur	Jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Subsidies	M€/jaar	0	
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	-184	-603
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	0	2
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	0	1
<i>Heffing Floorprice</i>	M€/jaar	-185	-607

Interacties met ander beleid

Bij hogere CO₂-prijzen in het ETS is de heffing lager en daarmee het concurrentienadeel ten opzichte van het buitenland kleiner. Ook zijn de absolute kosten voor de industrie veel lager: de industrie krijgt ETS rechten voor een deel vrij gealloceerd, maar betaalt voor haar emissies wel de hele heffing¹³. Als de onrendabele top-berekening – bijvoorbeeld voor biomassa-ketels – niet gecorrigeerd zou worden voor de hogere CO₂-

¹³ Dit i.t.t. de elektriciteitsopwekking die al haar ETS-rechten op de veiling of de markt moet inkopen.

prijs, zou bovendien hernieuwbare energie extra aantrekkelijk worden. De effectberekening gaat er van uit dat wel een dergelijke correctie plaatsvindt.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Het effect bij de industrie bestaat vooral uit wat extra energiebesparing. De bodemprijs is niet zodanig hoog dat inzet van CCS en/of extra hernieuwbare energie al voor de hand ligt. De effecten zullen naar verwachting beperkt blijven tot kleinere besparingsmaatregelen en geen grote procesinnovaties en/of herinvesteringen omvatten: met het eenzijdig verhogen van de CO₂-kosten scheidt Nederland een onzeker investeringsklimaat, waarin bedrijven terughoudend zullen zijn bij het maken van grote kosten om de bedrijfsvoering en processen aan te passen.

De nationale kosteneffectiviteit is naar verwachting relatief gunstig: een belangrijk deel van de extra besparingen omvat maatregelen die nationaal netto baten hebben, maar die bij de krappe terugverdiendeisen van de bedrijven nu vaak niet genomen worden. Dit is wel met het voorbehoud dat de effectschatting geen bedrijfssluitingen en/of krimp omvat.

Kosten doelgroep

De kosten voor de industrie bestaan voornamelijk uit de afdracht van de heffing bovenop de CO₂-prijs. Ten opzichte van de andere kostenposten (investeringen en energiebatens) domineert de heffing de totale kosten voor de doelgroep.

Overige kosten en baten

De reductie van de energievraag is gunstig voor luchtverontreinigende emissies.

Onzekerheden en beperkingen

De grootste onzekerheid is de respons van bedrijven ten aanzien van locatiekeuze en het handhaven van productiecapaciteit in Nederland. Specifieke activiteiten kunnen in Nederland onrendabel worden, en in het algemeen zal dit beleid bedrijven onzeker maken. Dat kan ontmoedigend werken voor het doen van de gewenste investeringen in het verduurzamen van de productiecapaciteit.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Energiebesparing is een belangrijke component van de mogelijkheden om lange-termijn emissies omlaag te brengen. De maatvoering van deze maatregel is niet voldoende sterk om fundamentele veranderingen te bewerkstelligen. Een eenzijdige heffing kan bovendien bedrijven ontmoedigen om de investeringen voor die fundamentele veranderingen te doen.

Nadere toelichting doorrekening

Deze maatregel is doorgerekend met Competes en Save-productie ten opzichte van de NEV variant met voorgenomen beleid. Competes is een Europees elektriciteitsmarktmodel¹⁴, en Save-productie simuleert het industriële energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling.

In deze factsheet staan alleen de effecten op de finale besparing in de industrie; de effecten op de elektriciteitsopwekking en (industriële) WKK staan in factsheet 3.4.

¹⁴ EU28 + Noorwegen + Zwitserland + Balkan.

4.3 Verhoging energiebelasting aardgas 3^e en 4^e schijf

Status: beleidsoptie. Onderdeel industrie

Inleiding

Deze maatregel omvat een verhoging van energiebelasting op aardgas voor de 3^e en 4^e schijf per 01-01-2017.

Beschrijving beleidsinstrument

Deze maatregel verhoogt energiebelasting op aardgas met 2 cent per m³ voor de 3^e en 4^e schijf, per 01-01-2017. De maatregel betreft dus grootverbruikers, vooral in industrie en bij de grotere glastuinbouwbedrijven. De verlaagde glastuinbouw tarieven in de 1^e en 2^e blijven hetzelfde, en komen daarmee onder de tarieven voor de 3^e en 4^e schijf te liggen.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Door de hogere gasprijs worden maatregelen die warmte en gas besparen rendabeler. Ook zou het beter uit kunnen om in plaats van aardgas andere energiebronnen in te zetten, maar dit effect is niet verondersteld. Ook wordt warmtekrachtkoppeling aantrekkelijker. Voor brandstofinzet bij WKK geldt namelijk een vrijstelling van energiebelasting. Warmte uit WKK wordt daardoor in vergelijking met warmte uit ketels goedkoper.

Interacties met ander beleid

Er zullen wat effecten kunnen optreden op EIA-uitgaven, maar aangezien deze gebudgetteerd zijn, zijn deze effecten per definitie begrensd. De effectschatting gaat er verder van uit dat de onrendabele top berekening voor bij voorbeeld biomassa-ketels in de industrie rekening houdt met de gestegen referentieprijs van aardgas.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Door de hogere gasprijs worden maatregelen die warmte en gas besparen rendabeler. Ook wordt warmtekrachtkoppeling aantrekkelijker. Het netto effect is een kleine toename van de gasconsumptie (meer gas in WKK, tegenover besparing op de gasvraag) en een toename van de elektriciteitsproductie door de industrie. De directe emissies van de industrie nemen daardoor toe, maar de totale emissies – inclusief de besparing door WKK – dalen.

De nationale kosteneffectiviteit is naar verwachting gunstig: een belangrijk deel van de extra besparingen omvat maatregelen die nationaal netto baten hebben, maar die bij de krappe terugverdientijdeisen van de bedrijven nu vaak niet genomen worden. Dit is wel met het voorbehoud dat de effectschatting geen bedrijfssluitingen en/of krimp omvat.

Voor de overheid zijn er extra baten in de vorm van extra heffingsinkomsten door het hogere tarief. De krimp in de belastinggrondslag (besparing plus meer aardgas in WKK) weegt daar niet tegen op.

Tabel 19: Kosten en effecten verhoging 3^e en 4^e schijf energiebelasting op aardgas

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	-2	-22
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-108	-80
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,2	0,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-10	-49
waarvan ETS	Mton/jr	0,2	0,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-10	-49
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0,1	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-18	-92
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0,5	1,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-3	-14
Primair	PJ/jr	3	8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-1	-3
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	181	513
CAPEX	M€/jaar	16	46
O&M	M€/jaar	2	7
Energiekosten	M€/jaar	-20	-74
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	0,3	1,2
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-1,6	-4,5
Levensduur	jaar	15	15
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	-108	-80
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	-110	-86
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	2	5

Kosten doelgroep

De kosten voor de doelgroep bestaan in de eerste plaats uit de extra afdracht voor energiebelasting. De energiebesparing zelf is in veel gevallen rendabel voor de betrokken bedrijven.

Onzekerheden en beperkingen

Effecten en kosten van deze maatregel zijn zeer onzeker: het totale effect bestaat uit extra finale energiebesparing op aardgas (negatieve kosten) en uit extra inzet van WKK (positieve kosten), beide afzonderlijk ook met onzekerheden omgeven. Die extra WKK leidt juist tot meer aardgasgebruik en emissies. De energiebatens bestaan uit meer elektriciteitsproductie tegen per saldo meer aardgasinzet. De totale kosten en baten zijn hierdoor heel gevoelig voor kleine verschuivingen in de energieprijzen, en voor verschuivingen in het aandeel finale besparing versus WKK.

De effectschatting gaat niet uit van brandstofsubstitutie of extra hernieuwbare energie.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

De extra prikkel voor extra finale energiebesparing is gunstig voor de energietransitie, en op de middellange termijn is ook de extra impuls voor WKK gunstig. Op de langere termijn lijkt fossiele WKK zonder CCS minder goed te passen in een CO₂-arm energiesysteem. In combinatie met CCS past WKK beter.

Nadere toelichting doorrekening

Het effect is doorgerekend met Save-productie ten opzichte van de NEV variant met voorgenomen beleid. Save-productie simuleert het industriële energiegebruik en de productie door warmtekrachtkoppeling.

4.4 Aanpassen tarieven 1^e schijf energiebelasting aardgas (+) en elektriciteit (-)

Status: beleidsoptie

Inleiding

In deze beleidsoptie past de Rijksoverheid het energiebelastingtarief voor gas en elektriciteit aan per 2017. Het gastarief gaat met 0,046 euro/m³ omhoog en het elektriciteitstarief gaat met 0,025 euro/kWh omlaag. Voor consumenten komt hier nog 21% BTW bovenop, zodat voor de consument de marginale gasprijs met 0,056 euro/m³ stijgt en de marginale elektriciteitsprijs met 0,030 euro/kWh daalt. Door deze verschuiving wordt besparen op gas aantrekkelijker. Ook maakt de belastingaanpassingen een omschakeling van gasverwarming naar elektrisch verwarmen, met bijvoorbeeld warmtepompen, financieel aantrekkelijker.

Beschrijving beleidsinstrument

Het gaat om een verhoging van de energiebelasting op aardgas tot 170.000 m³ met 4,6 cent/m³ en een verlaging van de energiebelasting op elektriciteit tot 10.000 kWh met 2,5 cent/kWh. In **Tabel 20** staan de energiebelastingtarieven ook uitgedrukt in euro/GJ.

Tabel 20: Huidige en doorgerekende tarief van de energiebelasting (1e schijf)

	Belastingtarief (Euro/kWh resp. Euro/m ³)		Belastingtarief (Euro/GJ)	
	Huidige energiebelasting	Elektra	€ 0,1196	€ 33,22
	Aardgas	€ 0,1911	€ 5,43 ^(*)	
Aangepaste energiebelasting	Elektra	€ 0,0971	€ 26,97	Elektra 3,9 keer duurder dan gas
	Aardgas	€ 0,2457	€ 6,99 ^(*)	

*Omrekening aardgas op basis van bovenwaarde (0,03517 GJ/m³).

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Deze maatregel draagt bij aan alle doelen in het Energieakkoord. Energiebesparing op gas en warmte wordt aantrekkelijker, terwijl besparing op elektrische apparaten grotendeels instant blijft vanwege Ecodesign-eisen. De maatregel maakt ook decentrale hernieuwbare warmteopties zoals warmtepompen en zonneboilers aantrekkelijker.

De energiebelasting, en dus ook het aanpassen er van, beïnvloedt alle energie gerelateerde afwegingen die kleinverbruikers maken tot op zekere hoogte. Het bepalen van een gecombineerd effect is daardoor buitengewoon complex. In deze factsheet is gekozen om gebruik te maken van prijselasticiteitsberekeningen als algemene maat voor het gecombineerde effect. Dit biedt echter beperkt inzicht in alle specifieke effecten die optreden voor hernieuwbare opties en besparingen.

In deze factsheet bespreken we daarom ook semi-kwalitatief de belangrijkste effecten op de volgende opties:

- Prijselasticiteit elektra en gas
- Effect op stadsverwarming
- Effect op warmtepompen
- Effect op hybride warmtepomp
- Effect op zonneboiler
- Effect op salderen
- Stroomversnelling (de renovatie naar energieneutrale woningen in de huursector).

Verder is van belang dat in deze factsheet sec is gekeken naar het effect van de geïsoleerde maatregelen. Bij energiebelastingaanpassingen is een grote interactie met ander (nieuw) beleid. Dit is nu niet meegenomen in de effectschatting.

Prijselasticiteit elektra en gas

Een hoger tarief maakt energiebesparing aantrekkelijker. Het gaat hierbij om de marginale energieprijzen voor gas en elektra die huishoudens betalen. Deze prijs bestaat naast belasting ook uit andere posten. In **Tabel 21** staan de in de NEV 2015 veronderstelde marginale gas- en elektriciteitsstarieven voor 2020 en 2030, met en zonder belastingaanpassingen. De marginale elektriciteitsprijs wordt met 11% verlaagd door de maatregelen in 2020 en met 10% in 2030. De marginale gasprijs stijgt met 7% in 2020 en 6% in 2030. Het effect is dermate beperkt, dat niet of nauwelijks aan te wijzen is welke technische maatregelen meer zullen worden toegepast.

Tabel 21: In NEV 2015 veronderstelde marginale energieprijzen voor kleinverbruikers met en zonder belastingaanpassing (Euro 2015)

	Elektriciteitsprijs (euro/kWh)			Gasprijs (euro/m ³)		
	Zonder belasting maatregel	Met belasting maatregel	Relatief effect	Zonder belasting maatregel	Met belasting maatregel	Relatief effect
2020	€ 0,27	€0,24	-11%	€ 0,75	€0,81	7%
2030	€ 0,32	€0,29	-10%	€ 0,87	€0,93	6%

De totale effectschatting is daarom gebaseerd op de prijselasticiteit van gasgebruik, en de veronderstelling dat het circa 20 jaar duurt voordat de prijsimpuls helemaal doorwerkt. De 20 jaar is gebaseerd op de levensduur van maatregelen en het voorkomen van natuurlijke momenten, zoals verhuizingen. Voor elektriciteit zorgen de Ecodesign-normen er voor dat er bij elektriciteitsbesparing geen terugval van betekenis plaatsvindt.

Effect op Stadsverwarming

Omdat warmtetarieven bij collectieve warmtelevering gebaseerd zijn op het Niet Meer Dan Anders principe, worden deze tarieven ook beïnvloed door de energiebelasting op aardgas. In verschillende gemeenten wordt op dit moment onderzocht of bestaande woningen gekoppeld kunnen worden aan stadsverwarming. Het gaat dan voornamelijk om bestaande meergezinswoningen. De jaarlijkse energiekosten die in rekening gebracht kunnen worden zijn dan vergelijkbaar met de gasrekening. In **Tabel 22** is weergegeven hoeveel deze gemiddelde gasrekening uitvalt met en zonder belastingaanpassing.

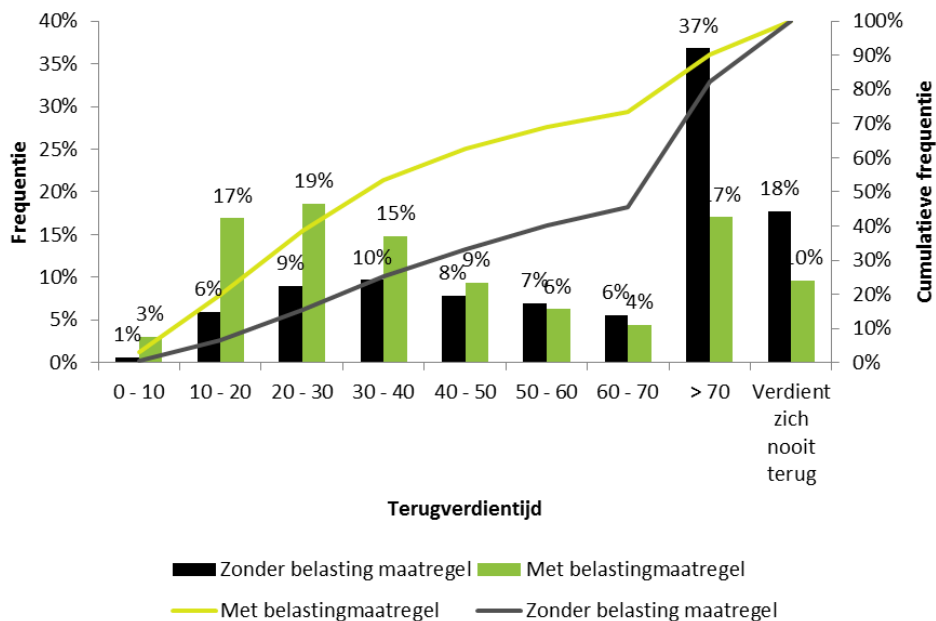
Tabel 22: Gemiddelde gasrekening met en zonder belastingaanpassing (euro per jaar)

	Zonder belasting aanpassing	Met belastingaanpassing
Gasrekening meergezinswoning	€ 1,024	€ 1,085

De gemiddelde gasrekening bestaande meergezinswoning is met belastingaanpassing 61 euro hoger. Dit betekent dus dat een investeerder in een aansluiting op het warmtenet, 61 euro meer opbrengst per jaar per woning krijgt. Dit is 6% meer opbrengst per jaar. Mogelijk dat dit de business-case voor warmtenetten versterkt. Er zijn echter ook vele andere, niet financiële aspecten die bepalen of warmtenetten worden aangelegd of uitgebreid. Bij uitbreidingswijken bepaalt met name de gemeente of een stadsverwarming wordt aangelegd. De belangrijkste nieuwbouwlocaties bevinden zich in de grote steden, waar vaak ook gekozen wordt voor warmtelevering. Met deze groei is rekening gehouden in de NEV scenario's. Uitbreiding naar bestaande woningen en gebouwen komt op dit moment nog maar beperkt tot stand. Hier hebben gebouweigenaren, zoals woningcorporaties en eigenaar-bewoners een belangrijke beslissende rol. Het aanpassen van de energiebelasting is voor deze groepen niet een directe prikkel.

Effect op luchtwarmtepompen (zonder extra isolatie)

De aanpassing van de energiebelasting heeft het meeste invloed op warmtepompen, omdat hier de aanpassing op zowel elektriciteit als gas bijdraagt. Omdat er ook in GJ minder elektriciteit afgenomen moet worden voor de warmtepomp dan gas voor een HR-ketel is het effect extra groot. In **Figuur 4** is het effect van de belastingaanpassing op de eenvoudige terugverdientijd meegenomen, dus de terugverdientijd zonder financieringskosten (geen kosten voor rente). Te zien valt dat zonder belastingaanpassing een warmtepomp zich maar in 7% van de huishoudens terugverdient binnen 20 jaar. Met belastingaanpassing is dit 20%. Bij terugverdientijden boven de 20 jaar kan gesteld worden dat een warmtepomp zich niet binnen de technische levensduur terugverdient. Met financieringskosten (rentelasten van lening of hypotheek) zijn de warmtepompen in (vrijwel) geen enkel geval rendabel.

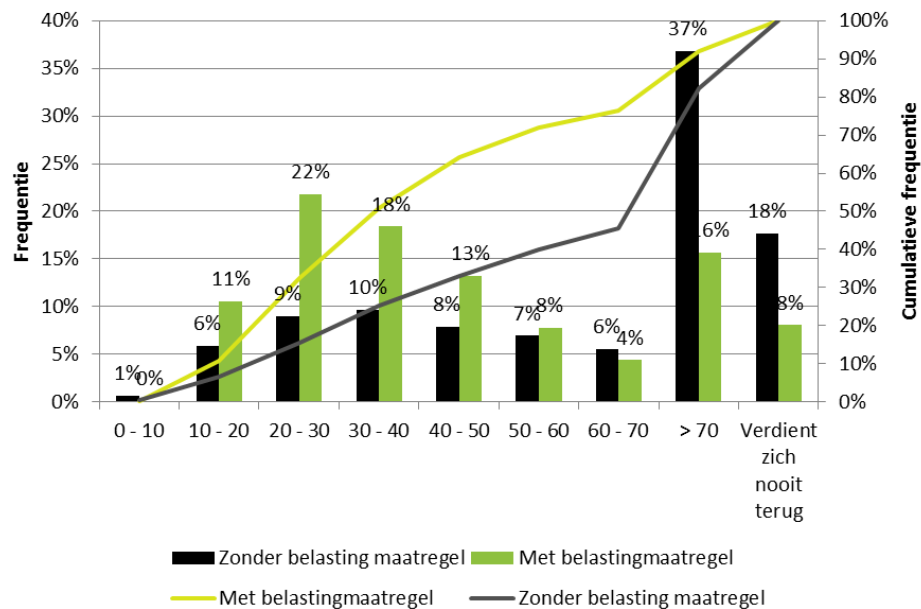


Figuur 4: Effect belastingaanpassing op de terugverdientijd van een warmtepomp (zonder extra isolatie), zonder kosten voor rente. Zichtjaar 2020.

Effect op luchtwarmtepompen (met extra isolatie)

In de praktijk is het niet wenselijk om warmtepompen zonder isolatie toe te passen. Warmtepompen functioneren het beste met geleidelijk temperatuurwisselingen. Zonder isolatie koelt een woning te veel en te snel af. Een warmtepomp kan dan moeilijk de woning op temperatuur krijgen. Het aantal draaiuren van de warmtepomp neemt dan zodanig toe, dat het elektriciteitsverbruik erg hoog wordt.

In **Figuur 5** zijn de terugverdientijden weergegeven als ook geïnvesteerd wordt in optimale isolatie. Dit betekent gemiddeld 10.000 euro aan extra investeringen, maar hier staan ook extra besparingen tegenover. Een pakket van maatregelen met warmtepomp en isolatie verdient zich in 7% van de huishoudens in minder dan 20 jaar terug. Met belastingaanpassing wordt dit 11%. Ook hier geldt dat met financieringskosten (rentelasten van lening of hypotheek) zijn warmtepompen met extra isolatie in (vrijwel) geen enkel geval rendabel zijn.



Figuur 5: Effect belastingaanpassing op de terugverdientijd van een warmtepomp (met extra isolatie), zonder kosten voor rente. Zichtjaar 2020

Effect op hybride warmtepomp

Naast volledige verwarming met warmtepomp bestaan er ook hybride systemen, waarin de warmtepomp zorgt voor de basislast voor de ruimteverwarming. Een HR-107 ketel zorgt voor het opvangen van de piekvraag en voor der warmwatervoorziening. Een gemiddelde hybride warmtepomp kost in 2015 circa 5.000 euro en daalt naar verwachting naar een prijs van 3.800 euro in 2020, exclusief BTW. In 2015 is dit 3500 euro duurder dan een HR-107 ketel en in 2020 2440 euro duurder.

Een hybride ketel in een gemiddeld geïsoleerde rijtjeswoning verbruikt 1143 m³ aardgas en 1257 kWh elektriciteit. Een standaard HR-107 ketel verbruikt 1705 m³.

Tabel 23: Energiekosten voor hr-ketel en hybridewarmtepomp prijspeil 2020 (euro 2015)

	Zonder belastingaanpassing			Met belastingaanpassing		
	Elektra	Gas	Totaal	Elektra	Gas	Totaal
HR-107 ketel		1290	1290		1373	1373
Hybride ketel	336	865	1201	298	921	1219

Zonder belastingaanpassing is een eigenaar van een hybride ketel 89 euro per jaar goedkoper uit. Dit houdt zonder belastingaanpassing in dat er een terugverdientijd is van 28 jaar. Met belastingaanpassing is het voordeel 154 euro per jaar. De terugverdientijd is dan 16 jaar.

Effect op zonneboilers

De zonneboiler bespaart zo'n 210 m³ aardgas per jaar voor een gemiddeld gezin. Dit betekent dat met belastingaanpassing een zonneboiler 11,68 euro inclusief BTW extra bespaart.

Effect op salderen

De marginale elektriciteitsprijs voor consumenten daalt met 3 cent per kWh. Bij een opbrengst per paneel van circa 200 kWh per jaar, is dit 6 euro minder opbrengst per paneel per jaar.

Effect op Stroomversnelling

De huurverhoging die verhuurders kunnen doorvoeren na een nul-op-de-meter (NOM)-renovatie is gekoppeld aan de energierekening voorafgaand aan de renovatie. Deze energierekening stijgt met gemiddeld circa 30 euro per jaar. Dit betekent 30 euro extra huurinkomsten voor een stroomversnellingswoning. Het salderen van de stroom uit PV levert minder op. Bij een woning met 30 panelen gaat het dan om 135 euro aan inkomstenderving. Per saldo is er een derving van 105 euro per jaar per NOM-woning door deze belastingaanpassing.

Tabel 24: Kosten en effecten aanpassen 1^e schijf energiebelasting gas (+) en elektriciteit (-)

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	15	2
Overheidskosten totaal	M€/jaar	4	13
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,0	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	324	12
waarvan ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	0	0
waarvan ETS binnen Nederland	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	0	0
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	324	12
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	0	0
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	1	3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	17	1
Primair	PJ/jr	1	2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	18	1
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	426	485
CAPEX	M€/jaar	23	26
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-8	-24
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
Effect per energiedrager			
Gas	PJ/jr	-1	-3
Elektriciteit	PJ/jr	0,1	0,3
Levensduur	jaar	35,2	35,2
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	4	13
waarvan energiebelasting	M€/jaar	3	9
waarvan ODE	M€/jaar	1	5

Interacties met ander beleid

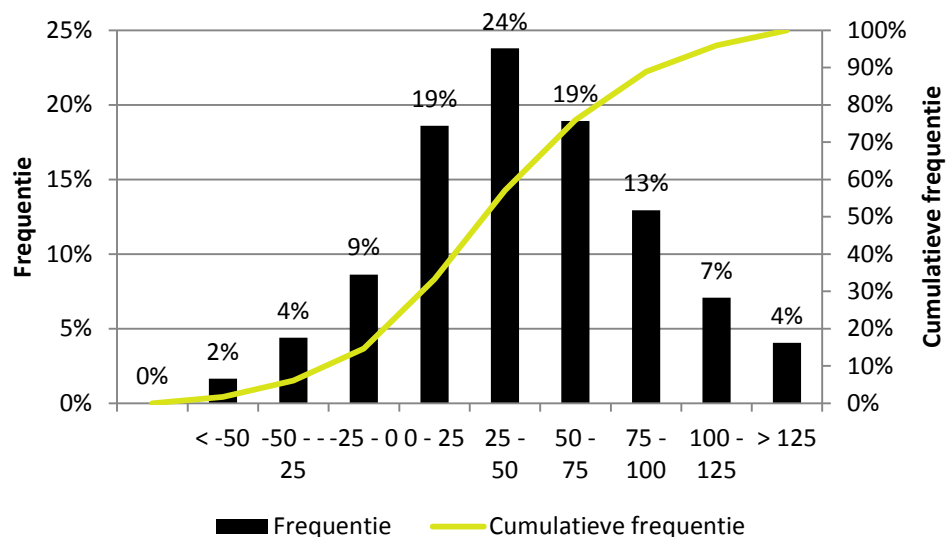
Wellicht is de financiële prikkel van deze maatregel op zich zelf niet genoeg om veranderingen in investeringen tot stand te brengen. Het vergroot wel de effectiviteit van andere beleidsinstrumenten. Het weg subsidiëren van de onrendabele top van duurzame warmteopties wordt bijvoorbeeld goedkoper door de verhoogde belasting op gas.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De effecten van de maatregel zijn gering. De grote verbetering van de nationale kosteneffectiviteit komt door de kostendaling van warmtepompen, in combinatie met het feit dat de energiebaten bestaan uit de som van extra elektriciteitskosten en lagere gaskosten. Dit maakt de kosteneffectiviteit ook zeer onzeker en gevoelig voor energieprijsschommelingen.

Kosten doelgroep

Zonder energiemaatregelen gaat door deze aanpassing van de energiebelasting de energierekening van woningen omhoog. De mate waarin dat het geval is verschilt, en is weergegeven in **Figuur 6**. In 2020 gaat 15% van de huishoudens er op vooruit. 43% van de huishoudens gaat er zonder besparende maatregelen meer dan 50 euro op achteruit.



Figuur 6: Effect van de belastingmaatregel op de energierekening van huishoudens zonder besparende maatregelen. Zichtjaar: 2020

Overige kosten en baten

Met de vermindering van de gasverbranding nemen ook de luchtverontreinigende emissies af, waartegenover een toename bij de elektriciteitsopwekking staat. In combinatie met verduurzaming van de elektriciteitsopwekking is er wel een netto afname.

Onzekerheden en beperkingen

Het effect van de aanpassing van de energiebelasting is vooral afhankelijk van het (gepercipieerde) effect op de terugverdientijd van maatregelen. De energieprijzen

fluctueren zo sterk dat een jaar-op-jaar prijsdaling het gehele effect van een hogere belasting op gas teniet kan doen.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Met het oog op een CO₂-vrije gebouwde omgeving past het om gasgebruik te ontmoedigen en all-electric opties te stimuleren. Deze energiebelastingmaatregel past hierbij.

Nadere toelichting doorrekening

Het effect is ingeschat met een prijselasticiteit op aardgasgebruik van -0,2 en een ingroeiperiode van 20 jaar. De getoonde detailberekeningen voor afzonderlijke technieken en de effecten op de energierekening zijn gedaan met de variatietool, dat het mogelijk maakt om op basis van gedetailleerde gegevens over huishoudens de spreiding in kosten en effecten door te rekenen.

De gemiddelde werkelijke levensduur van de maatregelen ligt boven de 25 jaar die de milieukostenmethodiek hanteert voor bouwtechnische maatregelen. De berekening gaat uit van de werkelijke levensduur en niet van 25 jaar afschrijving. Bij 25 jaar afschrijving zouden de kosten hoger uitvallen.

Een verdergaande belastingschuif

Deze tekstbox geeft een beknopte beschrijving van het effect van een verdergaande verschuiving van de energiebelasting op elektriciteit en aardgas op de toepassing van hybride warmtepompen in woningen. Een hybride warmtepomp is een elektrische warmtepomp gecombineerd met een gasgestookte HR-ketel. Ook bij andere technieken, waaronder volledig elektrische warmtepompen, isolatie, zon-PV, zonneboilers en warmtelevering via warmtenetten, zullen effecten optreden door een verdergaande belastingschuif, maar die blijven hier buiten beschouwing. De tekstbox beperkt zich verder tot de maatschappelijke kosteneffectiviteit en een globale analyse van het aantal huishoudens waar hybride warmtepompen economisch aantrekkelijk kunnen worden. Voor het bepalen van de daadwerkelijke toepassing van hybride warmtepompen zijn overigens veel meer factoren van belang. Zo kan financiering van de forse investering bijvoorbeeld een obstakel vormen alsmede technische beperkingen voor installatie van warmtepompen in bepaalde woningen.

Huidige tarieven benadelen elektrificatie

De huidige tarieven van de energiebelasting zorgen ervoor dat elektriciteit relatief duur is ten opzichte van gas, en dat benadeelt elektrificatie: de inzet van elektriciteit voor toepassingen waar nu aardgas gebruikelijk is. De elektrische en/of hybride warmtepomp is bij huishoudens het belangrijkste voorbeeld. In combinatie met CO₂-arme elektriciteitsopwekking biedt dit uitzicht op een verregaande reductie van de CO₂-emissies voor de verwarming van huishoudens.

Een gelijke prijsprikkel

De relatief kleine belastingschuif zoals besproken in deze factsheet brengt nog geen grote veranderingen te weeg in deze situatie. Wel zou deze schuif de opmaat kunnen vormen tot een op termijn verdergaande aanpassing van de energiebelastingtarieven, naar een (ongeveer) gelijke prijsprikkel voor gas en elektriciteit. Gas en elektriciteit worden dan op basis van hun totale CO₂-emissie, dus inclusief de emissies die bij de opwekking van elektriciteit vrijkomen, even

zwaar beprijsd. Aan ECN en PBL is een variant voorgelegd waarbij geen budgettaire verschuiving zou optreden tussen lasten voor huishoudens en bedrijven. Het betreft de volgende tarieven (excl. BTW):

1^e schijf aardgas: 30,96 cent/m³ en 1^e schijf aardgas glastuinbouw: 4,97 cent/ m³
1^e schijf elektriciteit: 7,37 cent/kWh en 2^e schijf elektriciteit: 3,62 cent/kWh

Alleen de verandering in de 1^e schijf van de energiebelasting voor gas en elektriciteit is relevant voor het hier beschouwde effect op toepassing van hybride warmtepompen in woningen. De equivalente prijs prikkel op CO₂-emissies als gevolg van de energiebelasting (1^e schijf) komt dan te liggen rond de 150 euro/ton CO₂ voor zowel gas als elektriciteit. De tarieven van de ODE zijn in het basispad meegenomen.

Effect op economische aantrekkelijkheid warmtepompen en kosteneffectiviteit

Deze verdergaande verschuiving van de energiebelasting maakt vooral hybride warmtepompen aantrekkelijker. Met deze aanpassing is de meerinvestering van circa 2.440 euro¹⁵ in een gemiddelde bestaande eengezinswoning in ongeveer 11 jaar terug te verdienen. Voor individuele huishoudens kan de terugverdientijd hoger of lager liggen en het ligt voor de hand dat de toepassing vooral toeneemt in de meest gunstige situaties. Als huishoudens deze extra investering kunnen financieren, dan wordt door deze verdergaande belastingschuif een hybride warmtepomp voor een gemiddeld huishouden een aantrekkelijk alternatief bij vervanging van een CV-ketel. De maatschappelijke kosteneffectiviteit ligt daarbij op circa 80 €/ton in 2020 tot 15 €/ton in 2030, maar er is wel een forse onzekerheid. Die heeft hier vooral te maken met de onzekerheid van de kostendaling van hybride warmtepompen, en met verschillen tussen huishoudens: de toepassing zal het meest toenemen in die situaties waar kosten het laagst en opbrengsten het hoogst zijn. Bovendien zorgt het beleid voor een continue prikkel om het gasgebruik van de hybride warmtepomp verder te verlagen, waardoor de verder technische ontwikkeling van de hybride warmtepomp er op gericht zal zijn om een steeds groter deel van de tijd de warmtepomp te benutten en het keteldeel steeds minder in te zetten.

Ook volledig elektrische warmtepompen worden aantrekkelijker, maar deze blijven vooralsnog wel duurder: in circa 70% van de bestaande bouw ligt de terugverdientijd boven de 20 jaar, tegen 92% bij de huidige tarieven.

¹⁵ Prijspeil 2020, rekening houdend met kostendalingen.

5

Gebouwde omgeving

Maatregelen gebouwde omgeving

Dit deel beschrijft maatregelen specifiek voor de gebouwde omgeving. Het gaat in vijf gevallen om normen, en in een geval om financiële facilitering (STEP regeling). De eerste drie zijn aanvullende beleidsopties, de laatste drie bestaande beleidsvoornemens.

Bij de nieuwbouwnormen (BENG) hoort wel de kanttekening dat deze normen in de hier doorgerekende vorm geen onderdeel zijn van de NEV2015, omdat de normen pas na het uitkomen van de NEV bekend werden.

De maatregelen omvatten:

- Lokale afspraken om tot gemiddeld label B bij huurwoningen te komen
- Minimaal label B huurwoningen
- Label C Koopwoningen
- Nieuwbouwnormen BENG woningbouw
- Nieuwbouwnormen BENG utiliteitsbouw
- STEP-regeling.

5.1 Lokale afspraken om tot gemiddeld label B bij huurwoningen te komen

Status: Beleidsoptie

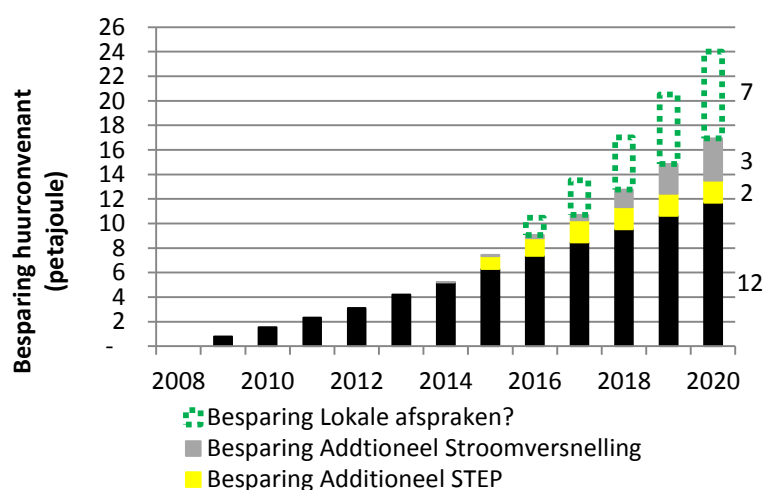
Inleiding

Aedes, Woonbond en anderen hebben met het rijk huurconvenant afgesloten. Het doel daarvan is het verbeteren van de energetische kwaliteit van de sociale huurwoningen zodat die overeenkomt met gemiddeld label B in 2020 (energie-index 1,25). Dit komt neer op 24 PJ/jr aan energiebesparing.

Uit de monitoring van Aedes blijkt dat corporaties de laatste jaren besparingen hebben gerealiseerd, maar dat zij met dit tempo in 2020 hooguit een gemiddelde energie index van 1,39 realiseren (gemiddeld label C). Daarmee wordt in de periode 2008-2020 een besparing van 12 PJ/jr gerealiseerd (zie **Figuur 7**).

In de NEV 20125 is verondersteld dat de STEP-regeling en het programma Stroomversnelling samen een extra besparing van circa 5 PJ/jr ten opzichte van deze trendmatige besparing van 12 PJ/jr opleveren in de periode 2008-2020. In totaal realiseren corporaties naar verwachting dus een besparing van zo'n 17 PJ/jr in de periode 2008-2020.

Of de besparing van 24 PJ/jr in deze periode wordt gerealiseerd, zal afhangen van het ambitieniveau van de lokale afspraken die gemeenten, huurders en corporaties in het kader van de Woningwet over energiebesparing gaan maken. Alleen wanneer in die afspraken ten minste gemiddeld label B wordt nagestreefd, kan 7,5 PJ/jr extra besparing worden gerealiseerd, en dus de doelstelling van het huurconvenant worden bereikt.



Figuur 7: Ontwikkeling energiebesparing in de sociale huursector (NEV 2015)

Beschrijving beleidsinstrument

Gemeenten, corporaties en huurders moeten in het kader van de nieuwe woningwet lokale prestatieafspraken vastleggen, onder andere over de energetische kwaliteit. VNG, Aedes, het Rijk en de Woonbond gaan dit proces actief ondersteunen om te borgen dat deze prestatieafspraken eraan bijdragen dat corporaties in 2020 gemiddeld label B realiseren.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Woningcorporaties hebben vrijheid hoe ze de doelstelling van gemiddeld label B uit het huurconvenant in willen vullen. Ze kunnen er voor kiezen om een relatief beperkt aantal woningen geheel energieneutraal te renoveren, of om een grotere groep woningen beperkte labelstappen te realiseren. Ook als er op lokaal niveau afspraken gemaakt worden, zal deze vrijheid blijven bestaan. Dit betekent ook dat corporaties kunnen kiezen welke technieken zij willen toepassen. Dit kunnen isolatiemaatregelen zijn, maar bijvoorbeeld ook hernieuwbare energie opties. Corporaties zullen hier waarschijnlijk de meest kostenoptimale invulling kiezen.

Interacties met ander beleid

De lokale afspraken hebben een relatie met de nationale STEP-regeling die subsidie geeft voor labelstappen. Met de verwachte ontwikkelingen in de NEV is de verwachting dat het STEP budget van 400 miljoen grotendeels zal worden gebruikt. Dit betekent dat voor deze aanvullende besparingen, corporaties geen aanspraak meer kunnen maken op de STEP-regeling. Beleid gericht op stimulering van kleinschalige hernieuwbaar opties, zoals de saldering regeling voor PV, kan het voor verhuurders aantrekkelijker maken om labelverbeteringen te realiseren met hernieuwbare opties.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Dit instrument is bedoeld om het gat van 7,5 PJ/jr besparing te dichten in 2020. Hiervoor is circa 4,9 miljard aan investeringen van corporaties nodig. Het convenant is gericht op 2020. Na 2020 zal het dus geen extra effect hebben. De verwachting is dat zonder de lokale afspraken corporaties pas na 2020 gemiddeld label B realiseren, maar wel voor 2030. In 2030 is het additionele effect van deze maatregel dus niet meer aanwezig.

Overige kosten en baten

Verhuurders mogen de werkelijke investeringen voor woningverbetering, dus ook voor energiebesparing, doorberekenen in de huur. Betere energielabels leiden tot meer huurruimte volgens het puntensysteem in het WWS. Deze huurruimte is bijna altijd voldoende om de noodzakelijke huurverhoging door te voeren. Dit kan wel leiden tot huurverhoging. Maar niet alle verhuurders zullen de huur verhogen, of dit alleen doen bij mutaties waarbij een nieuwe huurder in de woning intrekt. Voor de lage inkomens helpt de huurtoeslag om de huurverhoging te beperken.

Onzekerheden en beperkingen

Lokale partijen hebben een zekere mate van vrijheid hoe ambitieus de afspraken voor energiebesparing worden. Het is dus niet zeker dat door de combinatie van alle lokale afspraken, landelijk gemiddeld label B gerealiseerd wordt. In de berekeningen is er van uitgegaan dat de doelstelling voornamelijk door besparingsmaatregelen worden gerealiseerd. Corporaties kunnen echter ook kiezen voor hernieuwbare opties om labelstappen te realiseren. De kosten en opbrengsten kunnen dan afwijken van de gepresenteerde cijfers.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als voor de lange termijn uitgegaan wordt van een volledige energieneutrale gebouwde omgeving in 2050, dan is verbetering naar gemiddeld label B niet voldoende. Wanneer lokale partijen kiezen voor beperkte labelstappen, dan kan dit renovatie naar energieneutrale woningen in de weg zitten. Corporaties kunnen binnen dit instrument ook kiezen voor nul-op-de meter renovaties die juist goed aansluiten bij de lange-termijn energietransitie.

Tabel 25: Kosten en effecten lokale afspraken om tot gemiddeld label B in huurwoningen te komen

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	31	
Overheidskosten totaal	M€/jaar	59	
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,4	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	74	
waarvan ETS	Mton/jr	0,0	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,0	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,4	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	74	
Toename hernieuwbaar	PJ/jr <i>definitief</i>	0	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	
Reductie energiegebruik			
<i>Definitief</i>	PJ/jr	7,5	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	4	
<i>Primair</i>	PJ/jr	7	
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	4	
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	1860	
CAPEX	M€/jaar	98	
O&M	M€/jaar	0	
Energiekosten	M€/jaar	-66	
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	-7,5	
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	
Levensduur	jaar	36,6	
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	59	
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	47	
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	13	

Nadere toelichting doorrekening

De extra investeringskosten voor 7,5 PJ/jr additionele besparing, zijn bepaald door met de ECN variatietool voor een sample van circa 2400 huurwoningen te bepalen hoe in de sociale huursector het meest kosteneffectief deze extra besparing gerealiseerd kan worden. Hierbij is als startsituatie uitgegaan van de besparing die al gerealiseerd wordt in het voorgenomen beleidsscenario van de NEV 2015.

5.2 Minimaal label B huurwoningen

Status: beleidsoptie

Inleiding

Aedes, Woonbond en anderen hebben met het rijk een convenant afgesloten waarin gestreefd wordt naar een energetische kwaliteit van de sociale huurwoningen in Nederland die overeenkomt met gemiddeld label B. Een stap verder zou zijn als alle woningen verplicht minimaal label B zouden moeten bereiken.

Beschrijving beleidsinstrument

Alle circa 2,4 miljoen sociale huurwoningen moeten volgens dit instrument in 2020 een energielabel hebben dat beter is dan label C.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

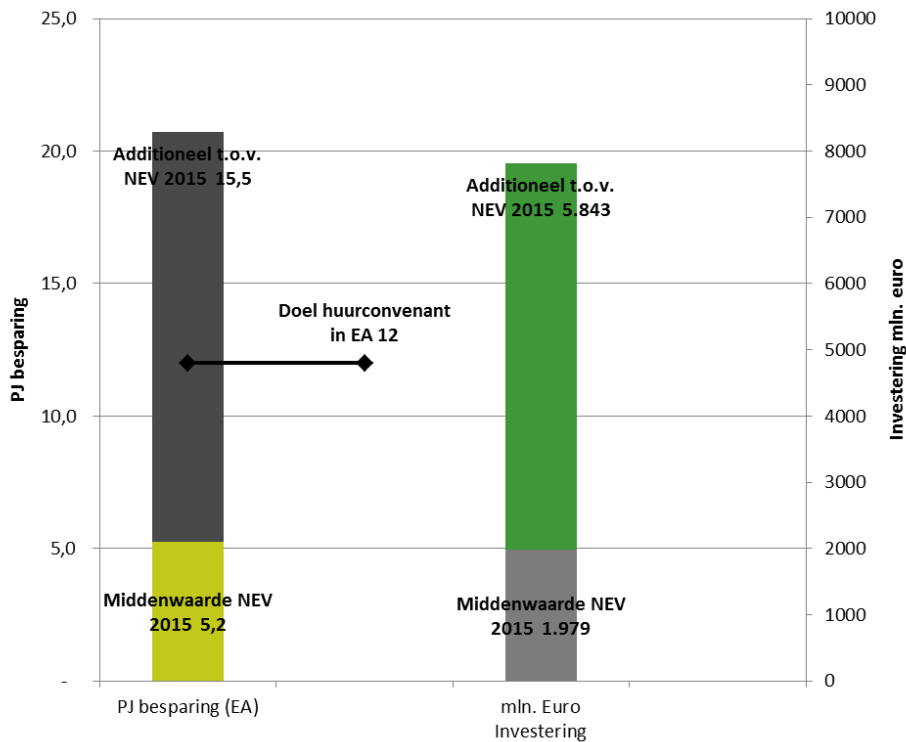
In 2012 waren er 1,77 miljoen corporatiewoningen met een C label of slechter. Een deel van deze woningen zal worden gesloopt of verkocht. De rest moet bij invoering van dit instrument worden verbeterd naar minimaal B-niveau.

Interacties met ander beleid

Dit beleidsinstrument overschaduwet het huurconvenant. In dat convenant is er een bepaalde beleidsvrijheid voor woningcorporaties. Zij kunnen kiezen om bepaalde woningen vergaand te renoveren (bijvoorbeeld Nul-op-de meter niveau) en andere woningen niet of later aan te pakken. Met deze combinatie kan toch gemiddeld label B bereikt worden. Bij een eis van minimaal label B is deze vrijheid er niet. Immers alle slechtere woningen moeten worden aangepakt.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

In de beoordeling van het Energieakkoord in 2013 is ingeschat door ECN dat een extra investering t.o.v. de reguliere investeringen van 4,9 miljard nodig is om aan het huurconvenant te voldoen. In de NEV 2015 is de verwachting dat hiervan 2 miljard daadwerkelijk wordt gerealiseerd (in de bovenbandbreedte is 4,9 miljard nog steeds mogelijk). Met deze 2 mld aan investeringen wordt 5,2 PJ besparing conform het Energieakkoord gerealiseerd. Als een minimale eis van label B wordt ingevoerd, dan komt hier nog eens 15,5 PJ bovenop. Dit extra effect ten opzichte van de NEV 2015 kost 5,8 miljard euro aan extra investeringen (zie **Figuur 8**).



Figuur 8: Vergelijking NEV 2015 voorgenomen beleid, Convenantdoel en effect minimaal label B

Kosten doelgroep

Voor de woningcorporatie zijn er netto kosten, die deels weer via huurverhogingen te compenseren zijn. Voor individuele woningen kunnen kosten sterk uit een lopen.

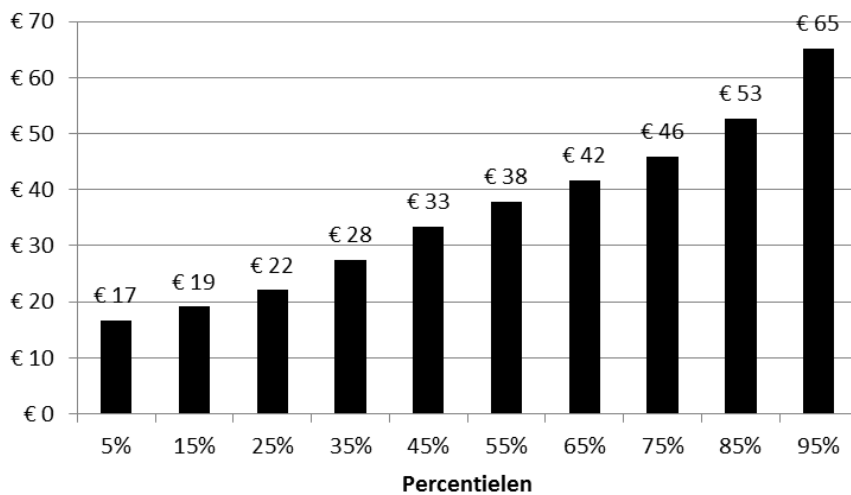
Overige kosten en baten

Verhuurders mogen de werkelijke investeringen voor woningverbetering, dus ook voor energiebesparing, doorberekenen in de huur. Beter energielabels leiden tot meer huurruimte volgens het puntensysteem in het WWS. Deze huurruimte is bijna altijd voldoende om de noodzakelijke huurverhoging door te voeren. Dit kan wel leiden tot huurverhoging. Maar niet alle verhuurders zullen de huur verhogen, of dit alleen doen bij mutaties waarbij een nieuwe huurder in de woning intrekt.

Voor de lage inkomens helpt de huurtoeslag om de gevolgen van de huurverhoging te beperken. De extra huurtoeslag nodig bij volledige verbetering naar minimaal label B ligt naar schatting rond de 400 miljoen euro (geen onderdeel van de overheidskosten in de tabel). Het netto effect op de huur per maand is weergegeven in **Figuur 9**. Nota bene: het gaat om de totale huurverhoging, dus ook als gevolg van autonome verbetering en de al in de NEV 2015 verwachte investeringen.

Tabel 26: Kosten en effecten minimaal label B huurwoningen

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	234	63
Overheidskosten totaal	M€/jaar	123	42
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,9	0,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	265	237
waarvan ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	0	0
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	0	0
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,9	0,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	265	237
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	15	5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	15	14
Primair	PJ/jr	15	5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	15	14
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	7070	2131
CAPEX	M€/jaar	371	112
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-137	-49
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	0
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	-16	-5
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	0
Levensduur	jaar	36,6	36,6
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	123	42
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	97	29
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	26	13



Figuur 9: Verdeling netto huurverhoging per maand als gevolg van eis minimaal label B, zichtjaar 2020

Onzekerheden en beperkingen

De belangrijkste beperking zit in de handhaving van deze maatregel. Het huidige huurconvenant is vrijwillig in samenspraak met de branche afgesproken. Aedes zorgt zelf voor monitoring. Als de sector niet vrijwillig akkoord is met een verdergaande verplichting, dan is handhaving noodzakelijk. De overheid heeft op dit moment nog geen handhavingmethode voor energielabels.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als voor de lange termijn uitgegaan wordt van een volledige energieneutrale gebouwde omgeving in 2050, dan is verbetering naar label B niet voldoende. Door dit instrument moet fors geïnvesteerd worden in het grootste deel van de corporatiewoningen. Dit onttrekt middelen die anders ingezet kunnen worden voor verdergaande renovaties naar bijvoorbeeld Nul-op-de-Meterniveau. Wanneer eenmaal geïnvesteerd is om naar minimaal B label te upgraden, zal in de periode daarna niet snel nogmaals worden geïnvesteerd naar energieneutraal niveau.

Nadere toelichting doorrekening

De berekeningen zijn gedaan met de variatietool, dat het mogelijk maakt om op basis van gedetailleerde gegevens over huishoudens de kosten en effecten en de spreiding daarin door te rekenen.

De gemiddelde werkelijke levensduur van de maatregelen ligt boven de 25 jaar die de milieukostenmethodiek hanteert voor bouwtechnische maatregelen. De berekening gaat uit van de werkelijke levensduur en niet van 25 jaar afschrijving. Bij 25 jaar afschrijving zouden de kosten hoger uitvallen.

5.3 Label C koopwoningen binnen 2 jaar na verhuizing

Status: Beleidsoptie

Inleiding

Eigenaar-bewoners die een ander huis kopen, krijgen de verplichting om hun woning binnen 2 jaar naar minimaal label C te verbeteren.

Beschrijving beleidsinstrument

Na de overdracht van een bestaande woning aan een nieuwe eigenaar moet deze binnen 2 jaar de woning verbeteren naar minimaal label C. Verondersteld is dat de maatregel per 2017 ingaat.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De beleidsoptie gaat uit van een verplichting binnen 2 jaar na verhuizing. In onze berekeningen gaan we er van uit dat gemiddeld 1 jaar na verhuizing maatregelen getroffen worden. Gemiddeld wisselen in een jaar 5,5% van de woningen van eigenaar.

Tabel 27 laat zien hoeveel procent van de koopwoningen van eigenaar wisselt in de perioden tot 2020 en 2030.

Tabel 27: Aantal verhuizingen in periode 2017-2020 en 2017-2030

maximaal 2 jaar na verhuismoment	
<i>Aanname gemiddeld 1 jaar na verhuizing</i>	
Verhuizingen per jaar	5,50%
Periode 2017-2020 (-1 jaar dus 2018-2020)	15,6%
Periode 2017-2030 (-1 jaar dus 2018-2030)	52,1%

Tabel 28 laat zien hoeveel besparing t.o.v. 2012 gerealiseerd wordt als alle koopwoningen minimaal naar label C zouden worden verbeterd. Hiervoor is met de ECN variatietool berekend hoe tegen de laagste kosten woningen met een label slechter dan C kunnen worden verbeterd. In totaal kan 93 PJ/jr aardgas worden bespaard, hier tegenover staat 7 PJ/jr extra elektriciteitsverbruik door voornamelijk ventilatiesystemen met warmteterugwinning (WTW).

Het instrument kan grote consequenties hebben voor prijs en verkoopbaarheid van woningen, en daarmee ook een negatieve invloed hebben op het aantal woningtransacties. Dit is echter geen onderdeel van de inschatting.

Tabel 28: Technisch potentieel verbetering naar minimaal label C in koopwoningen

Technisch potentieel (2012: variatietool)		
Investering totaal	28,9	mld. Euro
Aardgasbesparing	-93	PJ/jr
Extra elektriciteitsverbruik	7	PJ/jr

Tabel 29 laat zien in welke mate er in de perioden 2012-2020 en 2012-2030 ook al autonoom bespaard wordt. Deze besparing moet in mindering gebracht worden op de besparing door minimaal label C te eisen.

Tabel 29: Autonome besparing in periode 2012-2020 2012-2030

Besparing autonoom totaal	2020	2030	
Investering totaal	4,1	9,0	mld. Euro
Aardgasbesparing	-22	-39	PJ/jr
Elektriciteit	0,5	0,3	PJ/jr

Interacties met ander beleid

Deze maatregel overlapt met al het beleid gericht op de koopsector. Dit betreft in de NEV 2015 onder andere de integrale aanpak uit het Energieakkoord, bestaand uit maatregelen om te attenderen, te ontzorgen en te financieren (zie NEV 2015 voor beleidsoverzicht).

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De totale kosten kunnen berekend worden door het technisch potentieel te verminderen met de autonome besparing en te vermenigvuldigen met het percentage woningen dat verkocht wordt in de periode tot 2020 en 2030.

Kosten doelgroep

Voor de doelgroep als geheel zijn er nauwelijks meerkosten, maar voor individuele woningen kunnen de kosten van de maatregelen die nodig zijn om naar label C te komen sterk uiteen lopen. Eigenaars die hun energetisch slechte woningen willen verkopen zullen hetzij een lagere verkoopprijs krijgen, of zelf al maatregelen moeten nemen om de labelsprong te maken. De koper van de woning zal idealiter de meerkosten van de besparingsmaatregelen gecompenseerd krijgen door de lagere prijs van de woning. Voor energetisch beter woningen geldt juist een voordeel op de woningmarkt.

Overige kosten en baten

Omdat kopers van woningen gedwongen worden te investeren in energetisch slechtere woningen, zal de verkoopprijs van woningen met een label slechter dan C lager worden. Dit heeft geen effect op de nationale kosten, maar uiteraard wel voor de kosten van specifieke woningeigenaren.

Tabel 30: Kosten en effecten label C koopwoningen binnen 2 jaar na verhuizing

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	122	324
Overheidskosten totaal	M€/jaar	43	82
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,5	1,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	241	277
waarvan ETS	Mton/jr	-0,1	-0,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	-0,1	-0,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,6	1,6
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	194	204
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	0	0
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	9,9	24
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	12	13
Primair	PJ/jr	9	21
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	13	15
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	3874	10340
CAPEX	M€/jaar	204	544
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-82	-220
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
Gas	PJ/jr	-11	-28
Elektriciteit	PJ/jr	1	4
Levensduur	jaar	36	36
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	43	82
waarvan energiebelasting	M€/jaar	33	50
waarvan ODE	M€/jaar	11	32

Onzekerheden en beperkingen

De belangrijkste beperking voor deze beleids optie is de praktische uitvoerbaarheid. Elke woning moet bij verkoop een energielabel hebben. Door deze verplichting te koppelen aan labels, zal er een sterke druk ontstaan om een C-label of beter te krijgen. Het is de vraag of de labelmethodiek robuust genoeg is om met zekerheid een correct label te bepalen. Binnen bandbreedtes is het mogelijk om te variëren met parameters. Labelverstrekkers zullen een druk voelen om labels met C of beter te verstrekken.

Er is geen handhavingsapparaat om woningverbeteringen en labelstappen te controleren. Deze handhaving zal moeten worden opgezet. Het is juridisch moeilijk om besparing bij bestaande woningen af te dwingen. Door verhuismomenten als aangrijpingspunt te kiezen kan deze juridische haalbaarheid mogelijk verbeteren. Dit moet nader bekeken worden door juridische experts.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Als voor de lange termijn uitgegaan wordt van een volledige energieneutrale gebouwde omgeving in 2050, dan is verbetering naar Label C niet voldoende. Door dit instrument moet fors geïnvesteerd worden in een groot deel van de koopwoningen. Dit onttrekt middelen die anders ingezet kunnen worden voor verdergaande renovaties naar bijvoorbeeld Nul-op-de-Meterniveau.

Nadere toelichting doorrekening

De berekeningen zijn gedaan met de variatietool, een model dat het mogelijk maakt om op basis van gedetailleerde gegevens over huishoudens, de kosten en effecten van maatregelen en de spreiding daarin door te rekenen. De berekeningen zijn daarmee gebaseerd op gedetailleerde informatie over specifieke soorten woningen en huishoudens.

De gemiddelde werkelijke levensduur van de maatregelen ligt boven de 25 jaar die de milieukostenmethodiek hanteert voor bouwtechnische maatregelen. De berekening gaat uit van de werkelijke levensduur en niet van 25 jaar afschrijving. Bij 25 jaar afschrijving zouden de kosten hoger uitvallen.

5.4 BENG eisen nieuwbouw woningen vanaf 2021 t.o.v. huidige EPC eis

Status: Voorgenomen beleid. Het beleid wijkt wel af van de invulling in de NEV 2015, bij uitvoering waarvan deze nieuwe normen nog niet bekend waren.

Inleiding

Op 2 juli 2015 presenteerde minister Blok (Wonen en Rijksdienst) met een brief aan de Tweede Kamer de eisen aan de energieprestatie van nieuwe gebouwen die vanaf eind 2020 gelden.

Vanaf eind 2020 moeten alle nieuwe gebouwen in Nederland bijna-energie neutrale gebouwen (BENG) zijn. Voor overheidsgebouwen geldt deze eis al vanaf eind 2018: de overheid vervult hierin een voorbeeldrol.

Beschrijving beleidsinstrument

De BENG is een eis voor het energiegebruik waarmee nieuwe gebouwen bijna energieneutraal moeten worden. De eis gaat vanaf 31 december 2020 in.

In Nederland wordt de energieprestatie voor bijna-energie neutrale gebouwen vastgelegd aan de hand van drie eisen voor woningen:

- De maximale energiebehoefte is 25 kWh per m² gebruiksoppervlak per jaar
- Het maximale primair energiegebruik is 25 kWh per m² gebruiksoppervlak per jaar¹⁶
- Het minimale aandeel hernieuwbare energie is 50%.

De maximale energiebehoefte is bij woningen gedefinieerd als het energiegebruik voor ruimteverwarming, koeling en zomercomfort. Zomercomfort is een forfaitaire waarde voor koeling als er geen koeling is. Het energiegebruik wordt berekend conform de EPG norm NEN 7120.

Het maximale primair energiegebruik is bij woningen het verbruik voor verwarming, koeling, zomercomfort, ventilatoren, warm tapwater en hulpenergie voor deze onderdelen. Het aandeel hernieuwbare energie wordt als volgt bepaald:

Bruto hernieuwbare energie / (primaire energie + bruto hernieuwbare energie)

Voor een woning geldt dan:

Bruto hernieuwbaar = opbrengst PV + opbrengst warmtepomp - energiegebruik warmtepomp + opbrengst zonneboiler + opbrengst biomassa ketels/WKK.

¹⁶ Voor de berekening van het primair verbruik volgens de overkoepelende Europese standaard voor de bepaling van de energieprestatie van gebouwen (Overarching EPB Standard) wordt de eigen productie van hernieuwbaar (Zon-PV) in mindering gebracht op het gebruik.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

W/E heeft in 2013 een Aanscherpingsstudie EPC woningbouw en utiliteitsbouw 2015 gemaakt (W/E, 2013). Daarin zijn maatregelpakketten doorgerekend waarmee woningen voldoen aan de EPC 0,4 eis. Door DGMR (2015) zijn variantberekeningen gemaakt voor de BENG eisen. Daarin zijn voorbeeldprojecten doorgerekend met verschillende maatregelpakketten om te bepalen welke BENG eisen reëel zijn.

Uit beide rapporten heeft ECN een voorbeeldcase voor een tussenwoning gehaald en gekeken naar de verschillen in energiegebruik en kosten van de toegepaste maatregelpakketten.

De belangrijkste verschillen zijn dat om aan de BENG 2020 eisen te voldoen er extra geïsoleerd moet worden en een zonneboiler moet worden toegepast (**Tabel 31**). Ook zijn er meer vierkante meters PV nodig.

Tabel 31: Vergelijking EPC-eis en BENG-eis

	EPC -eis 2015	BENG 2020
Isolatie	Vloer/gevel/dak: Rc is 3,5 4,5 en 6	Vloer/gevel/dak: Rc is 5, 6 en 7
Ramen	U 1,4	Driedubbel glas
Infiltratie	Qv10 =0,5	Qv10 =0,4
Ventilatie	Mechanische afzuiging met CO ₂ -regeling	Mechanische afzuiging met CO ₂ -regeling
Installatie	HR107 +LT afgifte systeem	HR107 LT
Douche WTW	Douche WTW met rendement 40%	Douche WTW met rendement 50%
Duurzaam	5 m ² PV	Zonneboiler 2,37 m ² en ca. 43 m ² PV
	Voorbeeld case tussenwoning 04.2. CO ₂ - pv - rc 3,5-6,0 (W/E, 2013)	Voorbeeld case tussenwoning 12 (DGMR, 2015)

Interacties met ander beleid

geen

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Voor de berekening van de kosten en het effect is gerekend met 554.000 nieuwbouwwoningen die worden gebouwd in de periode 2020-2030. Er zijn geen effecten in 2020, omdat de maatregel pas na 2020 van kracht wordt.

Tabel 32: Kostenkentalen technische maatregelen bij woningen

Aspect	Kostenkental	
Dakisolatie van Rc =6 naar Rc=7	4	euro/m ²
	260	euro/woning
Gevelisolatie van RC=4,5 naar Rc=6	9	euro/m ²
	387	euro/woning
Glasisolatie driedubbel t.o.v. HR++	56	euro/m ²
	1176	euro/woning
43 m ² zon-PV i.p.v. 5 m ² zon-PV	5517	euro/woning
Zonneboiler	2500	euro/woning
Totaal incl. BTW	9840	euro/woning

De kosten zijn berekend per woning door te kijken naar de verschillen in het pakket aan maatregelen voor de voorbeeldcases, zoals geschetst in Tabel 32. De kosten van extra isolatie zijn gelijk verondersteld aan de kosten zoals genoemd in W/E, 2013, ook al betreft het hier hogere isolatiewaarden. De kosten van PV zijn gelijk aan de in de NEV2015 gebruikte investeringskosten in 2025. De investeringskosten voor een zonneboiler zijn de huidige kosten. De levensduur is 50 jaar voor isolatiekosten en 20 jaar voor installatiekosten.

Tabel 33: Kosten en effecten BENG-eisen nieuwbouwwoningen t.o.v. EPC 0,4

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar		156
Overheidskosten totaal	M€/jaar		339
Emissiereductie BKG	Mton/jr		0,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		165
waarvan ETS	Mton/jr		0,8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		198
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr		0,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		329
waarvan niet-ETS	Mton/jr		0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		1007
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal		7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		23
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr		10
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		16
Primair	PJ/jr		10
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		16
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€		4508
CAPEX	M€/jaar		285
O&M	M€/jaar		0
Integratiekosten elektriciteitsopwekking			17
Energiekosten	M€/jaar		-146
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
Gas	PJ/jr		-2,7
Elektriciteit	PJ/jr		-7
Levensduur	jaar		25,6
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		0
Toename subsidies	M€/jaar		0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		339
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar		250
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar		89

Het gasverbruik van de voorbeeld case voor een tussenwoning die voldoet aan EPC 0,4 is volgens W/E, 2013 153 MJ/m² gebruiksoppervlak (GO), met 130 m² is dat gelijk aan 566 m³ gas per jaar (oftewel: 42.5 kWh/m² GO). De 5 m² PV-installatie in dit concept levert 423 kWh per jaar. Het gasverbruik in de voorbeeldcase voor een tussenwoning die voldoet aan BENG eisen is volgens DGMR, 2015 24 kWh/m² GO voor

ruimteverwarming en 8 kWh/m² GO voor tapwater, samen met 130 m² is dat gelijk aan 426 m³ gas per jaar. De PV-installatie in dit concept levert 3600 kWh per jaar.

Kosten doelgroep

De meerkosten per woning zullen worden doorberekend in verkoop- of huurprijs. Met de geldende tarieven voor energiebelasting en ODE zullen de netto meerkosten voor bewoners beperkt zijn, en kunnen er ook netto baten zijn.

Overige kosten en baten

Geen.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Voor een lange-termijn emissiearme energievoorziening is energiezuinige nieuwbouw zeer belangrijk, gezien de lange levensduur van gebouwen.

Nadere toelichting doorrekening

De berekening zijn gebaseerd op maatregelpakketten voor tussenwoningen. De onderliggende aanname is dus dat kosten en effecten hiervan voldoende representatief zijn voor het hele woningbestand. De maatregelen uit de bronnen zijn gecombineerd met eigen cijfers voor de kosten per maatregel.

De gemiddelde werkelijke levensduur van de maatregelen ligt iets boven de 25 jaar die de milieukostenmethodiek hanteert voor bouwtechnische maatregelen. De berekening gaat uit van de werkelijke levensduur en niet van 25 jaar afschrijving.

5.5 BENG eisen nieuwbouw utiliteitsgebouwen vanaf 2021 t.o.v. huidige EPC eis

Status: Voorgenomen beleid. Dit in afwijking van de NEV 2015, bij uitvoering waarvan deze nieuwe normen nog niet bekend waren

Inleiding

Op 2 juli 2015 presenteerde minister Blok (Wonen en Rijksdienst) met een brief aan de Tweede Kamer de eisen aan de energieprestatie van nieuwe gebouwen die vanaf eind 2020 gelden.

Vanaf eind 2020 moeten alle nieuwe gebouwen in Nederland bijna-energie neutrale gebouwen (BENG) zijn. Voor overheidsgebouwen geldt deze eis al vanaf eind 2018: de overheid vervult hierin een voorbeeldrol.

Beschrijving beleidsinstrument

De BENG is een eis voor het energiegebruik waarmee nieuwe gebouwen bijna energieneutraal moeten worden. De eis gaat vanaf 31 december 2020 in.

In Nederland wordt de energieprestatie voor bijna-energie neutrale gebouwen vastgelegd aan de hand van drie eisen voor utiliteitsgebouwen:

- De maximale energiebehoefte is 50 kWh per m² gebruiksoppervlak per jaar
- Het maximale primair energiegebruik is 25 kWh per m² gebruiksoppervlak per jaar
- Het minimale aandeel hernieuwbare energie is 50%.

De maximale energiebehoefte is bij utiliteitsgebouwen gedefinieerd als het energiegebruik voor ruimteverwarming, koeling, zomercomfort en verlichting. Zomercomfort is een forfaitaire waarde voor koeling als er geen koeling is. Het energiegebruik wordt berekend conform de EPG norm NEN 7120.

Het maximale primair energiegebruik is het verbruik voor verwarming, koeling, zomercomfort, ventilatoren, warm tapwater, verlichting, bevochtiging en hulpenergie van betreffende onderdelen.

Het aandeel hernieuwbare energie wordt als volgt bepaald:

Bruto hernieuwbare energie / (primaire energie + bruto hernieuwbare energie)

Bruto hernieuwbaar = opbrengst PV + netto opbrengst warmtepomp met/zonder wko + opbrengst zonneboiler + opbrengst biomassa ketels/WKK.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

W/E heeft in 2013 een Aanscherpingsstudie EPC woningbouw en utiliteitsbouw 2015 gemaakt (W/E, 2013). Daarin zijn maatregelpakketten doorgerekend waarmee woningen voldoen aan de EPC 0,4 eis. Door DGMR (2015) zijn variantberekeningen gemaakt voor de BENG eisen. Daarin zijn voorbeeldprojecten doorgerekend met verschillende maatregelpakketten om te bepalen welke BENG eisen reëel zijn. Uit beide rapporten heeft ECN een voorbeeld case voor een middelgroot kantoor gehaald en gekeken naar de verschillen in energiegebruik en kosten van de toegepaste

maatregelpakketten. ECN heeft een BENG case geselecteerd waarvan het technisch concept realistisch en praktisch uitvoerbaar lijkt vanaf 2020.

In de case zit bij zowel de huidige EPC als bij BENG een warmtepomp met een wko-systeem. Ook is er geen verschil in isolatie en ventilatiesysteem. De belangrijkste verschillen om aan de BENG 2020 eisen te voldoen zijn (**Tabel 34**):

- in plaats van een warmtepomp gecombineerd met een HR107 alleen nog een warmtepomp (geen ketel dus geen gasverbruik meer)
- veel zuiniger verlichting (meer led in plaats van hf-tl)
- zonnepanelen.

Tabel 34: Vergelijking EPC-eis en BENG-eis (RVO, 2015)

	EPC -eis 2015 (0,8)	BENG 2020
Isolatie	Vloer/gevel/dak: Rc is 3,5, 4,5 en 6	Idem
Ramen	U 1,4	Idem
Infiltratie	Qv10 =0,42	Idem
Ventilatie	Balansventilatie met wtw 0,8 + volledige bypass (zonder CO ₂ -regeling)	Idem
Installatie	Warmtepomp elektrisch i.c.m. Hr107 met wko; lt afgifte systeem	Warmtepomp elektrisch met wko; Radiatoren + lt afgifte systeem
Verlichting	Vermogen 8 W/m ² Regeling: veegpulsschakeling, daglichtafhankelijke regeling en aanwezigheidsdetectie	Vermogen 4 W/m ² , via meer led verlichting. Regeling idem
Duurzaam	Geen duurzame opties	PV (31,4 kWh/m ² GO hernieuwbare opwekking; bij 150 Wp/m ² ca. 1350 m ²)
	Voorbeeld case middelgroot kantoor 11.3: wp-bal-vent rc 3,5-6 (W/E, 2013)	Voorbeeld case KM15 middelgroot kantoor (DGMR, 2015)

Interacties met ander beleid

Geen.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De nieuwe gebouwen waar de BENG eisen betrekking op hebben omvatten alle gebouwen, exclusief bedrijfsruimtes. Dit betreft de meeste bedrijfshallen, en datacenters en laboratoria. De totale BENG-gerelateerde nieuwbouw komt, volgens een recente schatting van het EIB gemaakt voor de NEV 2015, op 34,5 miljoen m² gebruiksoppervlak (waarvan 4,0 miljoen m² gebruiksoppervlak van kantoren) die worden opgeleverd in de periode 2021-2030. Er zijn geen effecten in 2020, de maatregel wordt pas na 2020 van kracht. Energieneutrale renovatie valt niet binnen de scope van de BENG. BENG eisen hebben een ander karakter dan kostenoptimale eisen aan renovatie. De verwachte omvang aan renovatie is voor de effecten en kosten zodoende niet meegeteld.

Voor de meerkosten van een BENG kantoor ten opzichte van de huidige EPC eis is wat betreft verlichting gekeken naar de kostenkengetallen voor utiliteitsgebouwen (RVO, 2013). Als indicatie zijn projectmatige kosten voor de kantoorfunctie op zichzelf staand moment gekozen. Voor zonnepanelen zijn kosten gebruikt uit het RESolve-E rekenmodel van ECN voor hernieuwbare elektriciteit. De levensduur is 20 jaar voor installaties (zon-PV). **Tabel 35** geeft kosten per m² gebouwoppervlak (GO), in euro's 2014 en exclusief BTW.

Tabel 35: Meerkosten (investeringen per m² GO) BENG t.o.v. huidige EPC eisen

Meerkosten BENG t.o.v. huidige EPC eisen	Euro per m ² GO
Meer led verlichting in plaats van hf-tl verlichting (van 8w/m ² naar 4 w/m ² geïnstalleerd vermogen)	- € 10,50
1350 m ² PV (geen PV bij huidige EPC-eisen)	€ 42
Totaal	€ 31,5

De investeringskosten en berekende effecten op energieverbruik zijn in **Tabel 36** te zien. Deze maatregel leidt tot maatschappelijke baten.

Tabel 36: Kosten en effecten BENG-eisen utiliteitsbouw t.o.v. huidige EPC-eisen

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar		-56
Overheidskosten totaal	M€/jaar		297
Emissiereductie BKG	Mton/jr		0,7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		-75
waarvan ETS	Mton/jr		0,7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		-75
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr		0,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		-125
waarvan niet-ETS	Mton/jr		0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		0
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal		7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		-9
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr		7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		-9
Primair	PJ/jr		7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		-9
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€		1084
CAPEX	M€/jaar		54
O&M	M€/jaar		0
Integratiekosten elektriciteitsopwekking	M€/jaar		16
Energiekosten	M€/jaar		-126
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr		0
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr		-7
Levensduur	jaar		20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		297
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar		220
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar		77

Het effect van gasbesparing is niet meegenomen, omdat de precieze verschillen tussen beide concepten wat betreft verwarming en koeling onduidelijk zijn. Daarbij is de besparing van vermeden gasverbruik klein. Deze beperking geeft meer zekerheid over de uitkomsten.

De belangrijkste onzekerheden zijn de kostenreductie van zonnepanelen in de toekomst en de hoeveelheid nieuwe gebouwen in de periode 2021-2030. Hier wordt een middelgroot kantoor als 'gemiddeld nieuw gebouw' beschouwd, in werkelijkheid is er een bandbreedte rondom de effecten die binnen het kader van dit project niet is berekend. Ook speelt gasreductie in de gekozen concepten maar een kleine rol, dat kan bij andere bouwtypen en concepten zeker anders zijn.

Het totale effect is opgebouwd uit een deel zon-PV en een deel elektriciteitsbesparing. Bij zon-PV zijn er aanvullende investeringen, maar bij de elektriciteitsbesparingen zijn er negatieve investeringen. Dit komt door maatregelen bij verlichting – LED in plaats van conventioneel – waarbij minder lichtpunten nodig zijn en bovendien de vervangingsfrequentie veel lager ligt.

Kosten doelgroep

De kosten voor eigenaars en gebruikers van gebouwen zullen gemiddeld negatief zijn.

Overige kosten en baten

Geen.

Onzekerheden en beperkingen

Voor de effecten is uitgegaan van het aantal nieuwe kantoren zoals ingeschat door EIB. Hier zit geen verschil tussen vaststaand en voorgenomen beleid zoals gedefinieerd voor de NEV 2015.

De berekening gaat er dus van uit dat kosten en effecten bij kantoren voldoende representatief zijn voor andere bouwtypen. Voor specifieke bouwtypen kunnen kosten en effecten wel heel anders uitvallen. De onzekerheid rond de getoonde getallen is daarmee groot.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Het is zeer belangrijk om energiezuinige nieuwbouw te stimuleren.

Nadere toelichting doorrekening

De berekening is gebaseerd op maatregelen in kantoren, het totale effect is geëxtrapoleerd naar het totale bouwvolume in de utiliteitsbouw.

5.6 STEP-regeling

Status: vastgesteld beleid

Inleiding

In het Nationaal Energieakkoord is met de huursector afgesproken dat er 400 miljoen euro beschikbaar gesteld wordt voor stimulering van energiebesparing in de huurwoningen. Dit is uitgewerkt in de Stimuleringsregeling Energieprestatie Huursector (STEP). Hierbij krijgen verhuurders, met name woningcorporaties, subsidie als ze 3 labelstappen of meer realiseren met een verbetering naar minimaal label B voor woningcorporaties en minimaal label C voor particuliere verhuurders.¹⁷

Beschrijving beleidsinstrument

De exacte regeling is beschreven op <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimuleringsregeling-energieprestatie-huursector-step>.

Vanwege wijzigingen in de labelsystematiek zijn de subsidiebedragen inmiddels niet meer gekoppeld aan labelstappen, maar aan energie-index verbeteringen. Voor de overzichtelijkheid gaan we in deze factsheet nog uit van de oorspronkelijke – met de energie-index corresponderende – labels en labelstappen.

De subsidiebedragen zijn zodanig vastgesteld dat ongeveer 20% van de kosten wordt gedekt door de subsidie. Bij drie labelstappen ontvangt de verhuurder 2.000 euro, bij 4 labelstappen 2.600 euro, bij 5 labelstappen 3.500 euro en bij 6 labelstappen 4.500 euro. De subsidie geldt met een maximale verbetering naar label A. De stap van label A naar A+ geldt dus niet als extra labelstap. **Tabel 37** laat zien welke verbeteringen gesubsidieerd worden met welk bedrag.

Tabel 37: Voorgenomen subsidiebedragen per labelstap bij corporaties en particuliere verhuurders

		Naar label:			
		A+	A	B	C (alleen particuliere huur)
20% subsidie	D	2.000	2.000		
	E	2.600	2.600	2.000	
	F	3.500	3.500	2.600	2.000
	G	4.500	4.500	3.500	2.600

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De subsidie draagt bij aan de realisering van het huurconvenant. Het zal corporaties aansporen om meer woningen te renoveren en/of meer labelstappen per renovatie te realiseren. In de nulmeting die ECN heeft gemaakt in 2014, is ingeschat hoeveel woningen zonder subsidie verbeterd zouden worden en hoeveel labelstappen dat zijn. Uit analyses van OTB op de SHAERE en labeldatabase blijkt dat corporaties bij energetische verbetering in woningen meestal 1 of 2 labelstappen verbetering

¹⁷ Inmiddels zijn labelstappen vervangen door een Energie-index verbetering.

realiseren. In 12% van de gevallen worden 3 labelstappen of meer gerealiseerd met een verschillend doellabel, in 8,4% is dit minimaal label B. De subsidieregeling zal voor corporatiewoningen betekenen dat een corporatie subsidie krijgt als een woning met 3 labelstappen en naar minimaal label B verbeterd wordt. Als de woningverbeteringen in de afgelopen jaren als uitgangspunt genomen worden, dan betekent dit dat voor 8,4% van de gangbare energetische verbeteringen subsidie aangevraagd had kunnen worden. Dit zijn free-riders.

Interacties met ander beleid

De Step-regeling is ondersteunend aan het huurconvenant, waarin Aedes heeft afgesproken om in 2020 gemiddeld label B te realiseren in de sociale huursector. Verder is de subsidie ook beschikbaar voor Nul-op-de-meter (NOM)-renovaties en is het dus ondersteunend aan het programma Stroomversnelling.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De NEV gaat er van uit dat er ruim 360 miljoen van de 400 miljoen euro subsidie wordt aangevraagd. Hiervan wordt 76 miljoen gebruikt door 'free-riders', 46 miljoen door NOM-woningen en 241 miljoen voor labelstappen. Die laatste groep zorgt voor het additionele effect. Subsidie dekt een deel van de kosten, de rest wordt geïnvesteerd door de verhuurders (zie **Tabel 38**)

Tabel 38: Gemiddelde investeringskosten per labelstap in huurwoningen (incl. 21% BTW)

	Van label:	Woningcorporaties			Particuliere verhuurders (onder liberalisatiegrens)			
		A+	A	B	A+	A	B	C
Zonder subsidie	D	21.700	12.700		22.900	13.900		
	E	23.900	15.100	9.000	25.100	16.200	8.900	
	F	25.900	18.300	12.400	30.600	22.300	14.000	9.400
	G	27.800	22.600	16.000	33.700	28.900	20.900	15.200
Met 20% subsidie	D	19.700	10.700		20.900	11.900		
	E	21.300	12.500	7.000	22.500	13.600	6.900	
	F	22.400	14.800	9.800	27.100	18.800	11.400	7.400
	G	23.300	18.100	12.500	29.200	24.400	17.400	12.600

In totaal wordt dus 360 miljoen subsidie uitgekeerd, wat 1.352 miljoen aan extra investeringen door verhuurders uitlokt. Dit levert 1,8 PJ/jr aan additionele gasbesparing op.

Kosten doelgroep

Ondanks de subsidie zorgen de maatregelen naar verwachting voor enige netto kosten voor de doelgroep.

Tabel 39: Kosten en effecten STEP-regeling

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	55	52
Overheidskosten totaal	M€/jaar	93	95
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	534	507
waarvan ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	534	507
Toename hernieuwbaar	PJ/jr <i>definitief</i>	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	2	2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	30	29
Primair	PJ/jr	2	2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	30	29
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	1352	1352
CAPEX	M€/jaar	71	71
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-16	-19
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	-2	-2
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	0
Levensduur	jaar	36,6	36,6
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	79	79
Waarvan STEP	M€/jaar	19	19
Waarvan huurtoeslag	M€/jaar	60	60
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	14	16
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	11	11
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	3	5

Overige kosten en baten

In een notitie die ECN heeft opgesteld om BZK te ondersteunen bij de vormgeving van de STEP subsidie is ook gekeken naar de effecten op de huurprijs en huurtoeslag (ECN, 2014):

”Verhuurders mogen de werkelijke investeringen voor woningverbetering, dus ook voor energiebesparing, doorberekenen in de huur. Betere energielabels leiden tot meer huurruimte volgens het puntensysteem in het WWS. Deze huurruimte is bijna altijd voldoende om de noodzakelijke huurverhoging door te voeren. Ook als rekening gehouden wordt met de liberalisatiegrens. Dit houdt in dat, in theorie, verhuurders de extra investeringen in energiebesparende maatregelen bijna altijd kunnen terugverdienen met een hogere huur. Als er sprake is van subsidie, dan mag dit gedeelte van de investeringen niet worden meegerekend in de huurverhoging. Dit

houdt in dat de huurverhoging bij gebruikmaking van subsidie lager is. Hieruit volgt dat de subsidieregeling zoals nu voorgesteld op korte termijn niet zozeer financieel voordeel lijkt te geven voor de verhuurders, maar vooral voor de zittende huurder. Op lange termijn heeft die gerenoveerde woning wel een hogere waarde en een verbeterde verhuurbaarheid.

Daarnaast is het in de praktijk voor verhuurders lastig om de wettelijk toegestane huurverhoging na investeringen in energiebesparing ook daadwerkelijk volledig door te voeren, omdat in dat geval 70% van de huurders toestemming moet geven. Omdat de subsidieregeling deze huurverhoging vermindert, kan de regeling er toe bijdragen dat verhuurders makkelijker toestemming krijgen voor het treffen van energiebesparende maatregelen.

Voor een gemiddelde huurder van een corporatiewoning is labelverbetering verder dan label B, zonder subsidie financieel niet gunstig. De energiebesparing weegt in die gevallen, gemiddeld, niet op tegen de extra huurverhoging. Met 25% subsidie zijn ook verbeteringen naar label A of A+ gemiddeld gunstig voor de zittende huurder. Alleen verbeteringen van label D naar A of beter zijn gemiddeld niet gunstig voor de zittende huurder. 20% subsidie geeft hetzelfde effect, maar het gemiddelde voordeel wordt wel iets kleiner voor de huurder.

Voor een gemiddelde huurder van een particuliere huurwoning is labelverbetering verder dan label C, zonder subsidie financieel niet gunstig. De energiebesparing weegt in die gevallen, gemiddeld, niet op tegen de extra huurverhoging. Met 25% subsidie zijn ook verbeteringen naar label B gemiddeld gunstig voor de zittende huurder. 20% subsidie geeft hetzelfde effect in particuliere huurwoningen, maar het gemiddelde voordeel wordt wel iets kleiner voor de huurder.

Voor de lage inkomens helpt de huurtoeslag om de huurverhoging te beperken. Wanneer corporaties besluiten om bij zittende huurders geen huurverhoging door te voeren dan betekent dit dat zij bij mutatie de huur extra moeten verhogen om de investeringen terug te verdienen. Als de maximale huurruimte uit het WWS gehanteerd wordt, dan duurt het 7 tot 9 jaar voor de corporatie de investering terugverdiend afhankelijk van het wel of niet krijgen van 25% subsidie. Als corporaties onder de liberalisatiegrens willen blijven, duurt dit 9 tot 12 jaar.”

De extra huurtoeslag nodig bij volledige benutting van het STEP budget ligt rond de 60 miljoen euro.

Onzekerheden en beperkingen

Bij aanvragen voor de STEP-regeling zijn onregelmatigheden geconstateerd. Daarom is de STEP-regeling gewijzigd per 1 september 2015. Corporaties moeten opnieuw een aanvraag indienen, ook voor reeds eerdere aanvragen. In de NEV 2015 zijn wij er van uitgegaan dat corporaties in dezelfde mate gebruik maken van de gewijzigde regeling als bij de vorige regeling.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Labelstappen kunnen op lange termijn vergaande renovatie in de weg zitten. De STEP regeling biedt echter ook ruimte voor NOM-renovaties. Dit maakt dat corporaties die vergaand willen renoveren deze ruimte krijgen.

Nadere toelichting doorrekening

De berekeningen zijn gedaan met de variatietool van ECN, waarin voor een grote steekproef van woningen het effect van beleid kan worden bepaald.

De gemiddelde werkelijke levensduur van de maatregelen ligt boven de 25 jaar die de milieukostenmethodiek hanteert voor bouwtechnische maatregelen. De berekening gaat uit van de werkelijke levensduur en niet van 25 jaar afschrijving. Bij 25 jaar afschrijving zouden de kosten hoger uitvallen.

6

Transport

Dit hoofdstuk beschrijft 8 beleidsinstrumenten gericht op de transportsector, waarvan er 2 als vastgestelde en/of voorgenomen beleid zijn meegenomen in de NEV-VV raming (CO₂-norm personenauto's naar 95 g/km en fiscale stimulering nul-emissieauto's) en 6 opties voor aanvullend beleid. Er zijn drie maatregelen opgenomen die primair het gedrag van weggebruikers beogen te beïnvloeden (terugdraaien van de verhoging van de maximumsnelheid naar 130 km/uur, de kilometerheffingen voor personenverkeer en de kilometerheffing vrachtverkeer). Omdat er een nut wordt ontleend aan dit gedrag, is bij de doorrekening van die maatregelen een bredere welvaartsanalyse uitgevoerd (een quickscan MKBA). De andere maatregelen zijn primair technische maatregelen waarvoor de milieukostenmethodiek is gehanteerd zoals elders in dit rapport.

De maatregelen betreffen:

- CO₂-norm 95 g/km personenauto's
- Efficiencyverbetering vrachtauto's
- Verplichte toepassing zuinigere banden
- Verhogen aandeel hernieuwbare energie transportsector
- Fiscale stimulering nul-emissie auto's
- Terugdraaien verhogen maximumsnelheid naar 130 km/uur
- Kilometerheffing personenverkeer
- Kilometerheffing vrachtverkeer.

Er zijn gevoeligheidsanalyses uitgevoerd naar diverse aannames die in de doorrekening zijn gemaakt. Vooral bij de maatregel CO₂-norm personenauto's naar 95 g/km is dat uitvoerig gedaan. De gevonden bandbreedte in kosteneffectiviteit en effecten zijn ook te verwachten bij bijvoorbeeld efficiencyverbetering van vrachtauto's, maar vanwege beperkingen aan de voor deze studie beschikbare tijd zijn bij andere maatregelen gevoeligheidsstudies beperkter uitgevoerd.

6.1 CO₂-norm personenauto's naar 95 g/km

Status: vastgesteld beleid

Beschrijving beleidsinstrument

Vanaf 2021 moeten nieuw verkochte personenauto's in de EU gemiddeld voldoen aan de emissienorm voor CO₂ van 95 g/km. Dit betekent een aanscherping van de norm van 130 g/km die vanaf 2015 geldt. De norm wordt ingefaseerd vanaf 2020. In 2020 moet 95% van de verkochte modellen gemiddeld al voldoen aan de norm van 95 g/km. In de periode t/m 2022 tellen auto's met een emissie lager dan 50 g/km extra mee om aan de norm te voldoen ('supercredits'): namelijk 2 keer in 2020, 1,67 keer in 2021 en 1,33 keer in 2022. Vanaf 2023 tellen ze niet meer extra mee. Voor meer details, zie

http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars/index_en.htm.

Alleen het gemiddelde van de nieuw verkochte auto's is gereguleerd. Fabrikanten mogen dus wel auto's op de markt brengen die een hogere emissie hebben dan de norm, als dit maar gecompenseerd wordt door andere auto's die een lagere emissie hebben, zodanig dat het gemiddelde van alle verkochte personenauto's voldoet aan de emissienorm. Fabrikanten mogen ook door onderlinge samenwerking aan de norm voldoen. Bij het niet voldoen aan de norm gelden sancties. Als fabrikanten niet voldoen aan de norm van 95 g/km, geldt een boete van 95 euro per verkochte auto voor iedere g/km overschrijding van de norm.

De norm van 95 g/km is in de NEV2015 meegenomen als vastgesteld beleid. De te realiseren energiebesparing telt mee voor het realiseren van de 100 PJ/jr besparingsdoelstelling uit het Energieakkoord. In het voorgenomen beleid is ook een verdere aanscherping, naar 73 g/km vanaf 2025 verondersteld. Deze strengere norm is niet meegenomen in de huidige doorrekening. We merken op dat de kosteneffectiviteit van de norm van 95 g/km niet representatief is voor de kosteneffectiviteit van een strengere norm, omdat de (meer)kosten om aan strengere normen te voldoen steeds sneller toenemen.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Fabrikanten kunnen op verschillende manieren voldoen aan de norm. Het kan gaan om (1) aanpassingen aan de auto zelf, of (2) het beïnvloeden van het koopgedrag van consumenten. Een belangrijke optie onder (1) is het lichter maken van auto's door toepassen van kunststof in plaats van metaal, naast bijvoorbeeld het toepassen van bijvoorbeeld zuinigere motoren. Maar fabrikanten kunnen ook via hun marketing proberen consumenten te verleiden meer kleine en zuinige modellen te kopen (route 2).

Overigens blijkt dat fabrikanten in de afgelopen jaren de marges van de testprocedure gebruikt hebben om een zo laag mogelijk verbruik te realiseren bij de test waarin de officiële uitstootcijfers worden bepaald. Daardoor zijn de emissies van auto's die gemiddeld voldoen aan de norm van 130 g/km in de praktijk ongeveer 40 à 50 g/km hoger. In de hier gebruikte studie naar de meerkosten van auto's die voldoen aan de norm van 95 g/km (Meszler et al., 2012) is niet verondersteld dat fabrikanten deels aan

deze norm voldoen door het verschil tussen test en praktijkomstandigheden verder te laten toenemen. Mocht dat in de praktijk wel het geval zijn, dan zullen de kosten om aan de norm te voldoen lager uitpakken dan hier verondersteld, maar dan zal ook de emissiereductie lager uitvallen. Vanuit consistentie met de veronderstelde kosten is in deze analyse daarom verondersteld dat het verschil test-praktijk in stand blijft, maar niet verder toeneemt. In een gevoeligheidsanalyse is op deze aanname gevarieerd.

Interacties met ander beleid

Er zijn interacties met ander beleid, met name nationaal fiscaal beleid gericht op het stimuleren van de verkoop van auto's met een lage CO₂-uitstoot. Van belang daarbij zijn de CO₂-grondslag in de bpm en in de fiscale bijtelling voor zakenauto's die voor privédoeleinden worden gebruikt en de (tijdelijke) kortingen in de mrb voor ultrazuinige auto's. Ook is er interactie met bijmengen van biobrandstoffen.

In 2014 lag de gemiddelde emissie van nieuw verkochte personenauto's in Nederland op 107 g/km, tegen 123 g/km EU-breed. Dit is mede het gevolg van het fiscale stimuleringsbeleid voor zuinige auto's. Voor het van kracht worden van het fiscale stimuleringsbeleid voor zuiniger auto's lag de gemiddelde emissie van de in Nederland verkochte auto juist boven het EU gemiddelde. Overigens mag verwacht worden dat de milieuwinst van dit fiscale stimuleringsbeleid deels of volledig teniet wordt gedaan omdat fabrikanten elders in Europa minder zuinige auto's op de markt kunnen brengen; de normstelling geldt immers EU-breed (waterbedeffect).

Om het effect van aanscherping van de emissienorm te kunnen bepalen, is een veronderstelling nodig over hoe de gemiddelde CO₂-uitstoot van nieuwe auto's zou zijn geweest als er geen aanscherping van de EU-normstelling zou zijn geweest. Vanwege de interactie met het fiscale beleid is dit niet eenvoudig aan te geven. In deze analyse is daarom verondersteld dat in de hypothetische referentie de nieuw verkochte auto had voldaan aan 130 g/km. In een gevoeligheidsstudie is op deze aanname gevarieerd. In beide gevallen (referentie met 130 g/km en beleidsvariant met 95 g/km) is dus geen rekening gehouden met de effecten van fiscaal beleid.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De maatregel heeft al effect voor 2021, omdat verondersteld is dat fabrikanten in de aanloop naar 2021 al geleidelijk zuiniger modellen op de markt brengen. Op kosteneffectiviteit scoort de maatregel goed: de bespaarde brandstofkosten overtreffen de meerkosten voor zuiniger auto's, zowel in 2020 als in 2030. De kosteneffectiviteit wordt gunstiger tussen 2020 en 2030, omdat de brandstofprijs verondersteld is op te lopen, en de meerkosten van zuiniger auto's dalen.

De kosten voor de overheid betreft derving van accijnsopbrengsten. De inkomsten uit de bpm zijn verondersteld gelijk te blijven. De bpm is afhankelijk van de CO₂-uitstoot van auto's, waardoor belastinginkomsten in principe teruglopen bij zuiniger auto's. De bpm-tarieven worden echter daarop aangepast zodanig dat de opbrengst niet zou moeten veranderen. Overigens is deze correctie in de afgelopen jaren onvoldoende geweest om inkomstenderving uit bpm te voorkomen (CBS, 2015b). De mrb-inkomsten kunnen lager uitvallen als fabrikanten lichtere auto's op de markt brengen om de CO₂-uitstoot te reduceren. Dit is hier buiten beschouwing gelaten. Er is momenteel een vrijstelling van mrb voor auto's met een emissie lager dan 50 g/km. Verondersteld is dat

het effect van aanscherpen van de norm naar 95 g/km geen impact heeft op de verkopen van auto's met een emissie lager dan 50 g/km (ondanks de supercredits). Daarom veranderen de mrb-opbrengsten op dat punt niet.

Tabel 40: Kosten en effecten CO₂-norm personenauto's naar 95 g/km

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	-32	-421
Overheidskosten totaal	M€/jaar	165	795
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,7	3,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-49	-136
waarvan ETS	Mton/jr	0	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,6	2,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-52	-145
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-0,6	-3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	9	43
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-3,5	-10
Primair	PJ/jr	10	49
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-3,1	-9
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	1053	5292
CAPEX	M€/jaar	95	476
O&M	M€/jaar		
Energiekosten	M€/jaar	-126	-893
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	-4
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	0
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	-9	-43
Levensduur	jaar	15	15
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	165	795
<i>waarvan accijns</i>	M€/jaar	165	795

Kosten doelgroep

Autofabrikanten moeten meerkosten maken voor het op de markt brengen van zuinigere auto's. Verondersteld kan worden dat deze meerkosten volledig doorberekend worden aan de consument. De baten voor de consument bestaan uit het vermeden energiegebruik tegen pomprijzen, en bedragen circa 390 mln euro in 2020 en ruim 2 mld euro in 2030. Raffinaderijen en pomphouders krijgen te maken met een omzetsdaling.

Overige kosten en baten

Effecten op luchtkwaliteit zijn gering bij aanscherping van de CO₂-norm. De emissienormen voor emissies van luchtverontreinigende stoffen zijn namelijk reeds

gereguleerd en uitgedrukt in een maximaal toegestane emissie per voertuigkilometer. Fabrikanten moeten voldoen aan deze normen voor emissies van luchtverontreinigende stoffen, met of zonder aanscherping van de CO₂-norm.

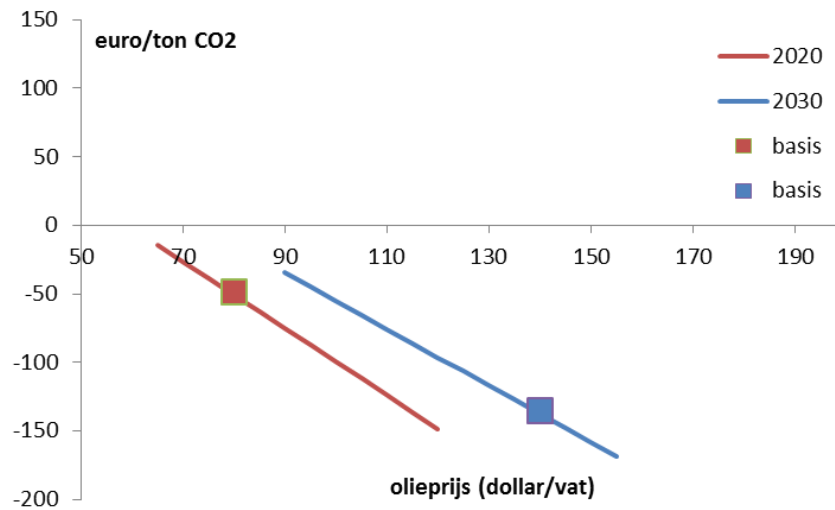
Emissies van CO₂ en luchtverontreinigende stoffen vanuit de raffinagesector zullen in principe dalen als gevolg van de daling van brandstofvraag. Maar deze emissiereductie hoeft niet noodzakelijkerwijs bij de raffinaderijen in Nederland op te treden, want dat hangt af hun positie in de Europese/mondiale markt.

Onzekerheden en beperkingen

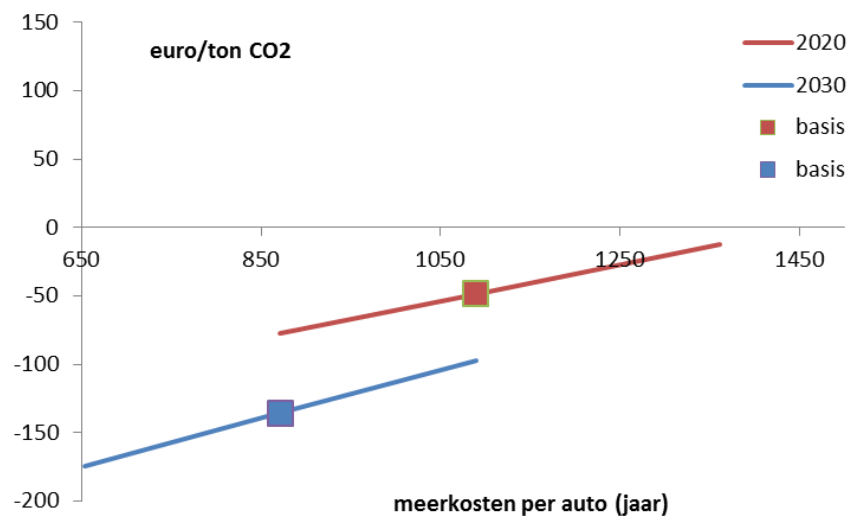
Het autobezit en -gebruik zal beïnvloed worden door deze maatregel. De brandstofkosten per gereden kilometer dalen, wat zal leiden tot een (lichte) toename van het autogebruik. De aanschafkosten per auto nemen toe, wat kan leiden tot uitstel of afstel van de aankoop van nieuwe auto's. Het aantal oudere auto's in het wagenpark kan hierdoor toenemen, wat tot een afname van het besparingseffect leidt. Ook kan de verhoging van de aanschafprijs er toe leiden dat het aantal auto's in het wagenpark daalt, waardoor het aantal autokilometers daalt (Geilenkirchen et al., 2014). Er zijn dus verschillende effecten die deels tegen elkaar in werken. Over de omvang van deze effecten is discussie. Zo schatten Greening et al. (2000) dat een 10 procent zuiniger auto leidt tot een toename in het autogebruik van 1 tot 3 procent (10%-30% rebound-effect). In recentere studies worden lagere schattingen gegeven. Su (2011) bijvoorbeeld, schat het reboundeffect in de Verenigde Staten op 3 procent voor de korte termijn en 11 procent op de lange termijn.

In deze berekeningen zijn bovengenoemde reboundeffecten verwaarloosd. Indien zou zijn uitgegaan van 10% meer gereden kilometers met nieuwe auto's als gevolg van deze maatregel, zou de CO₂-emissiereductie 0,1 (2020) tot 0,3 (2030) Mton/jr lager uitvallen. De kosteneffectiviteit zou dan ook ongunstiger uitvallen. Een kanttekening is wel dat er welvaartswinst optreedt door de extra ritten. Uitgaande van de 'rule of half' (en uitgaande van brandstofbesparingen tegen consumentenprijzen), zal deze welvaartswinst ongeveer even groot zijn als de toename van de brandstofkosten door dit rebound-effect vanuit nationaal kostenperspectief.

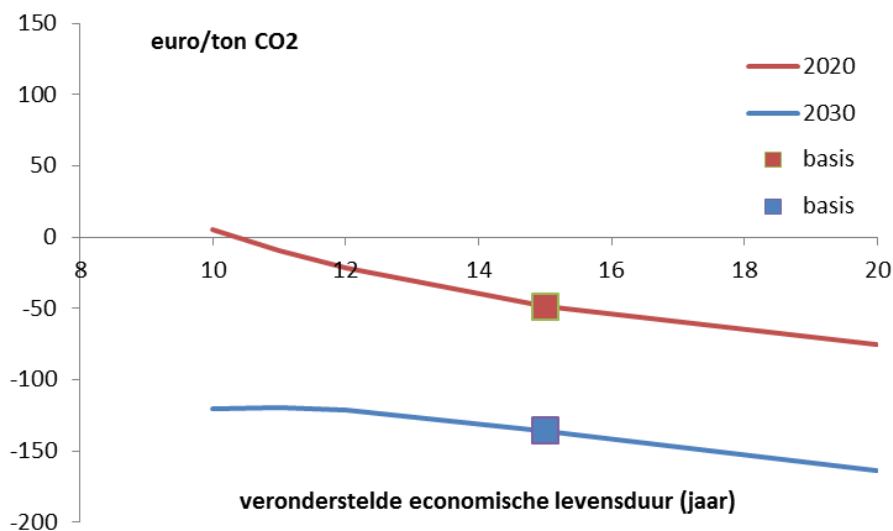
In onderstaande figuren is aangegeven hoe veronderstellingen t.a.v. olieprijs, meerkosten per auto, de economische levensduur, de efficiency van nieuwe auto's in de referentiesituatie en het verschil tussen test en praktijkemissies van een zuinigere auto van invloed zijn op de kosteneffectiviteit van deze maatregel. Binnen de in de NEV veronderstelde bandbreedte van de olieprijs, varieert de kosteneffectiviteit tussen de 20 en -110 euro/ton in 2020, en tussen de 35 en -110 euro/ton in 2030. De kosteneffectiviteit is minder gevoelig voor de veronderstelde economische levensduur en is vrijwel ongevoelig voor de veronderstelde efficiency van auto's in de referentiesituatie omdat de meerkosten ook nagenoeg evenredig afnemen. De *effectiviteit* van aangescherpte normstelling neemt evenredig af naarmate voertuigen in de referentie al verondersteld worden zuiniger zijn dan 130 g/km.



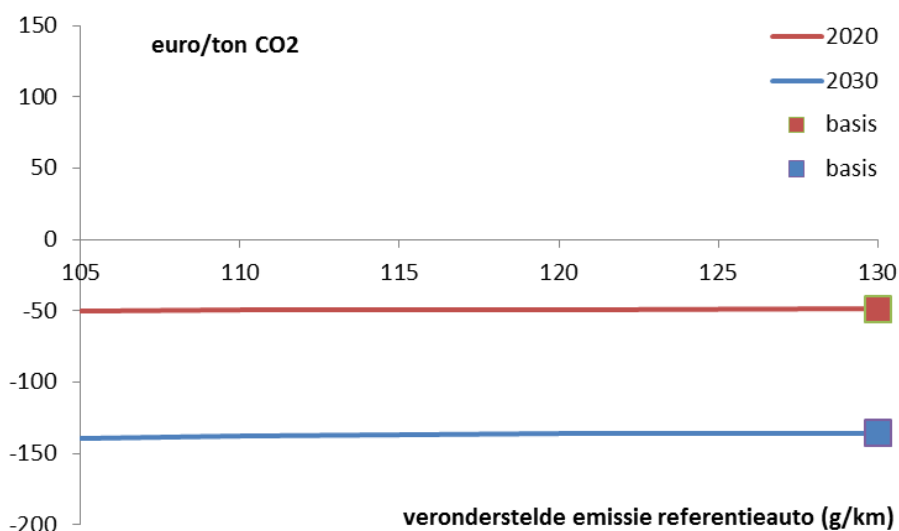
Figuur 10: Effect op de kosteneffectiviteit van een verandering in de olieprijs



Figuur 11: Effect op de kosteneffectiviteit van 25% lagere en hogere meerkosten voor een zuinigere auto



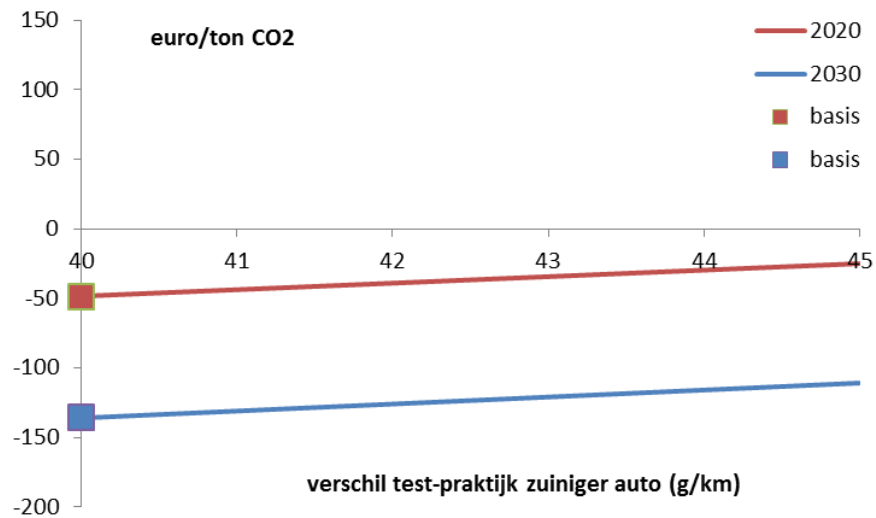
Figuur 12: Effect op de kosteneffectiviteit van een andere veronderstelling van de economische levensduur van auto's



Figuur 13: Effect op de kosteneffectiviteit van een lagere emissie van de referentieauto (met ook lagere meerkosten)

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Energiebesparing is een belangrijke bouwsteen van een schoner energiesysteem. Normstelling blijkt daarbij effectief. Voor vergaande emissiereductie kunnen nul-emissie personenauto's een belangrijke rol spelen, in plaats van auto's met een verbrandingsmotor. De aanscherping naar 95 g/km is te halen zonder grote innovaties en stimuleert het technologisch leerproces voor nul-emissieauto's of plug-in hybride voertuigen maar beperkt. Voor fabrikanten is het, ondanks de supercredits, vanuit kostenoverwegingen namelijk niet aantrekkelijk om deze norm te bereiken door een groot aandeel auto's met een emissie van minder dan 50 g/km op de markt te brengen.



Figuur 14: Effect op kosteneffectiviteit van een verandering in het verschil tussen test- en praktijkemissie van zuiniger auto's

Nadere toelichting doorrekening

De norm van 95 g/km geldt vanaf 2021. Verondersteld is dat in de aanloop daarnaartoe al geleidelijk zuiniger modellen op de markt gebracht worden. De meerkosten per nieuw verkocht voertuig lopen geleidelijk op, tot 1090 euro in 2021 voor een voertuig dat aan de norm van 95 g/km voldoet (Meszler et al., 2012). Tussen 2021 en 2030 is een daling van deze meerkosten van 20% verondersteld (naar 870 euro in 2030; dit is gebaseerd op extrapolatie van de kostendaling tussen 2020-2025 uit Meszler et al., 2012).

Zowel voor de nieuwe auto's in de hypothetische referentie zonder aanscherping van de norm als voor nieuwe auto's in de NEV-VV raming waar de aanscherping naar 95 g/km is meegenomen, is een verschil tussen test en praktijk emissies 40 g/km verondersteld. Dit is een onzekere aanname. Als het verschil tussen test en praktijkomstandigheden toeneemt naar 45 g/km bij zuinigere auto's, bij gelijkblijvende meerkosten, wordt de kosteneffectiviteit ongunstiger (**Figuur 14**). De emissiereductie valt dan 14% lager uit. Het verschil tussen test en praktijk in de hypothetische referentie zou ook nog lager kunnen uitvallen dan 40 g/km omdat er minder druk is om de marges in de testprocedure (volledig) te benutten. De verwachting is echter dat in dat geval ook de meerkosten van de maatregel lager uitvallen, waardoor de kosteneffectiviteit hier niet wezenlijk door wordt beïnvloed.

In de gevoeligheidsstudie met zuinigere auto's in de referentiesituatie, zijn ook de meerkosten voor de aanscherping naar 95 g/km lager verondersteld (lineair terug geschaald). Omdat zowel de kosten als de (CO₂-)effecten navenant worden terug geschaald, heeft dit geen invloed op de kosteneffectiviteit van de maatregel.

Er is rekening gehouden met het feit dat met nieuwe personenauto's meer kilometers worden verreden dan met oudere auto's. Gegevens over de leeftijdsopbouw van het wagenpark en de leeftijdsafhankelijke bijdrage aan de vervoersprestatie zijn gebaseerd op Traa et al (2014).

Bij de effecten op primaire energie en (ETS)emissies is verondersteld dat de doorzet van raffinaderijen in Nederland iets daalt als gevolg van zuiniger wegtransport (alsof de benzine/diesel voor binnenlands gebruik in Nederlandse raffinaderijen gemaakt wordt). Omdat de maatregel EU-breed wordt ingevoerd kan dit effect op primaire energie en emissies specifiek in Nederland zowel groter als kleiner zijn dan hier verondersteld, afhankelijk van de concurrentiepositie van Nederlandse raffinaderijen in de markt.

6.2 Efficiencyverbetering vrachtauto's

Status: beleids optie

Beschrijving beleidsinstrument

In tegenstelling tot de CO₂-emissies van personen- en bestelauto's zijn de CO₂-emissies van vrachtauto's nog niet gereguleerd. In mei 2014 heeft de Europese Commissie een strategie uitgebracht over het terugdringen van de CO₂-emissies van vrachtverkeer (EC, 2014a). De eerste stap daarin is het ontwikkelen van protocollen voor het bepalen van de CO₂-uitstoot tijdens de typekeuring van nieuwe vrachtauto's. Regelgeving is complexer dan bij personen- en bestelauto's, omdat bij vrachtauto's er een grote diversiteit is in types. Als typekeuringsprocedures zijn vastgesteld kan normstelling daarop worden gebaseerd. In de doorrekening is uitgegaan van een normstelling zodanig dat de efficiency van vrachtauto's 1,1% per jaar verbetert tussen 2020 en 2030.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De hier beschouwde efficiencyverbetering van vrachtauto's met 1,1% per jaar sluit aan bij het veronderstelde potentieel in de impact assessment van de EC bij bovengenoemde strategie (EC, 2014b). Naast de verbetering van de motoren zijn er verder geen additionele efficiencyverbeteringen verondersteld.

Interacties met ander beleid

Er zijn interacties met ander beleid (of beleids opties), zoals een kilometerheffing voor vrachtverkeer en de bijmengverplichting voor biobrandstoffen. Het effect van deze maatregelen bij elkaar is daardoor lager dan de som van de individuele maatregelen afzonderlijk.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Effecten in 2020 zijn nog vrijwel nul, daarom zijn er geen cijfers gegeven. In 2030 scoort de maatregel goed op kosteneffectiviteit: de bespaarde brandstofkosten overtreffen de meerkosten voor zuiniger vrachtauto's. De overheid loopt inkomsten uit accijns mis.

Kosten doelgroep

Autofabrikanten moeten meerkosten maken voor het op de markt brengen van zuinigere vrachtauto's. Verondersteld kan worden dat deze meerkosten volledig doorberekend worden in de prijs van nieuwe vrachtauto's. De baten voor eigenaren van zuinigere vrachtauto's bestaan uit het vermijden energiegebruik tegen pomprijzen, en bedragen circa 320 mln euro in 2030. Raffinaderijen en pomphouders krijgen te maken met een omzetsdaling.

Overige kosten en baten

Emissies van luchtverontreinigende stoffen (stikstofoxiden, fijn stof, etc.) zijn wel al gereguleerd. Nieuw verkochte vrachtauto's moeten voldoen aan de Euro-VI-norm, die emissiegrenswaarden stelt in termen van g/km. Alle typen vrachtauto's (ongeacht hun brandstofverbruik) moeten hieraan voldoen. De neveneffecten van efficiencyverbetering op luchtverontreinigende emissies zijn daarom waarschijnlijk verwaarloosbaar.

Tabel 41: Kosten en effecten efficiencyverbetering vrachtauto's

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar		-67
Overheidskosten totaal	M€/jaar		91
Emissiereductie BKG	Mton/jr		0,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		-128
waarvan ETS	Mton/jr		0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr		0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr		0,5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton		-137
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal		-0,7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr		7
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		-9
Primair	PJ/jr		8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		-8
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€		452
CAPEX	M€/jaar		75
O&M	M€/jaar		
Energiekosten	M€/jaar		-142
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		-1
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr		-7
Levensduur	jaar		7
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		
Derving belastinginkomsten	M€/jaar		91
<i>waarvan accijns</i>	M€/jaar		91

Onzekerheden en beperkingen

Door lagere brandstofkosten kan een rebound-effect optreden, maar dat zal naar verwachting gering zijn. Net als bij normstelling personenauto's is de kosteneffectiviteit sterk gevoelig voor de veronderstelde olieprijs en meerkosten voor een zuiniger vrachtauto.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Het gaat om technische verbetering van de verbrandingsmotor. Waar nul-emissieauto's voor personenverkeer een belangrijke bijdrage zouden kunnen leveren aan een schoon wegtransportsysteem op de lange termijn, lijkt dat bij vrachtverkeer over lange afstanden veel moeilijker haalbaar vanwege de grote accu's die dat zou vergen. Naast modal-shift zou een efficiënte verbrandingsmotor op biobrandstof passen in een schoon systeem. Deze maatregel draagt bij aan de ontwikkeling van efficiëntere verbrandingsmotoren.

Nadere toelichting doorrekening

Verondersteld is dat normstelling ingaat vanaf 2020, en dat die zodanig is vormgegeven dat nieuw verkochte vrachtauto's ieder jaar 1,1% zuiniger worden. De meerkosten per nieuw verkocht voertuig lopen geleidelijk op tot 6830 euro in 2030 voor een voertuig dat 11% zuiniger is dan het referentievoertuig (EC, 2014b). Dit betreft een gewogen gemiddelde over verschillende typen vrachtauto's en trekkers.

Er is uitgegaan van een economische levensduur van 7 jaar voor vrachtauto's.

Er is rekening gehouden met het feit dat met nieuwe vrachtauto's meer kilometers worden verreden dan met oudere vrachtauto's. Gegevens over de leeftijdsopbouw van het wagenpark en de leeftijdsafhankelijke bijdrage aan de vervoersprestatie zijn gebaseerd op Traa (2015).

Bij de effecten op primaire energie en (ETS)emissies is verondersteld dat de doorzet van raffinaderijen in Nederland iets daalt als gevolg van zuiniger wegtransport (alsof de benzine/diesel voor binnenlands verbruik in Nederlandse raffinaderijen gemaakt wordt). Omdat de maatregel EU-breed wordt ingevoerd kan dit effect op primaire energie en emissies specifiek in Nederland zowel groter als kleiner zijn dan hier verondersteld, afhankelijk van de concurrentiepositie van Nederlandse raffinaderijen in de markt.

6.3 Verplichte toepassing zuinige banden

Status: beleidsoptie

Beschrijving beleidsinstrument

Autobanden moeten in de EU voorzien worden van een label dat de prestaties aangeeft voor een drietal aspecten: de brandstofefficiency, de gemeten waarde van de rolgeluidsemissie en de grip op nat wegdek (EC, 2009a). Het label beoogt consumenten te stimuleren tot het kiezen van energiezuinigere, stillere en veiligere banden. De brandstofefficiency van banden is verdeeld tussen label G (minst zuinige band) tot label A (zuinigste band). Bij deze beleidsoptie is verondersteld dat er vanaf 2017 alleen nog banden worden verkocht met brandstof efficiency label A.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Op dit moment wordt gemiddeld op een D-label band gereden voor brandstofefficiency. Nieuwe personenauto's worden echter wel al steeds meer met zuinige banden uitgerust. De maatregel heeft dus vooral effect op de 'aftermarket' ofwel de verkoop van de tweede (en daaropvolgende) set banden als de eerste set versleten is. Verondersteld is dat de verplichte toepassing van label-A banden leidt tot een afname van het gemiddelde energieverbruik van 5% (personenauto's), 4,5% (bestelauto's) en 4% (vracht) ten opzichte van het verbruik bij banden die momenteel worden toegepast in Nederland (TNO, 2014a).

Interacties met ander beleid

In 2015 is de publiekscampagne 'Kies de beste band' gestart. Verondersteld is dat als gevolg daarvan al 10% van het emissiereductiepotentieel bij personenauto's wordt gerealiseerd. Dit effect is in de NEV-VV raming al meegenomen en is in de huidige doorrekening in mindering gebracht op het potentieel van verplichte toepassing van zuinige banden.

Zuiniger banden verminderen zowel het verbruik van fossiele en biogene motorbrandstoffen. Omdat het aandeel biobrandstoffen dat wordt bijgemengd (fysiek, op energiebasis) in de NEV-VV raming lager ligt dan het aandeel hernieuwbare energie in de rest van het energiesysteem, werken energiezuinigere banden ook positief door op het bereiken van het doel voor hernieuwbare energie. Het effect is echter minder dan 0,1%-punt.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Volgens TNO, 2014 is er geen duidelijk verband tussen de prestaties van een band op bovengenoemde punten en de prijs. Daarom zijn er geen meerkosten verondersteld voor energiezuinige banden. De kosteneffectiviteit vanuit nationaal perspectief is gelijk aan de commodityprijs van de bespaarde brandstof. De kosteneffectiviteit neemt tussen 2020 en 2030 toe omdat aangenomen is dat de brandstofprijs, en dus de waarde van de uitgespaarde brandstof, toeneemt. De energiebesparing leidt tot afname van vooral brandstofaccijns.

Tabel 42: Kosten en effecten verplichte toepassing zuinige banden

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	-228	-365
Overheidskosten totaal	M€/jaar	267	295
Emissiereductie BKG	Mton/jr	1,2	1,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-187	-277
waarvan ETS	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	1,1	1,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-201	-301
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-1	-1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	17	18
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-13	-20
Primair	PJ/jr	19	21
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-12	-17
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	0	0
CAPEX	M€/jaar	0	0
O&M	M€/jaar		
Energiekosten	M€/jaar	-228	-365
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	0
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-0,1	-0,2
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	-17	-18
Levensduur	jaar	4	4
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar	0	0
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	267	295
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	2	7
<i>waarvan accijns</i>	M€/jaar	265	288

Kosten doelgroep

Er zijn geen meerkosten verondersteld voor het produceren van label-A banden. De baten voor automobilisten bestaan uit het vermeden energiegebruik tegen eindverbruiksprijzen, en bedragen circa 670 mln euro in 2020 en 870 mln in 2030. Raffinaderijen en pomphouders krijgen te maken met een omzetzdaling.

Overige kosten en baten

Het is niet duidelijk of er een trade-off is tussen zuinigheid en veiligheid. Als dit zo is, dan zou de maatregel negatieve gevolgen hebben voor veiligheid. Als dat niet zo is, en er banden op de markt komen die op alle aspecten een A scoren (Triple-A banden), dan zouden die ook baten hebben voor de verkeersveiligheid en het verminderen van geluidshinder bij verplicht stellen van die banden. Dat is echter niet specifiek aan deze maatregel toe te schrijven.

Onzekerheden en beperkingen

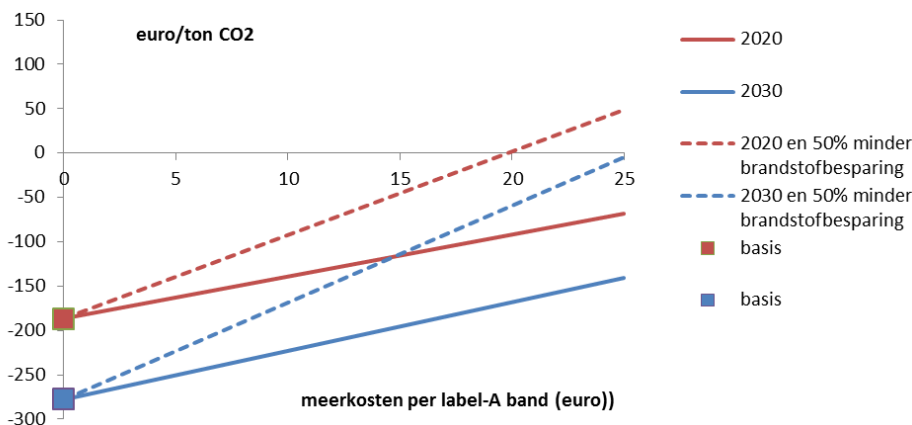
Er is onzekerheid over hoeveel zuiniger een band met A-label voor energie-efficiency in de praktijk is. Bandentests van consumentenbond en ANWB suggereren dat er momenteel weinig verschil is tussen banden met een zuinig label en een minder zuinig label. In deze doorrekening is gerekend met de veronderstelde energieprestatie verbetering conform het TNO-rapport uit 2014.

Het verplicht toepassen van label-A banden leidt bij de gemaakte veronderstellingen tot een afname van de CO₂-emissies van 1,2 Mton/jr. Indien label-A banden tot minder brandstofbesparing leidt dan hier verondersteld, neemt de emissiereductie navenant af. De kosteneffectiviteit wordt hierdoor niet beïnvloed. Dit komt omdat er geen meerkosten zijn verondersteld voor zuinigere banden, waardoor er alleen een effect is op brandstofkosten en CO₂-emissies. Die verhouding blijft constant.

De veronderstelde levensduur van banden: 5 jaar voor personenauto's; 4 jaar voor bestelauto's; 2 jaar voor vrachtauto's en overig verkeer. Deze veronderstelling is niet van invloed op de kosteneffectiviteit, maar alleen op de emissiereductie (in 2020). Als de levensduur van banden 50% langer of korter wordt verondersteld heeft dat geen impact op de emissiereductie in 2030 (ook dan zijn alle banden vervangen). In 2020 is de range dan 0,9-1,3 Mton/jr reductie (bij 50% langere resp. kortere levensduur).

Als er meerkosten zouden worden verondersteld van 100 euro per auto (25 euro per label-A band), zou de kosteneffectiviteit nog steeds gunstig zijn, maar wel minder gunstig uitpakken: -70 euro/ton in 2020 en -150 euro/ton in 2030 (zie **Figuur 15**).

Als zowel meerkosten van 25 euro per band worden verondersteld, en ook 50% minder brandstofbesparing, dan zou de kosteneffectiviteit verslechteren naar 49 en -4 euro per ton in 2020 en 2030, respectievelijk.



Figuur 15: Effect op kosteneffectiviteit bij een meerprijs van een label-A band en wel/niet in combinatie met 50% minder brandstofbesparing

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Het betreft een eenmalig te bereiken energiebesparing (maximaal potentieel is bereikt na het doorvoeren van deze maatregel).

Nadere toelichting doorrekening

Bij de effecten op primaire energie en (ETS) emissies is verondersteld dat de doorzet van raffinaderijen in Nederland iets daalt als gevolg van zuiniger wegtransport (alsof de benzine/diesel voor binnenlands verbruik in Nederlandse raffinaderijen gemaakt wordt). Omdat de maatregel EU-breed wordt ingevoerd kan effect op primaire energie en ETS-emissies zowel groter als kleiner zijn dan hier verondersteld, afhankelijk van de concurrentiepositie van Nederlandse raffinaderijen in de markt. Vermeden elektriciteitsproductie is berekend ten opzichte van het parkgemiddelde conversierendement.

Bij de energiebelastingderving vanwege elektrisch gereden kilometers is aangenomen dat wordt opgeladen tegen kleinverbruikerstarief.

6.4 Verhogen aandeel hernieuwbare energie transportsector

Status: beleids optie

Beschrijving beleidsinstrument

De EU richtlijn hernieuwbare energie (2009/28/EC) verplicht lidstaten tot het realiseren van een aandeel hernieuwbare energie in het transport van 10% in 2020 (EC, 2009b).

Hierbij gelden de volgende rekenregels:

- In de noemer telt alleen het energiegebruik van wegverkeer en het spoor mee (zowel brandstoffen en elektriciteit).
- In de teller telt alle hernieuwbare energie in transport mee (dus inclusief bijvoorbeeld biokerosine in luchtvaart of biodiesel in scheepvaart). Biobrandstoffen van de 2^e generatie (die niet gemaakt worden uit voedselgewassen) tellen dubbel mee in de teller in de rapportage van Nederland aan de Europese Commissie¹⁸.
- De bijdrage van hernieuwbare elektriciteit in wegverkeer telt sinds september 2015 5 keer mee in de teller en die van hernieuwbare elektriciteit in railverkeer 2,5 keer (EC, 2015).

Met deze nieuwe EU-rekenregels, die in de NEV nog niet zijn verwerkt, wordt in de NEV-raming met vastgesteld en voorgenomen beleid (NEV-VV referentie) een aandeel hernieuwbare energie in transport gerealiseerd van 11,6% in 2020 en 14,2% in 2030. Het fysieke aandeel (op energiebasis) biobrandstof dat wordt ingezet voor wegverkeer is in beide jaren 7,7%. De formele inzet bedraagt in beide jaren 9,9% als gevolg van het feit dat 2^e generatie biobrandstoffen in de regelgeving dubbel worden meegeteld. Het aandeel hernieuwbare energie als gevolg van hernieuwbare elektriciteit volgens bovengenoemde rekenregels bedraagt 1,7% in 2020 en 4,3% in 2030.

We merken op dat de huidige regelgeving voor het realiseren van hernieuwbare energie in transport betrekking heeft op het jaar 2020. Voor de periode na 2020 is er geen doel vastgelegd. In de NEV is aangenomen dat het doel voor 2020 ook na 2020 geldt, maar als dit doel zou wegvallen is er geen reden om substantiële hoeveelheden biobrandstof te blijven bijmengen, hoewel lidstaten wel moeten bijdragen aan het overkoepelende EU-doel om te komen tot een aandeel van 27% hernieuwbare energie in 2030.

Als beleids optie is gerekend aan verhogen van het fysieke aandeel hernieuwbare energie voor het wegverkeer van 7,7% naar 9,5% in 2020 en naar 12,0% in 2030. Het aandeel hernieuwbare energie volgens de EU-rekenregels – en op basis van alleen additionele inzet van 2e generatie biobrandstoffen – bedraagt dan 15,2% in 2020 en 22,4% in 2030.

¹⁸ Door het schrappen van artikel 21 van de RED in de ILUC-richtlijn hoeven lidstaten dubbeltelling niet meer te vertalen naar de nationale verplichting voor brandstofleveranciers.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De verhoging van het fysieke aandeel biobrandstof komt neer op 8 PJ/jr extra inzet van biobrandstof (fysiek) in 2020 en 18 PJ/jr in 2030. Er zijn verschillende invullingen denkbaar om het aandeel biobrandstoffen te verhogen. De meest verschillende zijn:

- De toename volledig invullen met 1^e generatie biobrandstoffen. Dit stuit echter op duurzaamheidsproblemen. De EU heeft het aandeel van 1^e generatie biobrandstoffen daarom begrensd tot maximaal 7%-punt. In de NEV-VV referentie is dit aandeel 5,5% in 2020. In deze doorrekening is verondersteld dat de inzet van 1^e generatie biobrandstoffen niet verder toeneemt.
- De toename volledig invullen met 2^e generatie biobrandstoffen. Dit is hier verondersteld. Het fysieke aandeel 2^e generatie biobrandstoffen in de NEV-VV raming is circa 2,5% in 2020 en 2030. Verondersteld is dat dit fysieke aandeel wordt opgehoogd naar 4% in 2020 en 6,5% in 2030.
- Een alternatief is om het aandeel elektriciteit in vervoer te verhogen, omdat hernieuwbare elektriciteit ook meetelt voor deze doelstelling. Echter, de resultaatverplichting rust op distributeurs van motorbrandstoffen, en niet op autofabrikanten. Het is niet waarschijnlijk dat onder invloed van deze verplichting meer elektrische auto's op de markt worden gebracht. De inzet van elektriciteit in transport is in deze doorrekening daarom gelijk gehouden aan die in de NEV-VV referentie.

De extra benodigde productie van 8 PJ/jr biobrandstof op basis van vergassing van hout in 2020 zou een uitbreiding van de productiecapaciteit vergen die vergelijkbaar is met die van een grote demo zoals die van WoodSpirit (EnergyValley, 2015). Dit hoeft natuurlijk niet noodzakelijkerwijs in Nederland zelf te gebeuren; de biobrandstof kan immers ook worden geïmporteerd.

Interacties met ander beleid

Het bijmengen van biobrandstoffen in wegverkeer draagt bij aan het realiseren van overkoepelende doelstelling voor hernieuwbare energie (aandeel van 14% in 2020 en 16% in 2023). Voor deze overkoepelende doelstelling gaat het om fysiek ingezette of geproduceerde hernieuwbare energie, zonder extra gewicht voor 2^e generatie biobrandstoffen of hernieuwbare elektriciteit in transport.

Zuiniger wegverkeer of minder wegverkeer (als gevolg van bijvoorbeeld normstelling, verplichte toepassing zuinige banden, km-heffing vrachtverkeer) leidt tot een lager brandstofgebruik, en dus ook tot een lager biobrandstofgebruik. Daarmee is het van invloed op het aandeel hernieuwbare energie. Zowel de teller als de noemer veranderen dus in de berekening van het aandeel hernieuwbare energie. Indien het bijmengpercentage (fysiek, op energiebasis) lager ligt dan het aandeel hernieuwbare energie voor Nederland als geheel, zal het aandeel hernieuwbaar iets toenemen als gevolg van zuiniger of minder wegverkeer (en vice versa). De verandering van het aandeel hernieuwbaar is typisch kleiner dan 0,1%-punt.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De investeringskosten zijn doorvertaald in hogere brandstofkosten voor 2^e generatie biobrandstoffen. Daardoor ontbreken investeringskosten als aparte post in de tabel.

De kosten van biobrandstoffen hangen vooral af van de prijs van de biomassagrondstof, conversietechnologie en de schaalgrootte van de productie-installatie, en veranderen in de tijd. In de NEV-VV referentie is uitgegaan van 25 euro/GJ voor de bijgemengde biobrandstoffen (productieprijs, dit is dus grondstofkosten en conversiekosten) voor alle jaren. Gezien de beperkte bijmenging heeft de veronderstelde prijs maar een klein effect op de prijs van benzine en diesel (typisch tot 1 ct/liter).

Tabel 43: Kosten en effecten verhogen aandeel hernieuwbare energie transportsector

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	139	181
Overheidskosten totaal	M€/jaar	0	0
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,6	1,4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	223	131
waarvan ETS	Mton/jr	0,0	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,0	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,6	1,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	238	141
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	8	18
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	17	10
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Primair	PJ/jr	-7	-16
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	nvt	nvt
CAPEX	M€/jaar	0	0
O&M	M€/jaar		
Energiekosten	M€/jaar	140	183
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	-2
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	0
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	0	0
Levensduur	jaar	nvt	nvt
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar		
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	0	0

In de doorrekening is verondersteld dat de extra inzet wordt ingevuld met 2^e generatie biobrandstof op basis van houtvergassing gevolgd door verdere omzetting naar biobrandstof. De productieprijs is verondersteld op 30 euro/GJ in 2020 en 2030. Ter vergelijking: de productieprijs van fossiele benzine/diesel is verondersteld op 11 euro/GJ in 2020 (olieprijs: 79 \$/barrel Brent) en op 19 euro/GJ in 2030 (olieprijs: 139 \$/barrel Brent). De meerkosten voor deze 2^e generatie brandstoffen zijn dan omgerekend 64 cent/liter in 2020 en 37 cent/liter in 2030 (energie-equivalent).

De accijnsopbrengsten zijn verondersteld niet te veranderen. Biobrandstoffen hebben per liter gemiddeld echter een lagere energie-inhoud dan fossiele brandstof. Als de accijnstarieven niet hiervoor worden gecorrigeerd, zou de opbrengst uit accijns toenemen.

Qua kosteneffectiviteit ligt de maatregel rond de 220 euro/ton in 2020 en rond de 130 euro/ton in 2030. Het primair energiegebruik neemt toe omdat de omzettingsverliezen bij biobrandstofproductie fors hoger liggen dan die van olieraffinage.

Kosten doelgroep

Verondersteld is dat fabrikanten van biobrandstoffen de productiekosten doorberekenen in de prijs van biobrandstoffen. Automobilisten zullen dus te maken krijgen met hogere brandstofkosten. Dit bedraagt circa 140 mln euro in 2020 en 180 mln in 2030.

Overige kosten en baten

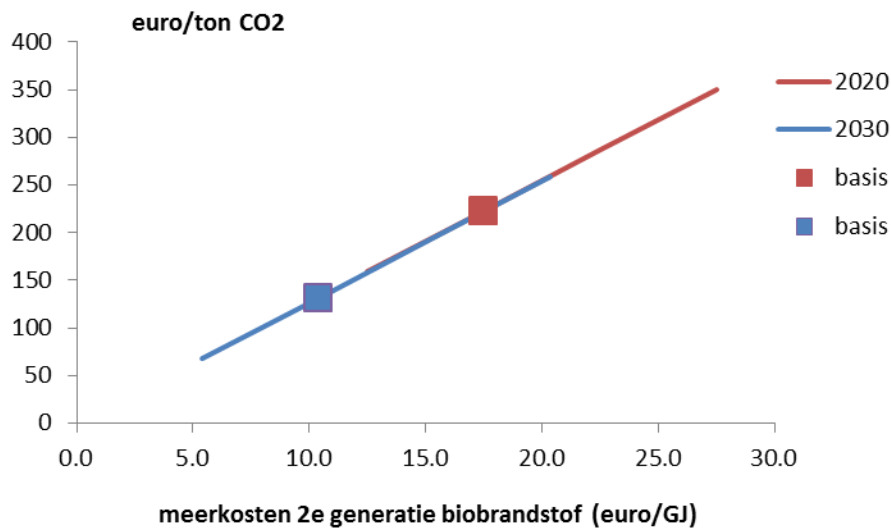
De luchtkwaliteitsbaten van substitutie van fossiele transportbrandstof door biobrandstof zijn waarschijnlijk gering of afwezig (Hammingh et al., 2010; Verbeek et al., 2009).

Onzekerheden en beperkingen

Een belangrijke onzekerheid is de kostprijs van biobrandstof. In **Figuur 16** is aangegeven hoe de kosteneffectiviteit verandert bij verschillende meerkosten van 2e generatie biobrandstoffen. Ter vergelijking: fossiele brandstofprijs is 11 euro/GJ in 2020 en 19 euro/GJ in 2030 (kale productiekosten).

Voor biomassa is gerekend aan tank-to-wheel emissies, dus emissies als gevolg van teelt van biomassa en effecten op landgebruik (vaak in het buitenland) zijn niet beschouwd. Voor biobrandstoffen gelden dus geen emissies, en voor vermeden fossiel is gerekend aan de emissies binnen Nederland, inclusief vermeden raffinage-emissies.

Naarmate de vraag naar biomassa toeneemt, neemt ook het risico toe op niet duurzame landgebruiksveranderingen (vooral buiten Nederland; ook bij duurzame biomassateelt kan toch een risico zijn op indirecte landgebruiksveranderingen).



Figuur 16: Kosteneffectiviteit bij verschillende veronderstellingen over meerkosten van 2^e generatie biobrandstoffen

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Het omzetten van houtachtige biomassa-stromen biobrandstof is een belangrijke technologie voor lange-termijn emissiereductie. Met name voor zwaar verkeer, luchtvaart en scheepvaart zijn er naast biobrandstoffen nog weinig alternatieven voor een vergaande emissiereductie.

Nadere toelichting doorrekening

Omzettingsverlies bij biobrandstofproductie: per PJ/jr geproduceerde biobrandstof is 2,5 PJ/jr houtachtige biomassa-inzet verondersteld. Daarom is er een toename van het primaire energieverbruik in de factsheet opgenomen (minteken bij reductie primair energieverbruik).

6.5 Fiscaal stimuleren nul-emissieauto's cf.

Autobrief II

Status: voorgenomen beleid. Dit in afwijking van de NEV 2015, bij uitvoering waarvan de aangepaste fiscale grondslagen nog niet bekend waren.

Beschrijving beleidsinstrument

Sinds 2007 zijn zuinige auto's, hybrides, plug-in hybrides en nul-emissieauto's fiscaal gestimuleerd. Dit is gedaan om energiebesparing en de transitie naar elektrisch rijden te stimuleren. Inmiddels is dit stimuleringsbeleid flink versoerd. Meerdere redenen liggen daaraan ten grondslag, waaronder het teruglopen van belastinginkomsten, het van de grond komen van EU-normen voor de CO₂-uitstoot van personenauto's, complexiteit in de uitvoering van de belastingen (Ministerie van Financiën, 2015). De versoering van de stimulering heeft per saldo 2 a 3 PJ/jr minder besparing tot gevolg in 2020, zie daarvoor de NEV2015 (Schoots en Hammingh, 2015).

Nul-emissieauto's worden in de kabinetsplannen uit Autobrief II in de periode 2017-2020 nog wel fiscaal gestimuleerd door:

- Bijtelling van 4% (i.p.v. 22% voor reguliere auto's). Vanaf 2019 wordt dit begrensd tot en met een catalogusprijs van 50.000 euro. Het deel boven de 50.000 euro komt onder het reguliere bijtellingstarief te vallen van 22% (m.u.v. auto's met een waterstofbrandstofcel). De bijtelling betreft het privégebruik van auto's van de zaak. Als per jaar 500 km of meer privékilometers worden gereden, wordt het inkomen waarover loonbelasting moet worden betaald verhoogd met de cataloguswaarde van de auto vermenigvuldigd met het bijtellingspercentage.
- Volledige vrijstelling van de MRB en nultarief voor de BPM.

De vormgeving van stimulering van nul-emissieauto's conform de Autobrief II is hier geëvalueerd. Dit betreft stimulering t/m 2020. In deze doorrekening is verondersteld dat deze stimulering ook daarna wordt gecontinueerd.

Ook is er momenteel een investeringssubsidie via de MIA (milieu-investeringsaftrek), tot maximaal 50.000 euro per voertuig, inclusief laadpaal. Dit betekent dat ondernemers tot 36% van de investeringskosten kunnen aftrekken van de fiscale winst, aanvullend op de reguliere afschrijving. De technologieën die voor MIA in aanmerking komen worden jaarlijks geactualiseerd. Onduidelijk is of ook in 2020 en 2030 nul-emissie auto's nog in aanmerking komen voor MIA. In de overheidskosten is dit daarom buiten beschouwing gelaten.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Zonder fiscale stimulering zou het aantal volledig elektrische auto's in het wagenpark tot 2020 waarschijnlijk minimaal zijn. In het voorgenomen beleidsscenario van de NEV loopt het aantal volledig elektrische auto's in de nieuwverkopen op tot 5% in 2030. Uit berekeningen voor de NEV blijkt dat dit voor circa 50% het gevolg is van het fiscale stimuleringsbeleid, en voor 50% van de veronderstelde aanscherping van de EU-norm naar 73 g/km in 2025 (Schoots en Hammingh, 2015). Hoewel in de praktijk vooral

volledig elektrische auto's worden gestimuleerd, is de stimulering technologie-neutraal en geldt dus ook voor bijvoorbeeld waterstofauto's.

In de NEV is nog uitgegaan van het stimuleringsbeleid van voor het uitkomen van de Autobrief II¹⁹. Ten aanzien van het stimuleren van nul-emissieauto's is er met de Autobrief II echter weinig veranderd (alleen een begrenzing tot maximaal 50000 euro wat onder 4% bijtelling valt). In de doorrekening in dit rapport is aangenomen dat het aandeel nul-emissieauto's als gevolg van een trendmatige voortzetting van het fiscaal stimuleringsbeleid conform Autobrief II oploopt, zodanig dat 2% van de kilometers met volledig elektrische auto's worden gereden in 2030. Dit aandeel is een ruwe schatting. Als dit aandeel lager of hoger uitvalt, heeft dat gevolgen voor het berekende effect en de nationale kosten, maar niet op de kosteneffectiviteit.

Interacties met ander beleid

Er zijn interacties met ander beleid, met name de normstelling personenauto's. Nul-emissieauto's tellen via supercredits enkele jaren extra mee voor de doelstelling van 95 g/km. Na 2023 echter niet meer. Het is in het algemeen niet kosteneffectief voor fabrikanten om te voldoen aan de norm van 95 g/km door extra nul-emissieauto's op de markt te brengen. Bij verdere aanscherping naar 73 g/km is het wel kosteneffectief voor fabrikanten om een deel van deze norm te realiseren via (plug-in) hybrides en volledig elektrische auto's.

Er is interactie met de bijmengverplichting voor biobrandstoffen. Hernieuwbare elektriciteit in wegverkeer telt 5x mee voor het doel van 10% aandeel hernieuwbare energie in transport in 2020. Het benodigde aandeel biobrandstoffen kan daardoor lager blijven om toch dit 10%-doel te halen.

Verder is beleid rond elektriciteitsproductie van belang, omdat de emissiereductie als gevolg van volledig elektrisch aangedreven auto's (FEVs) sterk afhangt van de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie.

Het stimuleren van nul-emissieauto's leidt tot een afname van niet-ETS-emissies en tot een toename van ETS-emissies. Omdat het emissieplafond van het ETS vast ligt, wordt deze emissietoename elders en/of later gecompenseerd door een emissieafname (waterbed-effect).

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Meerkosten van FEVs bestaan vooral uit kosten voor batterijen. Om deze reden is de technische levensduur relatief kort verondersteld (10 jaar). Er is rekening gehouden met een restwaarde van de batterij na toepassing in de FEV. Ook zijn er minderkosten voor FEVs, omdat de elektromotor veel eenvoudiger is dan een conventionele (ICE) verbrandingsmotor. Onderhoudskosten voor FEVs zijn lager verondersteld dan voor ICE-auto's. In de nationale kosten is rekening gehouden met kosten voor de uitrol van laadinfrastructuur.

¹⁹ In de NEV2015 is wel een tekstbox opgenomen waarin het effect van het beleid uit de Autobrief II is beschreven.

Tabel 44: Kosten en effecten fiscaal stimuleren nulmissieauto's

Nationale kosten totaal	M€/jaar	38	10
Overheidskosten totaal	M€/jaar	235	nb
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,04	0,11
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	916	90
waarvan ETS	Mton/jr	0,0	-0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,0	-0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,1	0,3
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	453	37
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	1	4
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	33	3
Primair	PJ/jr	1	5
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	27	2
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	517	974
CAPEX	M€/jaar	58	98
O&M	M€/jaar	-9	-35
Energiekosten	M€/jaar	-11	-53
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	0
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	2
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	-1	-4
Levensduur FEVs (motor en batterij)	jaar	10	10
Levensduur laadinfrastructuur	jaar	20	20
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar		
Toename subsidies	M€/jaar	0	
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	235	
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	-12	
<i>waarvan accijns</i>	M€/jaar	23	
<i>waarvan BPM</i>	M€/jaar	70	
<i>waarvan MRB</i>	M€/jaar	29	
<i>waarvan inkomstenbelasting</i>	M€/jaar	125	
<i>waarvan vennootschapsbelasting</i>	M€/jaar	onbekend	

Overheidskosten voor 2020 betreffen een ruwe schatting. Het effect op de misgelopen bpm hangt sterk af van de CO₂-emissie van de referentieauto. Dit kan een factor 2 lager of hoger zijn bij andere veronderstellingen. Daarnaast is de vraag of überhaupt sprake is van belastingderving omdat de CO₂-tarieven in de bpm jaarlijks worden gecorrigeerd zodanig dat de opbrengsten stabiel moeten blijven. De derving van de inkomstenbelasting hangt sterk af van het percentage auto's dat onder de bijtelling valt (80% verondersteld hier). Overheidskosten voor 2030 zijn niet gegeven. De Autobrief II legt het fiscale beleid tot 2020 vast, en doet geen uitspraken over de periode daarna, Omdat het onwaarschijnlijk is dat de beoogde fiscale stimulering uit de Autobrief II ná 2020 in dezelfde mate wordt gecontinueerd bij de veronderstelde sterke daling van de meerkosten voor nul-emissieauto's, maar tegelijk onduidelijk is hoe het er dan wel uit zal zien, zijn voor 2030 geen overheidskosten opgenomen in **Tabel 44**.

Kosten doelgroep

Consumenten die een nul-emissieauto aanschaffen hebben te maken met aanzienlijke meerkosten voor de aanschaf. Daar staan besparing op brandstofkosten en onderhoudskosten tegenover, en diverse fiscale voordelen. De gunstige bijtelling is daarbij de grootste post, en geldt alleen voor het privégebruik van auto's van de zaak. Met name voor die laatste categorie autorijders zou het, gerekend over de levensduur van de auto, in 2020 aantrekkelijker zijn om een nul-emissieauto aan te schaffen dan een auto met verbrandingsmotor. Maar daar staan ook belemmerende factoren tegenover, waaronder meerkosten bij aanschaf, beperkingen aan de actieradius, de tijd die het kost om op te laden, en onbekendheid met nul-emissieauto's.

Overige kosten en baten

Nul-emissieauto's hebben geen emissie van luchtverontreinigende stoffen, en kunnen de luchtkwaliteit in steden, vooral langs drukke straten, verbeteren. Ook produceren nul-emissieauto's minder geluid bij het rijden dan auto's met verbrandingsmotor.

Onzekerheden en beperkingen

De kosteneffectiviteit is zeer onzeker, omdat zowel de teller (meerkosten van FEV ten opzichte van een auto met verbrandingsmotor) als de noemer (de emissiereductie als gevolg van FEV) onzeker zijn. De meerkosten van FEVs hangen sterk af van de veronderstelde prijs voor batterijen en de gewenste actieradius (die bepalend is voor de benodigde batterijcapaciteit).

De emissiereductie als gevolg van FEVs is afhankelijk van de brandstofmix van de (marginaal) verbruikte hoeveelheid elektriciteit (zie ook TNO, 2014b). Hier is de emissiereductie berekend uitgaande van elektriciteitsopwekking met gas (circa 400 g/kWh). Als zou zijn uitgegaan van de park-gemiddelde emissiefactor voor elektriciteitsproductie inclusief hernieuwbaar (340 g/kWh in 2020 en 280 g/kWh in 2030, zou de emissiereductie in 2030 0,17 Mton/jr bedragen i.p.v. 0,11 Mton/jr. Ook de kosteneffectiviteit verbetert dan, van 90 euro/ton naar 60 euro/ton in 2030. Ook hangt de emissiereductie sterk af van de keuze van de energie-efficiency van de referentieauto die gekocht zou zijn in plaats van de FEV. Voor de FEV is een energie-efficiency verondersteld van 0,2 kWh/km. Voor de referentieauto is gerekend met een emissie onder testomstandigheden van 112 g CO₂/km in 2020 en 82 g/km in 2030, hetgeen gemiddeld is voor een nieuw verkochte zakenauto. De emissie in praktijkomstandigheden is verondersteld 45 g/km boven de testomstandigheden te

liggen. Daarmee is de energie- efficiency van de referentieauto 3 keer lager dan die van de FEV in 2020 en 2,5 keer in 2030.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Elektrische auto's zijn een potentieel belangrijke systeemoptie voor een emissiearm energiesysteem. Naast het direct verminderen van verkeersemisies, kunnen FEV's een belangrijke rol spelen bij het opvangen van fluctuaties in vraag en aanbod van elektriciteit, wat van toenemend belang wordt bij een groter aandeel niet-regelbare elektriciteitsproductie zoals die uit zon en wind. Batterijen van elektrische auto's kunnen elektriciteit opslaan op momenten dat de zon schijnt en/of het hard waait, en kunnen deels ontladen worden op momenten dat de productie van zon/wind laag is. Hierbij gaat het om het opvangen van fluctuaties op korte termijn (uren). Dit vergt dan ook de verdere ontwikkeling van slimme netten. Voor het opvangen van seizoensfluctuaties bieden FEVs geen oplossing.

Hoewel de kosteneffectiviteit in 2030 nog rond de 90 euro/ton ligt, is de kosteneffectiviteit ruim onder de nul (dus: nationale baten hoger dan kosten) voor in 2030 nieuw verkochte personenauto's (inclusief laadinfrastructuur) bij de hier gemaakte veronderstellingen t.a.v. energieprijzen en kosten voor batterijen. Maar in het jaar 2030 drukken ook de duurdere en niet-afgeschreven FEVs die voor 2030 zijn verkocht nog op de kosten, vandaar dat in de tabel de kosteneffectiviteit nog 90 euro/ton is. Als na 2030 het aandeel hernieuwbare elektriciteit verder toeneemt, neemt het effect van FEVs aan emissiereductie ook verder toe en verbetert de kosteneffectiviteit verder.

Nadere toelichting doorrekening

De meerkosten voor een elektrische auto hangen sterk af van de kosten voor het batterijpakket. Er is gerekend met circa 0,2 kWh/km energie-efficiency en een actieradius van 300 km, en kosten voor batterij van 180 dollar/kWh in 2020 en 125 dollar/kWh in 2030 (IEA, 2013; 2015). De elektromotor is eenvoudiger dan een verbrandingsmotor, daarom zijn voor de elektromotor minderkosten verondersteld van 2000 euro in 2020 en 3000 euro in 2030. De minderkosten lopen op omdat de ICE-motor in de referentie zuiniger wordt als gevolg van Europees bronbeleid en daarmee duurder. De meerkosten van een elektrische auto met een actieradius van 300 km dalen van zo'n 7.000 euro in 2020 naar zo'n 2.500 euro in 2030. Er is verondersteld dat de onderhoudskosten voor een volledig elektrische auto lager zijn dan bij een auto met verbrandingsmotor. Ook is rekening gehouden met de restwaarde van de batterij (voor hergebruik in bijvoorbeeld power-walls; batterijen voor kleinschalige lokale opslag van elektriciteit). De restwaarde is gewaardeerd op 30% van de nieuwkosten op het moment van vervanging).

Kosten voor laadinfrastructuur zijn meegenomen.

De berekeningen houden er rekening mee dat er in de NEV-VV referentie ook vanwege de veronderstelde aanscherping van de emissienorm naar 73 g/km in 2025 al elektrische auto's in het wagenpark instromen. Hiervoor is gecorrigeerd, zodanig dat alleen het effect van fiscale stimulering in de cijfers tot uitdrukking komt. Een en ander heeft geen invloed op de kosteneffectiviteit, maar wel op het emissie-effect.

De veronderstelde afschrijvingstermijn voor de meerkosten van FEVs is gesteld op 10 jaar. Deze afschrijvingstermijn is korter gekozen dan bij reguliere personenauto's (15 jaar verondersteld, zie paragraaf 6.1) omdat de levensduur van batterijen circa 8 jaar is. Voor laadinfrastructuur is gerekend met een afschrijvingstermijn van 20 jaar.

Er is niet verondersteld dat FEVs in grote aantallen vroegtijdig geëxporteerd worden. Mocht dat wel het geval zijn, dan treedt een deel van de hier berekende emissiereductie buiten Nederland op.

6.6 Terugdraaien verhoging maximumsnelheid

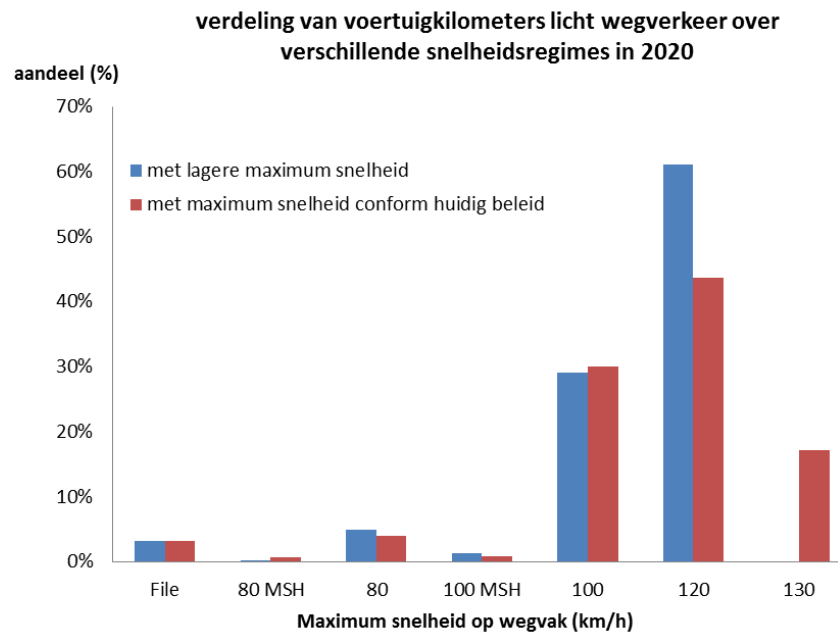
Status: beleids optie

Beschrijving beleidsinstrument

Deze optie behelst het terugdraaien van de verhoging van de maximumsnelheden op het hoofdwegenet die sinds 2012 stapsgewijs is ingevoerd²⁰. Op wegvakken waar nu 130 km/u mag worden gereden gaat de maximumsnelheid terug naar 120 km/u. En op wegvakken waar de maximumsnelheid in afgelopen jaren is verhoogd van 80 naar 100 of van 100 naar 120 km/u wordt de maximumsnelheid verlaagd naar het niveau uit 2011.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Figuur 17 toont de verdeling van de totale voertuigkilometers van het lichte wegverkeer op het hoofdwegenet over de verschillende snelheidsregimes in de situatie met snelheidsverhoging en zonder snelheidsverhoging in 2015. Deze verdelingen zijn bepaald door Goudappel Coffeng (2013) op basis van analyses met het LMS.



Figuur 17: Veranderingen van de verdeling over snelheidsregimes van licht wegverkeer bij terugdraaien van verhoging van de maximumsnelheid op snelwegen. De toevoeging MSH betreft wegvakken met strikte handhaving (trajectcontrole).

Verlaging van de maximumsnelheden leidt tot een lager brandstofverbruik en een lagere CO₂-uitstoot per gereden kilometer. Ook leidt de verlaging van de maximumsnelheden voor het lichte wegverkeer (i.e. personenauto's, bestelauto's en

²⁰ In deze doorrekening zijn de effecten voor 2020 en 2030 gebaseerd op het terugdraaien van de reeds per verkeersbesluit vastgestelde snelheidsverhogingen dan wel de snelheidswijzigingen die gerelateerd zijn aan projecten met de status van ten minste voorkeursvariant (en financiële dekking), zoals opgenomen in de basisprognose autonetwerken van WVL van april 2015.

motorfietsen) tot langere reistijden en daarmee tot vraaguitval (minder voertuigkilometers). Die vraaguitval leidt eveneens tot een daling van brandstofverbruik en de resulterende CO₂-uitstoot.

Interacties met ander beleid

Het effect van deze maatregel op de CO₂-uitstoot wordt kleiner naar de toekomst toe omdat het wagenpark steeds zuiniger wordt onder invloed van de Europese CO₂-normering en de fiscale stimulering van zuinige auto's in Nederland. Ook interacteert deze maatregel met de toenemende inzet van biobrandstoffen, omdat de CO₂-uitstoot van biobrandstoffen niet meetelt voor het nationaal emissietotaal.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De maatregel leidt tot een emissiereductie van 0,1 Mton/jr in 2020 en 2030.

De realisatiekosten (de bebording) voor de verhoging van de maximumsnelheden zijn door DVS (2011) geraamd op 4 miljoen euro (ex BTW). De realisatiekosten van het terugdraaien van de verhoging worden door PBL verondersteld even hoog te zijn.

In de kosteneffectiviteitsberekening is bij deze maatregel een breed welvaartsperspectief gehanteerd (MKBA-systematiek). De reden is dat het hier *primair* gaat om een gedragsverandering (een niet-technische maatregel), waarbij de effecten op reistijd, veiligheid en vraaguitval een dominante rol spelen. Indien deze welvaartseffecten genegeerd zouden worden, zou de maatregel juist zeer kosteneffectief zijn: de vermeden brandstofkosten domineren dan de nationale kosten. De nationale kosten bedragen dan -24 mln euro in 2020 en -32 mln euro in 2030, hetgeen een kosteneffectiviteit impliceert van -190 en -280 euro/ton vermeden CO₂.

Vanuit breed welvaartsperspectief gezien wordt de maatregel minder kosteneffectief richting 2030, vooral vanwege lagere verkeersveiligheidsbaten. De reden is dat de verkeersveiligheid in 2030 al zodanig verbetert dat er minder winst kan worden geboekt met verlagen van de maximumsnelheid. Dit ondanks dat verondersteld is dat de maatschappelijke waardering van verkeersveiligheid op zich wel toeneemt tussen 2020 en 2030.

Kosten doelgroep

De daling van het brandstofverbruik leidt tot een daling van de belastinginkomsten uit accijns voor de overheid.

Autorijders besparen op brandstofkosten, dit is circa 70 (in 2020) tot 80 (in 2030) mln euro per jaar. Voor automobilisten zijn de negatieve welvaartseffecten echter dominant, vooral vanwege de langere reistijd en vraaguitval (zie **Tabel 46**). In deze twee MKBA-posten is de welvaartswinst als gevolg van besparing op brandstofkosten verwerkt in het saldo. Bewoners langs wegen profiteren van betere luchtkwaliteit en minder geluidsoverlast. Ook is er een verbetering van de verkeersveiligheid. Per saldo is er echter sprake van welvaartsverlies (hierin is het effect van CO₂-emissiereductie niet meegerekend).

Tabel 45: Kosten en effecten terugdraaien verhoging maximumsnelheid

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	7	19
Overheidskosten totaal	M€/jaar	32	30
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	59	164
waarvan ETS	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,0	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	63	175
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	2	2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	4,2	12
Primair	PJ/jr	2	2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	3,7	10
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	4	4
CAPEX	M€/jaar	0,2	0,2
O&M	M€/jaar	0,5	0,5
Energiekosten	M€/jaar	-24	-33
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	0
Overige welvaartseffecten	M€/jaar	31	51
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	0
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	-1,7	-1,6
Levensduur	jaar	30	30
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar	0,5	0,5
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	32	29
<i>waarvan accijns</i>	M€/jaar	32	29

Overige kosten en baten

Door verlaging van de maximumsnelheden nemen de reistijden toe. Dit wordt deels gecompenseerd door een afname van de congestie. Per saldo resteren echter langere reistijden, wat een verlies aan welvaart oplevert. Dit bestaat uit de langere reistijd voor het verkeer dat blijft rijden na de snelheidsverlaging. Daarnaast is sprake van vraaguitval (minder autokilometers), wat eveneens een welvaartsverlies is. Door de afname van de congestie neemt de reistijdbetrouwbaarheid echter toe, wat een

welvaartsbaat is. Dit effect is conform de OEI-leidraad geschat op 25% van de afname van het reistijdverlies in files.

Tabel 46: Investing, emissiereductie en MKBA-posten terugdraaien verhoging maximumsnelheid (baten: positief teken)

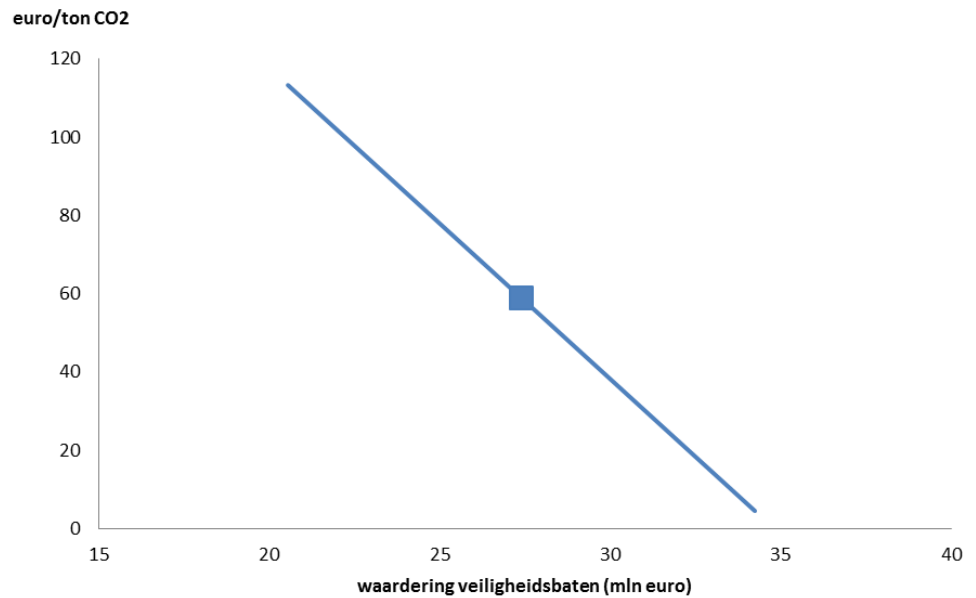
		2020	2030
Investering	Meuro	4,0	4,0
Emissiereductie CO ₂	Mton/jr	0,1	0,1
MKBA posten:			
Reistijdbaten	Meuro/jaar	-25	-28
Afstandsbaten	Meuro/jaar	0,5	0,5
Betrouwbaarheidsbaten	Meuro/jaar	2	3
Baten emissiereductie stikstofoxiden	Meuro/jaar	5	2
Baten emissiereductie fijn stof	Meuro/jaar	1	1
Baten veiligheid	Meuro/jaar	27	20
Baten geluid	Meuro/jaar	1	1
Baten agglomeratie-effect	Meuro/jaar	-2	-2
Vraaguitval	Meuro/jaar	-16	-14
Investeringen (geannuiseerd)	Meuro/jaar	-0,2	-0,2
Exploitatie systeem	Meuro/jaar	-1	-1
Totale welvaartseffect (exclusief CO₂)	Meuro/jaar	-7	-19

De verlaging van de maximumsnelheden leidt tot een afname van de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen. De uitstoot van NO_x door het lichte wegverkeer ligt circa 0,6% lager door de maatregel, en de uitstoot van PM₁₀ ligt zo'n 0,3% lager. Dit wordt veroorzaakt door de vraaguitval en door de lagere uitstoot per voertuigkilometer van het resterende verkeer.

De verlaging van de maximumsnelheden leidt tot een verbetering van de verkeersveiligheid. Dit wordt uitgedrukt als een afname van het aantal ernstig gewonden en het aantal doden. Dit is het gecombineerde effect van de vraaguitval en het feit dat het verkeer veiliger wordt bij lagere rijsnelheden op het hoofdwegennet. Ook leidt de verlaging van de maximumsnelheden tot een afname van de geluidshinder, wat eveneens een welvaartsbaat is.

Onzekerheden en beperkingen

De kosteneffectiviteit wordt sterk beïnvloed door de veiligheidsbaten. De inschatting van de veiligheidsbaten is relatief onzeker. Het geschatte effect op de verkeersveiligheid is gebaseerd op het gemiddelde van de minimum- en maximumschatting voor het aantal verkeersdoden en gewonden in 2015 als gevolg van het verhogen van de maximumsnelheid (DVS, 2011). Voor de zichtjaren 2020 en 2030 is dit gecorrigeerd voor de ontwikkeling in het verkeersvolume, de verkeersveiligheid en de waardering daarvan. Als op basis van de minimum- en maximumschatting de veiligheidsbaten circa 30% lager of hoger worden ingeschat in 2020, leidt dat tot een spreiding in de kosteneffectiviteit van 0 tot 120 euro/ton CO₂ (Figuur 18).



Figuur 18: Effect van een andere waardering van de veiligheidsbaten op de kosteneffectiviteit van het terugdraaien van de verhoging van de maximumsnelheid

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Snelheidsverlaging kan een bescheiden bijdrage leveren aan vermindering van de energievraag van het wegtransport. De betekenis voor de lange-termijn energietransitie is nihil.

Nadere toelichting doorrekening

De reistijdwaardering is gebaseerd op KiM (2013) en CPB (2015), waarbij voor de zichtjaren 2020 en 2030 de waardering is gecorrigeerd voor de inkomensontwikkeling.

6.7 Kilometerheffing personenverkeer

Status: beleidsoptie

Beschrijving beleidsinstrument

Deze optie behelst de invoering van een kilometerheffing voor personenauto's in Nederland. In deze optie wordt op het hele Nederlandse wegennet een kilometerheffing ingevoerd van gemiddeld 7 cent per kilometer voor alle personenauto's. De heffing is op alle wegen en gedurende de gehele dag van toepassing. De invoering van de kilometerheffing voor personenverkeer gaat gepaard met het afschaffen van de motorrijtuigenbelasting (mrb) en de belasting op personenauto's en motorrijwielen (bpm).

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Door de invoering van de hier doorgerekende kilometerheffing voor personenauto's nemen de kosten voor het autogebruik toe. Dit leidt tot een afname van het aantal personenautokilometers met zo'n 9% in 2020 en 13% in 2030. In 2020 is het effect lager dan in 2030 vanwege ingroei-effecten. Verondersteld is dat er geen noemenswaardige effecten optreden in het aantal bestelauto- en vrachtautokilometers.

Interacties met ander beleid

Er is interactie met de EU-normstelling voor nieuwe personenauto's; naarmate personenauto's zuiniger worden levert de kilometerheffing minder emissiereductie op. Ook is er interactie met het bijmengen van biobrandstoffen; naarmate er meer wordt bijgemengd levert de kilometerheffing minder emissiereductie op.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De invoeringskosten voor de kilometerheffing voor personenauto's zijn geraamd op zo'n 1350 miljoen euro (ex BTW). Dit is gebaseerd op het systeem waarbij een eenvoudig kastje in de auto wordt gebruikt voor het monitoren van de in Nederland gereden kilometers. De exploitatiekosten bedragen circa 140 miljoen euro per jaar. De systeemkosten zijn gebaseerd op de inschattingen die zijn gemaakt in de studie van CPB/PBL (Hilbers et al., 2015).

Het invoeren van een kilometerheffing leidt tot een emissiereductie van 1,7 in 2020 en 2.0 Mton in 2030.

In de kosteneffectiviteitsberekening is bij deze maatregel een breed welvaartsperspectief gehanteerd (MKBA-systematiek). De reden is dat het hier *primair* gaat om een gedragsverandering (een niet-technische maatregel), waarbij vraaguitval en andere welvaartseffecten een belangrijke rol spelen. Per saldo treedt door de invoering van de kilometerheffing een welvaartsverlies op (hierin is het effect van CO₂-emissiereductie niet meegerekend). De kosteneffectiviteit bedraagt 490 euro/ ton CO₂ in 2020 en ruim 440 euro/ton CO₂ in 2030.

Indien deze bredere welvaartseffecten genegeerd zouden worden, zou de maatregel veel kosteneffectiever uitvallen (circa -50 euro/ton CO₂ in 2020 en -90 euro/ton CO₂ in 2030).

Tabel 47: Kosten en effecten kilometerheffing personenverkeer

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	814	901
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-1365	-1387
Emissiereductie BKG	Mton/jr	1,7	2,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	490	441
waarvan ETS	Mton/jr	0,1	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,1	0,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	1,6	1,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	524	472
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-1,6	-1,9
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	23	29
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	35	31
Primair	PJ/jr	26	33
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	31	28
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	1350	1350
CAPEX	M€/jaar	225	225
O&M	M€/jaar	140	150
Energiekosten	M€/jaar	-321	-599
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	-1	-3
Overige welvaartseffecten	M€/jaar	772	1128
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-0	-1
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	-23	-28
Levensduur	jaar	30	30
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar	365	375
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Inkomsten kilometerheffing	M€/jaar	7265	7589
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	5535	5827
<i>waarvan accijns</i>	M€/jaar	422	527
<i>waarvan MRB en BPM^(*)</i>	M€/jaar	5113	5300

^(*) Bij volledige afschaffing van de mrb en de bpm, en bij de veronderstelling dat inkomsten uit de mrb en de bpm ruwweg gelijk blijven aan het huidige niveau in de referentie waartegen deze maatregel is doorgerekend.

Kosten doelgroep

Door de invoering van een kilometerheffing voor personenauto's nemen de kosten voor het autogebruik toe. De rijksoverheid ontvangt ruim 7 miljard euro per jaar uit de kilometerheffing. Daar staat tegenover dat de belastingen op autobezit en aanschaf (mrb en bpm) geheel wegvallen. De opbrengst uit de mrb en de bpm bedroegen ruim 5 miljard euro in 2014 (CBS, 2015b). In de raming zonder kilometerheffing (NEV-VV) nemen de inkomsten uit mrb en bpm per saldo toe met circa 300 miljoen euro toe tot 2030, door groei van het van samenstelling veranderende wagenpark. Door de afname van verkoop van benzine en diesel nemen ook de accijnsopbrengsten af. De overheid draagt verder de kosten voor de invoering en exploitatie van het systeem.

Voor provinciale overheden vervallen de inkomsten uit provinciale opcenten; die bedroegen circa 1,5 miljard in 2014.

Per saldo blijven de kosten voor automobilisten in totaal ongeveer gelijk. Automobilisten die weinig kilometers maken, zullen gemiddeld minder kosten maken, en automobilisten die veel kilometers maken, krijgen juist met gemiddeld hogere kosten te maken.

De heffing geldt ook voor buitenlandse personenauto's. Daarbij is voor deze analyse de aanname gemaakt dat de additionele kosten voor Nederland die hiermee gemoeid zijn wegvallen tegen de opbrengsten uit de kilometerheffing die door de buitenlandse auto's worden opgebracht.

Overige kosten en baten

Door de afname van de autokilometers daalt de congestie, waardoor reistijdwinsten ontstaan. Ook het vrachtverkeer zal hiervan profiteren. Als gevolg van de verminderde congestie zal ook de reistijdbetrouwbaarheid toenemen. Dit effect is conform de OEI-leidraad geschat op 25% van de afname van het reistijdverlies.

De afname van het aantal autokilometers leidt ook tot minder uitstoot van luchtverontreinigende stoffen zoals NO_x en fijn stof (PM₁₀), tot minder geluidshinder en tot een verbetering van de verkeersveiligheid. De verbetering van de verkeersveiligheid komt tot uiting door een afname van het aantal ernstig gewonden en verkeersdoden.

Vraaguitval resulteert in een welvaartsverlies. In de MKBA-post vraaguitval zijn de baten van brandstofbesparing al verdisconteerd. De afname van het wegverkeer leidt ook tot negatieve indirecte economische effecten, in de vorm van zogeheten agglomeratie-effecten. De stijging van de reiskosten maakt de barrière om te reizen naar een werklocatie groter. Hierdoor zal de arbeidsmarkt minder goed functioneren. Andere voorbeelden zijn minder kennisoverdracht en minder schaalvoordelen. De reistijd- en betrouwbaarheidswinsten compenseren dit effect enigszins.

Minder autogebruik leidt tot een daling van de kosten van onderhoud en beheer aan de weg, wat een welvaartswinst oplevert. De kilometerheffing leidt ook tot een toename van ov-gebruik. Een toename in het dal leidt tot rendabeler ov-exploitatie.

De kilometerheffing zorgt ervoor dat automobilisten tijd kwijt zijn aan administratieve handelingen. Zo dienen bijvoorbeeld de rekeningen gecontroleerd te worden. Deze extra tijd is een welvaartsverlies. De administratiekosten zijn gebaseerd op de inschattingen die zijn gemaakt in de studie van CPB/PBL (Hilbers et al., 2015). Voor een uitgebreidere toelichting op de verschillende effecten wordt verwezen naar Hilbers et al. (2015).

Tabel 48: Investering, emissiereductie en MKBA posten kilometerheffing personenverkeer (baten: positief teken)

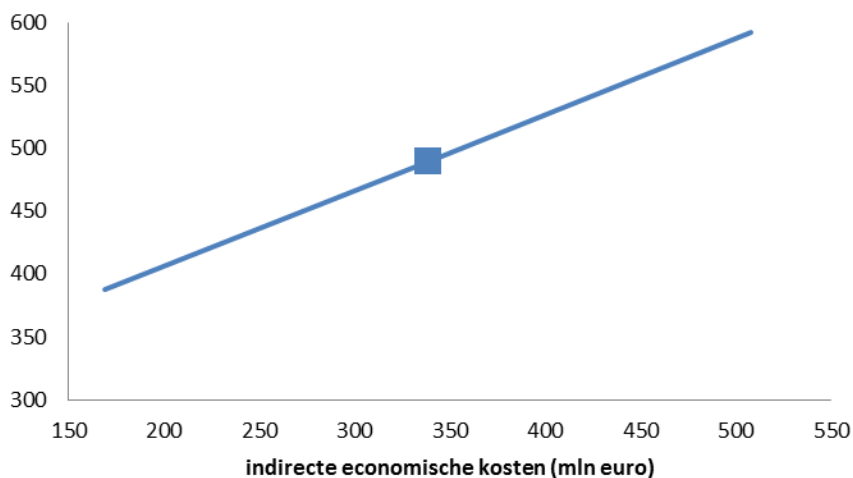
		2020	2030
Investering	Meuro	1350	1350
Emissiereductie CO ₂	Mton/jr	1,7	2,0
MKBA posten:			
Reistijdbaten	Meuro/jaar	217	305
Afstandsbaten	Meuro/jaar	51	64
Betrouwbaarheidsbaten	Meuro/jaar	54	76
Baten emissiereductie stikstofoxiden	Meuro/jaar	19	16
Baten emissiereductie fijn stof	Meuro/jaar	33	50
Baten veiligheid	Meuro/jaar	275	307
Baten geluid	Meuro/jaar	34	46
Onderhoud infrastructuur	Meuro/jaar	22	31
Baten betere benutting OV	Meuro/jaar	57	78
Indirecte effecten	Meuro/jaar	-339	-473
Vraaguitval	Meuro/jaar	-808	-953
Investeringen (geannuiseerd)	Meuro/jaar	-225	-225
Exploitatie systeem	Meuro/jaar	-140	-150
Administratiekosten	Meuro/jaar	-64	-74
Totale welvaartseffect (exclusief CO₂)	Meuro/jaar	-814	-901

Onzekerheden en beperkingen

De effecten van de kilometerheffing zijn in deze analyse doorgerekend in combinatie met de beoogde investeringen in weginfrastructuur tot en met 2028, conform het Meerjarenprogramma Infrastructuur, Ruimte en Transport (MIRT). Wanneer prijsbeleid als alternatief voor investeringen in weginfrastructuur wordt gezien, zou het rendement van een kilometerheffing in 2030 circa 10% gunstiger uitvallen. Uitbreidingen in het wegennet leiden immers al tot een daling in het congestieniveau, waardoor de reistijdbaten van de maatregel lager uitvallen als tegelijkertijd wordt geïnvesteerd in het wegennet.

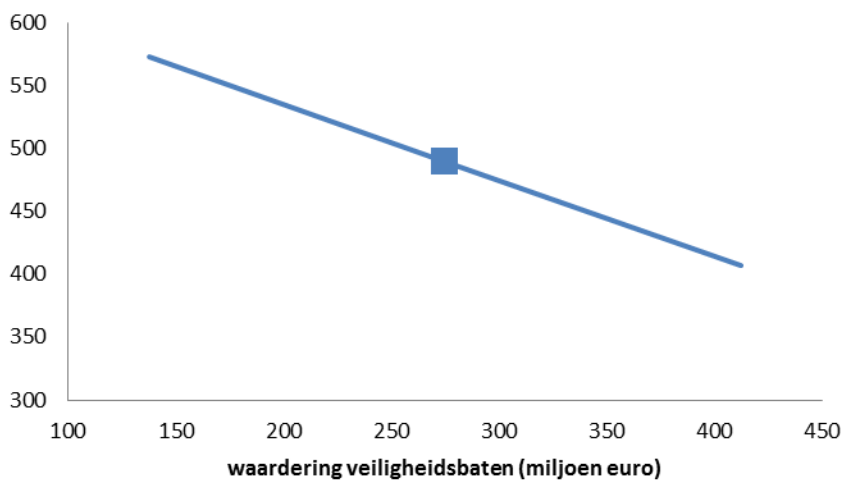
De indirecte economische effecten zijn aan een grote onzekerheid onderhevig, zoals ook toegelicht in Hilbers et al. (2015). Ook de inschatting van de veiligheidsbaten is onzeker. Voor beide effecten is een gevoeligheidsanalyse gedaan (**Figuur 19** en **Figuur 20**). De resulterende kosteneffectiviteit varieert grofweg tussen de 300 en 550 euro per ton CO₂.

euro per ton CO₂



Figuur 19: Veranderingen van de kosteneffectiviteit bij andere veronderstelling van indirecte economische kosten als gevolg van de invoering van de kilometerheffing voor personenverkeer

euro per ton CO₂



Figuur 20: Veranderingen van de kosteneffectiviteit bij andere waardering van de veiligheidsbaten als gevolg van de invoering van de kilometerheffing voor personenverkeer

Indien in plaats van voor een systeem op basis eenvoudige kastjes wordt gekozen voor een systeem op basis van het aflezen van de kilometerteller, dalen de invoerings- en exploitatiekosten. De kosteneffectiviteit van de maatregel in 2020 verandert hierdoor van circa 490 naar circa 430 euro per ton CO₂. Nadeel van een systeem gebaseerd op het aflezen van de kilometerteller is dat het niet mogelijk is om kilometers die binnen en buiten Nederland zijn gereden van elkaar te onderscheiden.

Net als in Hilbers et al. (2015) is in deze doorrekening geabstraheerd van effecten op het terrein van privacy en fraude. Naar alle waarschijnlijkheid zouden fraude- en privacyaspecten kunnen leiden tot hogere systeemkosten. De kosten van de maatregel zouden daarmee hoger uitvallen.

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Het invoeren van een kilometerheffing vermindert het aantal verreden kilometers met personenauto's. De betekenis voor de energietransitie is gering.

6.8 Kilometerheffing vrachtverkeer

Status: beleidsoptie

Beschrijving beleidsinstrument

Deze optie behelst de invoering van een kilometerheffing voor vrachtauto's in Nederland. In verschillende Europese landen, waaronder Duitsland, geldt al een kilometerheffing voor vrachtauto's. Nederland kent momenteel geen kilometerheffing, maar heeft samen met vier landen (Denemarken, Luxemburg, Zweden en tot 1 april 2016 België) het Eurovignet voor vrachtwagens boven de 12 ton die gebruik maken van het snelwegennet. In deze optie wordt op het hele Nederlandse wegennet een kilometerheffing ingevoerd van gemiddeld 15 cent per kilometer voor alle vrachtauto's met een maximaal gewicht hoger dan 3,5 ton. Bij de invoering van de kilometerheffing vervalt het Eurovignet en wordt de MRB teruggebracht tot het Europese minimumniveau.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Door de invoering van een kilometerheffing voor vrachtauto's nemen de kosten van het vrachtverkeer toe. Dit zal leiden tot een modal shift van de weg naar het water en het spoor. Ook zal de gemiddelde belading van de vrachtauto's naar verwachting toenemen. Deze effecten zijn geschat op basis van elasticiteiten uit De Jong et al. (2010). De heffing van gemiddeld 15 cent/km leidt naar schatting tot een reductie van het aantal voertuigkilometers binnen Nederland van zo'n 7%.

Door de afname van de vrachtkilometers daalt de congestie, waardoor reistijdwinsten ontstaan. Ook de andere weggebruikers (personen- en bestelauto's) zullen hiervan profiteren. Als gevolg van de verminderde congestie zal ook de reistijdbetrouwbaarheid toenemen. Dit effect is conform de OEI-leidraad geschat op 25% van de afname van het reistijdverlies in files. Doordat er meer ruimte op de weg vrijkomt voor personen- en bestelauto's gaan die ook meer kilometers maken (circa 0,2%).

Interacties met ander beleid

Er is interactie met o.a. normstelling vrachtverkeer (beleidsoptie); naarmate vrachtauto's zuiniger worden levert kilometerheffing minder emissiereductie op. Ook is er interactie met het bijmengen van biobrandstoffen; naarmate er meer wordt bijgemengd levert de kilometerheffing minder emissiereductie op.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

De emissiereductie bedraagt circa 0,4-0,5 Mton/jr. De uitkomsten van deze doorrekening hebben enkel betrekking op de effecten in Nederland. Ook het aantal gereden kilometers buiten Nederland zal naar verwachting afnemen omdat veel vrachtverkeer in Nederland een herkomst of bestemming in het buitenland heeft.

Tabel 49: Kosten en effecten kilometerheffing vrachtverkeer

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	127	144
Overheidskosten totaal	M€/jaar	-592	-637
Emissiereductie BKG	Mton/jr	0,4	0,5
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	294	306
Waarvan ETS	Mton/jr	0,0	0,0
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,0	0,0
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
Waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,4	0,4
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	310	322
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	-0,6	-0,6
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	nvt	nvt
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	5	5
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	26	27
Primair	PJ/jr	6	6
Kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	22	23
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	730	730
Capex	M€/jaar	42	42
O&m	M€/jaar	150	150
Energiekosten	M€/jaar	-65	-104
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar	0	0
Overige welvaartseffecten	M€/jaar	0	56
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	0	0
<i>Benzine en diesel</i>	PJ/jr	-5	-5
Levensduur	jaar	30	30
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar	192	192
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	-784	-829
<i>Waarvan kilometerheffing</i>	M€/jaar	-1010	-1061
<i>Waarvan accijns</i>	M€/jaar	76	82
<i>Waarvan Eurovignet</i>	M€/jaar	140	140
<i>Waarvan MRB</i>	M€/jaar	10	10

De invoeringskosten voor de kilometerheffing voor vrachtauto's zijn geraamd op 730 miljoen euro (ex BTW). De exploitatiekosten zijn geraamd op 150 miljoen euro per jaar²¹. Beide inschattingen zijn onzeker.

In de kosteneffectiviteitsberekening is bij deze maatregel een breed welvaartspectief gehanteerd (MKBA-systematiek). De reden is dat het hier *primair* gaat om een gedragsverandering (een niet-technische maatregel), waarbij de effecten op reistijd, veiligheid en vraaguitval een belangrijke rol spelen. Indien deze bredere welvaartseffecten genegeerd zouden worden, zou de maatregel in 2020 minder kosteneffectief uitvallen (circa 290 euro/ton CO₂; overige welvaartseffecten zijn in 2020 per saldo baten), maar in 2030 juist kosteneffectiever zijn (circa 190 euro/ton CO₂).

Kosten doelgroep

De transportsector krijgt te maken met een toename van kosten door de kilometerheffing. Dit leidt tot vraaguitval en modal-shift. Omdat het rustiger wordt op wegen ontstaan reistijdbaten en veiligheidsbaten, neemt de geluidshinder af en verbetert de luchtkwaliteit. Per saldo treedt echter welvaartsverlies op (hierin is het effect van CO₂-emissiereductie niet meegerekend).

Overige kosten en baten

De afname van het wegvervoer leidt ook tot minder uitstoot van luchtverontreinigende stoffen zoals NO_x en fijn stof (PM₁₀), tot minder geluidhinder en tot een verbetering van de verkeersveiligheid (**Tabel 50**). De verbetering van de verkeersveiligheid komt tot uiting door een afname van het aantal ernstig gewonden en verkeersdoden. De afname van de emissies wordt voor een deel gecompenseerd door de toename van emissies uit binnenvaart en rail, door de inzet van zwaardere vrachtauto's en door toename van die uit personen- en bestelauto's. De baten van brandstofbesparing zijn al verdisconteerd in de posten reistijdbaten en vraaguitval.

Een deel van de vrachtkilometers wordt afgelegd door buitenlandse vervoerders. Dit geeft heffingsopbrengsten. Daar staat tegenover dat inkomsten uit het Eurovignet wegvallen. Per saldo nemen de opbrengsten die worden opgebracht door buitenlandse vervoerders toe. Die opbrengsten dekken ongeveer de helft van de jaarlijkse investerings- en exploitatiekosten.

Vraaguitval resulteert in een welvaartsverlies. In deze MKBA-post is de welvaartswinst als gevolg van besparing op brandstofkosten (circa 180 en 240 mln euro voor de transportsector in 2020 respectievelijk 2030) reeds verwerkt in het saldo. De afname van het wegvervoer zal naar verwachting ook leiden tot negatieve indirecte economische effecten. De reistijd- en betrouwbaarheidswinsten beperken dit effect enigszins. De indirecte economische effecten zijn echter erg onzeker en zijn daarom als negatieve pro-memoriepost genoteerd. De afname van de vrachtkilometers zal naar verwachting leiden tot een daling van de onderhoudskosten van het wegdek, wat een welvaartswinst oplevert. Dit effect wordt gedempt omdat door de heffing meer zwaardere vrachtwagens ingezet worden en vrachtwagens zwaarder beladen worden.

²¹ Een schatting van de invoerings- en exploitatiekosten van de kilometerheffing voor vrachtverkeer is aangeleverd door het ministerie van Infrastructuur en Milieu.

Het effect is als positieve pro-memoriepost genoteerd. Het kan qua orde van grootte goed vergelijkbaar zijn met de negatieve indirecte economische effecten.

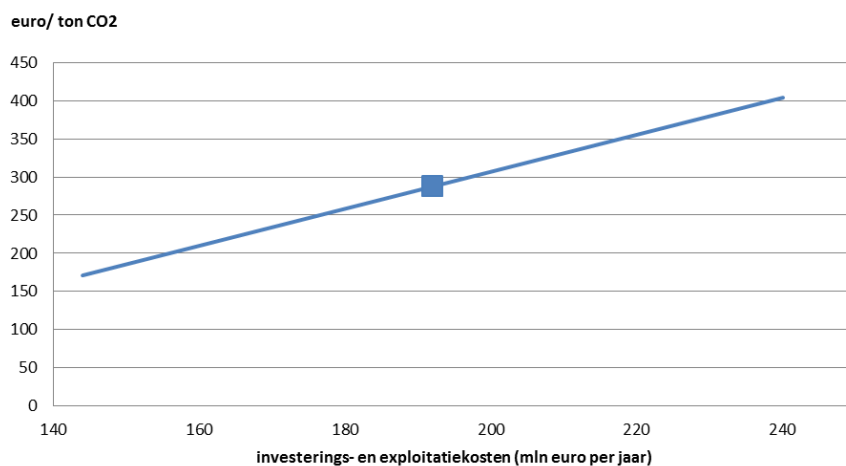
Tabel 50: Investing, emissiereductie en MKBA posten kilometerheffing vrachtverkeer (baten: positief teken)

		2020	2030
Investering	Meuro	730	730
Emissiereductie CO ₂	Mton/jr	0,4	0,5
MKBA posten:			
Reistijdbaten	Meuro/jaar	24	33
Afstandsbaten	Meuro/jaar	5	5
Betrouwbaarheidsbaten	Meuro/jaar	6	8
Opbrengsten buitenlandse vrachtwagens	Meuro/jaar	97	100
Baten emissiereductie stikstofoxiden	Meuro/jaar	4	2
Baten emissiereductie fijn stof	Meuro/jaar	1	2
Baten veiligheid	Meuro/jaar	25	20
Baten geluid	Meuro/jaar	14	17
Onderhoud infrastructuur	Meuro/jaar	Pm (+)	Pm (+)
Indirecte economische effecten	Meuro/jaar	Pm (-)	Pm (-)
Vraaguitval	Meuro/jaar	-112	-138
Investerings (geannuiseerd)	Meuro/jaar	-42	-42
Exploitatie systeem	Meuro/jaar	-150	-150
Totale welvaartseffect (exclusief CO₂)	Meuro/jaar	-127	-144

Onzekerheden en beperkingen

In de doorrekening is ervan uitgegaan dat circa de helft van de effecten neerslaan in het buitenland. Hierbij is verondersteld dat er geen veranderingen plaatsvinden in de logistieke keten zelf wanneer de kilometerheffing voor vrachtauto's is ingevoerd. Hoewel de kilometers afnemen blijven de herkomst- en bestemmingslocaties van de verschillende vrachtautoverplaatsingen onveranderd. Wanneer de effecten wel volledig in Nederland zouden neerslaan zou op basis van de Jong (2010) het aantal voertuigkilometers binnen Nederland met zo'n 15% afnemen. De kosteneffectiviteit zou daardoor gunstiger uitpakken: 160 euro/ton in 2020 en 190 euro/ton in 2030.

De investerings- en exploitatiekosten vormen een belangrijke onzekerheid in de kosteneffectiviteit. Het effect van 25% lagere en 25% hogere (geannuiseerde) investerings- en exploitatiekosten leidt tot een spreiding in de kosteneffectiviteit van circa 170-400 euro/ton (zie **Figuur 21**).



Figuur 21: Veranderingen van de kosteneffectiviteit bij andere veronderstelling van de investerings- en exploitatiekosten van een kilometerheffing voor vrachtverkeer

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

Het invoeren van een kilometerheffing verschuift een deel van de vervoersstroom naar binnenvaart en rail, en zorgt voor een gemiddeld efficiëntere belading van vrachtauto's. De betekenis voor de energietransitie is gering.

7

Overige, niet sectorspecifieke maatregelen

In dit hoofdstuk worden twee algemene, niet-sectorspecifieke maatregelen besproken, namelijk:

- Verscherpte handhaving wet milieubeheer
- Opkoop ETS-rechten door Nederland.

7.1 Verscherpte handhaving wet Milieubeheer

Status: voorgenomen beleid in de NEV

Inleiding

Onderdeel van de afspraken uit het Energieakkoord is verscherpte handhaving van de wet Milieubeheer, op energiebesparingsmaatregelen. Onder de wet Milieubeheer was het altijd al verplicht om energiebesparingsmaatregelen met een terugverdientijd tot 5 jaar te nemen, maar in de handhaving lag de prioriteit bij andere, lokale, aspecten zoals geluidshinder en stankoverlast. In de uitwerking van de afspraken is niet alleen budget gereserveerd voor handhaving, maar is ook de uitvoering gefaciliteerd door het opstellen van lijsten van erkende maatregelen. De wet Milieubeheer richt zich op qua energiegebruik middelgrote bedrijven in de dienstensectoren en de industrie. Uitrol van de verscherpte handhaving is voorzien in de periode 2014-2016.

Beschrijving beleidsinstrument

Als onderdeel van de verscherpte handhaving worden bedrijven periodiek – eens per vier jaar – bezocht door het bevoegd gezag (de regionale uitvoeringsdiensten), en wordt geïnventariseerd welke maatregelen genomen moeten worden. Dit gebeurt aan de hand van sectorspecifieke maatregellijsten. De maatregellijsten specificeren ook onder welke randvoorwaarden een maatregel geacht wordt rendabel te zijn, bijvoorbeeld wat betreft de belastingschijf van de energiebelasting, en op natuurlijke cq. niet-natuurlijke momenten. Het bevoegd gezag geeft aanwijzingen omtrent de te nemen maatregelen; bij het in gebreke blijven van het betreffende bedrijf kan een sanctie opgelegd worden.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

De verplichting en handhaving zetten de eigen besluitvorming van de betreffende bedrijven grotendeels buiten spel. In principe vallen alle energiebesparende opties met een terugverdientijd tot 5 jaar onder de wet Milieubeheer. De maatregellijsten onderscheiden categorieën zoals: maatregelen met betrekking tot de gebouwschil, ruimteventilatie, ruimte- en buitenverlichting, alle behorende bij de activiteit "het in werking hebben van een stookinstallatie". Voorbeelden van opties zijn: spouwmuurisolatie, diverse opties gericht op beperking van het aantal draaiuren van bijvoorbeeld ventilatiesystemen en branduren van verlichting, energiezuinige warmteopwekking etc. Zowel op natuurlijke momenten (aansluitend bij de afschrijving van goederen) als op niet-natuurlijke momenten kan tot opties verplicht worden; in de maatregellijsten wordt dit gespecificeerd. Veel opties – vooral in sector handel, diensten, overheid – hebben betrekking op standaard gebouwfuncties (verwarming, verlichting, ventilatie, koeling, et cetera), maar er zijn ook opties voor meer specifieke activiteiten en functies, met name in de industrie.

Interacties met ander beleid

Er zijn interacties met ander beleid, zoals de Ecodesign-richtlijn, de energiebelasting en de opslag duurzame energie. De Ecodesign-richtlijn stelt energienormen voor bepaalde apparaten. Bij vervanging door nieuwe apparatuur op natuurlijke momenten zorgt de Ecodesign-richtlijn daarmee voor een vermindering van het energiegebruik, ook als er geen handhaving van de wet Milieubeheer zou zijn. De EB en ODE verhogen de

energieprijs, waardoor een groter deel van de opties zich binnen vijf jaar terugverdient, en dus onder de wet Milieubeheer valt. De maatregellijsten maken in veel gevallen ook onderscheid naar de energiebelastingsschijf waaronder een bedrijf valt. Met de verwachte stijging van de ODE zal een groter deel van de opties een terugverdientijd krijgen van minder dan 5 jaar. Het is echter niet zo dat zo'n optie daarmee automatisch verplicht wordt: dit vergt periodieke aanpassing van de lijst. In de berekening is uitgegaan een gemiddelde terugverdientijd van 3 jaar voor alle jaren, terwijl bij een vaste lijst en stijgende prijzen de terugverdientijd iets zou gaan dalen. Maar bij continue actualisatie van de lijst zou op de lange termijn de gemiddelde terugverdientijd juist iets gaan stijgen, omdat goedkope opties al toegepast zijn, en nieuw opties meestal aan de bovenkant van het kostenbereik weer beschikbaar komen.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Voor de betrokken bedrijven zijn maatregelen tot een terugverdientijd van 5 jaar ruim rendabel, en ook houdt het terugverdientijd-criterium rekening met de kosten van de financiering (rentelasten) van de opties. Wel moet de benodigde financieringsruimte beschikbaar zijn. De baten voor de betrokken sectoren bestaan uit het vermeden energiegebruik. Voor de regionale uitvoeringsdiensten zijn er extra handhavingskosten, waarvoor wel budget beschikbaar is vanuit de rijksoverheid. Voor de overheid is er verdere inkomstenderving in de vorm van minder inkomsten uit energiebelasting.

Kosten doelgroep

Voor de doelgroep zijn er, gezien de lage terugverdientijden, aanzienlijk netto baten.

Overige kosten en baten

Naast de directe kosten en baten is er nog een aantal – niet gekwantificeerde – overige kosten en baten. Voor de handhaving van de wet Milieubeheer zijn dat vermeden uitstoot van luchtverontreinigende emissies, zowel in de sector zelf (NO_x) als in de elektriciteitsopwekking. Verder is er een lagere importafhankelijkheid, en neemt de kapitaalintensiteit van de economie toe. Baten voor CO₂-emissiereductie voor zover optredend in de ETS-sectoren zijn al onderdeel van de elektriciteitsprijs. Naar verwachting heeft het meerekenen van de overige kosten en baten geen grote impact op de kosteneffectiviteit.

Onzekerheden en beperkingen

De getallen gaan uit van een gemiddelde terugverdientijd van de maatregelen van 3 jaar. Hiervan afwijkende aannames hebben geen heel groot effect: Bij een gemiddelde terugverdientijd van 2 jaar zou de kosteneffectiviteit ca 20 euro/ton gunstiger uitvallen, bij 4 jaar ca 20 euro/ton ongunstiger.

Omdat het criterium op grond waarvan een maatregel genomen moet worden de terugverdientijd is – en daarmee afhankelijk van de energieprijzen – is de onzekerheid in de gemiddelde nationale kosten relatief beperkt: hogere of lagere energieprijzen leiden op termijn in principe ook tot aanpassing van de in aanmerking komende maatregelen. Wel is er een forse spreiding in de nationale kosten tussen individuele gevallen, omdat de eindgebruikersprijzen waartegen de terugverdientijd berekend wordt, vrij fors kunnen variëren.

Tabel 51: Kosten en effecten verscherpte handhaving wet Milieubeheer energiemaatregelen

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	-69	-104
Overheidskosten totaal	M€/jaar	150	163
Emissiereductie BKG	Mton/jr	1,0	1,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-71	-107
waarvan ETS	Mton/jr	0,5	0,2
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-141	-480
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0,3	0,1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-235	-800
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0,5	0,8
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	-143	-138
Toename hernieuwbaar	PJ/jr finaal	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ		
Reductie energiegebruik			
Finaal	PJ/jr	13	15
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-5	-7
Primair	PJ/jr	17	17
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/GJ	-4	-6
Kostenparameters			
Cumulatieve investeringen	M€	648	677
CAPEX	M€/jaar	58	61
O&M	M€/jaar	0	0
Energiekosten	M€/jaar	-137	-175
CO ₂ -kosten ETS	M€/jaar		
<i>Effect per energiedrager</i>			
<i>Gas</i>	PJ/jr	9	-13
<i>Elektriciteit</i>	PJ/jr	-4	-2
Levensduur	jaar	15	15
Uitsplitsing kosten overheid			
Uitvoeringskosten	M€/jaar	10	10
Toename subsidies	M€/jaar	0	0
Derving belastinginkomsten	M€/jaar	140	153
<i>waarvan energiebelasting</i>	M€/jaar	106	103
<i>waarvan ODE</i>	M€/jaar	35	49

Betekenis voor lange-termijn energietransitie

De gerealiseerde energiebesparing draagt bij aan de vereiste lange-termijn reductie van CO₂-emissies. De maatregel zal bij de huidige maatvoering geen fundamentele veranderingen – zoals een stap naar energieneutraal – bewerkstelligen.

Nadere toelichting doorrekening

De beschreven effecten van de verscherpte handhaving zijn ontleend aan de NEV 2015, uit de beleidsvariant met vastgesteld en voorgenomen beleid. Op basis van de

gemiddelde eindgebruikersenergieprijzen van de verschillende sectoren, de effecten op energiegebruik en een veronderstelde gemiddelde terugverdientijd van 3 jaar is uitgerekend wat bij benadering het investeringsbedrag moet zijn geweest. Met dit investeringsbedrag zijn de nationale Kosten berekend (op basis van een afschrijvingsduur van 15 jaar) met commodityprijzen voor gas en elektriciteit en geschatte handhavingskosten van 10 miljoen euro per jaar. De onderliggende maatregelen zijn dus niet bottom-up doorgerekend. Tevens is getest bij welke terugverdientijd voor de eindgebruiker de nationale kosten positief worden, dat is bij 7 a 8 jaar. Voor zover bekend is er tot 8 jaar terugverdientijd weinig extra potentieel beschikbaar, maar hier is niet specifiek naar gekeken.

7.2 Opkoop ETS-rechten

Status: beleidsopties

Inleiding

Deze maatregel gaat over de aankoop van ETS rechten door Nederland

Beschrijving beleidsinstrument

Nederland kan ETS-rechten opkopen en vernietigen om daarmee de beschikbare emissieruimte binnen het ETS te verkrappen. Nederland kan ervoor kiezen om hiermee Europees een emissiereductie te bewerkstelligen. Alternatief is dat Nederland aandringt bij de MSR (Market Stability Reserve) om minder rechten uit te zetten.

Doorwerking van beleid op technologie en gedrag

Opkoop van ETS-rechten leidt tot een verkrapping van het ETS doordat het aantal beschikbare ETS-rechten afneemt. Dit zal dan, tenzij vanuit de Market Stability Reserve compensatie plaatsvindt, tot een verhoging van de ETS-prijs en tot een verlaging van de emissies leiden. Het moment waarop die emissiereductie precies plaatsvindt is niet op voorhand aan te geven. De huidige prijs in het ETS is waarschijnlijk geen goede weerspiegeling van de huidige schaarste aan ETS-rechten, maar is deels ook de weerslag van de verwachte toekomstige schaarste. Bij opkoop door Nederland in proportie met de Nederlandse emissies of emissiereductiemaatregelen zal het gaan om een te klein volume om daarvoor een schatting van het prijseffect te geven. Het is daarmee ook niet zinvol om deze theoretische prijsverhoging te vertalen in een emissie-effect in Nederland. Op basis van proportionaliteit – dus naar rato van het Nederlandse aandeel in de Europese ETS-emissies – zou 5% van de vermindering van de rechten tot binnenlandse reductie leiden.

Interacties met ander beleid

In theorie zijn er interacties met alle beleid dat effect heeft op de ETS-emissies, maar kwantitatief is dit te verwaarlozen.

Kosten en effecten in 2020 en 2030

Voor Nederland bestaan de kosten uit het volume aan opgekochte ETS-rechten maal de ETS-prijs. Het moment van opkoop bepaalt de prijs. Nederland kan – in de veronderstelling dat prijzen zullen stijgen – door vroege opkoop de kosten verlagen. De tabel laat de kosten en effecten zien bij jaarlijkse opkoop van 1 Mton/jr. De hoeveelheid aan te kopen rechten is in principe onbeperkt opschaalbaar, bij hele grote hoeveelheden zal dan wel een prijseffect op gaan treden (zie tekstbox).

Het karakter van de maatregel betekent dat emissie-effecten en kosteneffectiviteit niet te vergelijken zijn met die in andere tabellen.

Tabel 52: Opkoop ETS-rechten met een omvang van 1 Mton/jr per jaar

		2020	2030
Nationale kosten totaal	M€/jaar	11	20
Overheidskosten totaal	M€/jaar	11	20
Europese emissiereductie BKG	Mton/jr	1,0	1,0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	11	20
waarvan ETS	Mton/jr	1	1
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	11	20
waarvan ETS in Nederland	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt
waarvan niet-ETS	Mton/jr	0	0
kosteneffectiviteit (nationaal perspectief)	€/ton	nvt	nvt

Overige kosten en baten

Geen

Onzekerheden en beperkingen

De belangrijkste onzekerheid is de CO₂-prijs.

Realiseren substantieel prijseffect in ETS via het opkopen van rechten zou vele miljarden kosten

In deze factsheet is verondersteld dat de aankoop van ETS-rechten zodanig beperkt is, dat er geen effect is op de prijs van ETS-rechten. Indicatieve berekeningen laten zien dat een substantiële hoeveelheid rechten uit het ETS zou moeten worden gehaald om de CO₂-prijs in het ETS te laten toenemen met 10 euro/ton CO₂ boven de hier veronderstelde prijzen (dus naar 30 euro/ton CO₂ in 2030). Wanneer dit via een eenmalige ingreep zou gebeuren, zouden ten minste enkele miljarden rechten uit de markt moeten worden gehaald. Ter vergelijking: het emissiebudget in het ETS voor stationaire bronnen is cumulatief tussen 2013 en 2030 ruim 30.000 Mton (dus 30 miljard emissierechten). De kosten van het uit de markt halen van enkele miljarden rechten bedragen al gauw enkele tientallen miljarden euro's.

Andere manieren om een substantiële verhoging van de prijs van ETS-rechten te realiseren zijn bijvoorbeeld het verder aanscherpen van de lineaire reductiefactor waardoor het aanbod van rechten in de tijd sneller afneemt (maar dit vergt EU-brede besluitvorming), of het introduceren van een minimumprijs voor CO₂-emissies, zoals in factsheets 3.4 en 4.2 is besproken. Dat laatste kan Nederland unilateraal invoeren, maar heeft ook alleen een prijseffect in Nederland zelf, terwijl aankoop van rechten en aanscherpen van de lineaire reductiefactor tot prijsveranderingen in de EU-ETS als geheel leiden.

8

Methodologie kostenberekeningen

8.1 Nationale kosten uit de milieukostenmethodiek

De kosten zoals berekend zijn de nationale kosten volgens de milieukostenmethodiek (VROM, 1994; 1998; 2004). Dit is het saldo van directe kosten én baten vanuit maatschappelijk kostenperspectief. De kosten omvatten:

- Kapitaalkosten
- Bedienings- en onderhoudskosten
- Baten van vermeden energiegebruik
- Effect op aankoop of verkoop van CO₂-rechten in het Europese emissiehandelssysteem.

De kosten worden uitgedrukt in jaarlijkse kosten, en kunnen dan ook gebruikt worden om in combinatie met de jaarlijkse effecten de kosteneffectiviteit van maatregelen te berekenen, uitgedrukt als euro per eenheid gerealiseerd effect (ton CO₂eq, PJ besparing, PJ hernieuwbaar). Hieronder worden bovenstaande kostenposten toegelicht.

Kapitaalkosten

Investerings worden bij de milieukostenmethodiek voor de nationale kosten tegen een maatschappelijke disconteringsvoet (4%) en met een afschrijvingstermijn van 10 tot 25 jaar afgeschreven. Voor bouwtechnische kosten geldt een afschrijvingstermijn van 25 jaar, voor elektromechanische een afschrijvingstermijn van 10 jaar. Omdat veel maatregelen bestaan uit een mix van bouwtechnische en elektromechanische componenten, en omdat bij veel maatregelen deze componenten niet altijd aan te wijzen zijn, vindt de berekening vaak plaats met een gewogen gemiddelde levensduur of de meest representatieve levensduur. Waar de levensduur duidelijk langer is dan de 25 jaar, gaan de berekeningen in deze rapportage uit van die langere levensduur.

Bediening en onderhoudskosten

Bediening en onderhoudskosten tellen als jaarlijks terugkerende kostenpost mee in de nationale kosten.

Energiekosten en baten

De baten van vermeden energiegebruik bestaan voor Nederland uit de vermindering van de import van die energiedragers. De relevante prijzen zijn dus internationale handelsprijzen.

CO₂-rechten

Beprijzing van energie en/of emissies is niet relevant voor de nationale kosten, zolang dit beprijzing door de Nederlandse overheid is. Bij CO₂-rechten in het Europese emissiehandelssysteem ligt dit anders: dit is een grensoverschrijdend handelssysteem. Dat betekent dat minder emissies bij ETS-bedrijven leidt tot een lagere behoefte aan CO₂-rechten. Dit vertegenwoordigt een baat binnen de nationale kosten.

Relatie tot MKBA's

De nationale kosten zijn qua gebruikte grootheden zoals energieprijzen en rentevoeten ruwweg in lijn met de aanpak in maatschappelijke kostenbatenanalyses (MKBA's). Een belangrijk verschil dat MKBA's behalve de directe kosten en baten ook allerlei andere kosten en baten in beeld brengen. De nationale kosten vormen een smal kostenbegrip: allerlei 'bredere' kosten zoals indirecte effecten en externe kosten zijn er geen onderdeel van. Verder wordt in MKBA's doorgaans een netto contante waarde berekend, waarbij kosten en baten in de toekomst worden vertaald in kosten in het heden, in plaats van jaarlijkse kosten in zichtjaren.

In deze studie enkele maatregelen in de transportsector onderzocht die primair gericht zijn op het beïnvloeden van het gedrag (terugdraaien snelheidsverhoging op snelwegen en kilometerheffingen bij personen- en vrachtverkeer). Voor die maatregelen is een quickscan maatschappelijke kosten-baten analyse (MKBA) uitgevoerd, waardoor ook o.a. de welvaartseffecten van veranderingen in dit gedrag in de kosten zijn opgenomen. In de betreffende factsheets zijn deze effecten nader toegelicht.

Nationale kosten versus eindgebruikerskosten

Leveringstarieven en energiebelasting zijn overdrachten binnen Nederland, en zijn daarmee geen onderdeel van de nationale kosten. De baten voor de ene partij in Nederland zijn juist kosten voor een ander, maar voor de bv. Nederland is er geen netto effect. Een vermindering in afgedragen energiebelastingen levert dus voor de bv Nederland geen kost of baat op: tegenover de baat voor bijvoorbeeld een huishouden staat een verlies voor de overheid. Ook subsidies vormen geen onderdeel van de nationale kosten.

Voor de eindgebruiker is dit uiteraard wel relevant, en subsidies en belastingen zijn dan ook wel onderdeel van de eindgebruikerskosten, evenals bijvoorbeeld marges op geleverde energie.

Verder geldt bij eindgebruikerskosten voor de berekening van kapitaalkosten vaak een hogere disconteringsvoet: 10% voor bedrijven, en 5% voor de landbouw. Alleen voor de

overheid geldt de 4%, en ook voor huishoudens. De laatste kunnen maatregelen aan de eigen woning vaak hypotheckair financieren, en als ze eigen geld inzetten gelden als kapitaalkosten alleen de opportuniteitskosten voor gederfde rente op spaargeld. In werkelijkheid kunnen financieringskosten binnen doelgroepen uiteraard sterk variëren.

Kosten van infrastructuur

De uitgevoerde berekening van de nationale kosten houdt geen rekening met kostenbesparingen op netwerken. De reden is dat deze kostenbesparingen op afzienbare termijn nog heel gering zullen zijn. Bij bijvoorbeeld een lagere behoefte aan capaciteit in bestaande elektriciteits- of gasnetwerken materialiseert dit pas in eventuele lagere kosten als uitbreiding, onderhoud of vervanging van die netwerken aan de orde is. Bovendien zijn dergelijke besparingen meestal niet een op een af te leiden van de veranderingen in de benodigde energie.

Ook een toename van infrastructuur kosten is denkbaar, bijvoorbeeld bij grilliger vraagpatronen of een toename van intermitterend hernieuwbaar. Waar extra investeringen in infrastructuur direct gekoppeld zijn aan een specifieke optie, zoals het net op zee voor wind offshore, is dit wel onderdeel van de kapitaalkosten.

Overige opmerkingen bij nationale kosten

De nationale kosten geven een goede eerste indicatie van de maatschappelijke kosten voor Nederland. Dat wil echter niet zeggen dat lage nationale kosten betekenen dat een optie dus per definitie aantrekkelijk is, zomin als hoge nationale kosten een optie per definitie onaantrekkelijk maken. Implementatie van dure opties kan om verschillende redenen wenselijk zijn, bijvoorbeeld:

- Implementatie biedt perspectief op kostendalingen van de optie en daarmee op een kostenvoordeel op langere termijn
- Een optie zal op langere termijn hoe dan ook nodig zijn, maar om op die termijn het volledige potentieel te realiseren moet nu al begonnen worden, hoewel het kostenniveau nu boven de marginale kosten van de huidige doelen ligt.
- Een optie heeft overige baten die tegenwicht bieden aan de hoge kosten. Woningisolatie kan bijvoorbeeld tot belangrijke comfortwinst leiden.

8.2 Bredere maatschappelijke kosten en baten

Zoals al vermeld spelen bij een complete maatschappelijke kosten-baten analyse nog veel meer posten een rol, die geen onderdeel zijn van de nationale kosten uit de Milieukostenmethodiek.

Voorbeelden zijn: reguleringskosten van beleid, structurele effecten op de economie, baten van verminderde emissies door lagere schade (emissies van broeikasgassen, maar ook bijvoorbeeld luchtverontreinigende emissies), baten ten gevolge van verminderde importafhankelijkheid. Dergelijke kosten en baten zijn veel onzekerder en ook vaak subjectiever van aard dan de directe kosten en baten. Ook gelden soms specifieke criteria waaronder bepaalde kosten en baten wel of niet mee mogen tellen. Dat laatste geldt bijvoorbeeld voor baten die grotendeel neerslaan in het buitenland, zoals de baten van vermeden broeikasgasemissies of – in mindere mate – de baten van verminderde uitstoot van luchtverontreinigende stoffen.

Een analyse van de bredere kosten en baten met een uitgebreide toelichting staat in <https://www.ecn.nl/publications/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--12-008>. Hieronder staat een toelichting bij een aantal posten (voor deze notitie aangepast uit bijlage D) van dit rapport.

CO₂-baten

Hierbij spelen twee componenten een rol. Enerzijds de maatschappelijke “willingness to pay”, anderzijds de vermeden kosten voor de koop van emissierechten op de Europese of mondiale emissiehandel. De twee componenten mogen niet dubbel geteld worden. Bij de “willingness to pay” component is een complicatie dat de baten van Nederlandse maatregelen mondiaal neerslaan, omgekeerd geldt dat dus ook voor maatregelen die het buitenland neemt. De baten gelden dus alleen onder de veronderstelling van wederkerigheid. Die wederkerigheid geldt bijvoorbeeld als er sprake is van een bindend mondiaal klimaatakkoord. De CO₂-baten ten gevolge van vermeden schadekosten zijn geen onderdeel van de nationale kosten.

Wel onderdeel van de nationale kosten zijn de CO₂-baten ten gevolge van de vermeden kosten voor de koop van emissierechten op de Europese emissiehandelsmarkt. Omdat de CO₂-prijs invloed heeft op de elektriciteitsprijs, zijn bij elektriciteit deze CO₂-baten al onderdeel van de energiebatens. Bij andere fossiele energiedragers zit de CO₂-prijs niet in de groothandelsprijs, en is het apart in de berekening meegenomen.

Externe effecten luchtverontreiniging

Maatregelen gericht op het vermijden van CO₂-emissies hebben in de meeste gevallen ook effect op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen. Voor de producent of consument die de uitstoot veroorzaakt is dit een extern effect, omdat hij of zij de kosten van de vervuiling niet betaalt. Luchtverontreiniging is in veel gevallen voelbaar tot ver over de grenzen, wat de vraag oproept wie de kosten van dit extern effect moet dragen. Een maatschappelijke kosten-batenanalyse waardeert de vervuiling door de hoeveelheid van de uitstoot te berekenen en een prijs voor de vervuiling te bepalen. Maatregelen die leiden tot minder consumptie van fossiele brandstoffen hebben

meestal een gunstig effect op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen, maar maatregelen die leiden tot meer inzet van biomassa hebben vaak een ongunstig effect.

Voorzieningszekerheid en importafhankelijkheid

Afhankelijkheid van fossiele brandstoffen en geïmporteerde biomassa betekent afhankelijkheid van prijschommelingen op de wereldmarkt. Bij prijsstijgingen, bijvoorbeeld oliecrises of politieke onrust in olieproducerende landen, zien consumenten hun koopkracht afnemen en worden bedrijven aangetast in hun investeringsvermogen. Op lange termijn kan dit leiden tot onzekerheid bij investeerders in de energiesector en daarbuiten. Door een lager energiegebruik of overgang op eigen hernieuwbare opwekking neemt de afhankelijkheid van geïmporteerde brandstoffen af en treedt er een maatschappelijke baat op.

Bestedingsimpuls

Een CO₂-emissiereductiedoelstelling van 80 procent betekent dat er grootschalig moet worden geïnvesteerd in allerlei schone maatregelen. In economisch mindere tijden (laagconjunctuur) genereren deze investeringen extra vraag naar goederen en diensten en geven daarmee een stimulans aan de binnenlandse productie en werkgelegenheid. Dit is een korte termijn effect. Op langere termijn en in economisch goede tijden (hoogconjunctuur) reageren alleen de prijzen van goederen en diensten (o.a. via hogere loonkosten) op de extra vraag en is er dus geen effect op de binnenlandse productie en werkgelegenheid. Ook is het effect afhankelijk van het gevoerde overheidsbeleid, de wijze waarop de overheid de investeringen in 'duurzaam' afdwingt of stimuleert.

Structurele groei

De investeringen in CO₂-reducerende maatregelen kunnen op de lange termijn leiden tot veranderingen in de economische structuur. Door investeringen in CO₂-emissiereductie maatregelen kan bijvoorbeeld de Nederlandse productie kapitaalintensiever worden en wordt er kenniskapitaal opgebouwd en verspreid. Dit zou dan de Nederlandse economie productiever maken: per eenheid kapitaal en arbeid wordt meer toegevoegde waarde (BBP) geproduceerd. Dit stimuleert het structurele groeivermogen van de economie.

Reguleringskosten

Reguleringskosten van overheidsbeleid omvatten de indirecte effecten van beleid op de economie, en niet de uitvoeringskosten van dit beleid. Grootschalige energietransitie komt immers niet vanzelf tot stand. Er is overheidsbeleid nodig om deze investeringen te stimuleren, dan wel af te dwingen. In de eerste categorie bevinden zich subsidies, die het schone alternatief aantrekkelijker maken ten opzichte van CO₂-emitterende alternatieven, en CO₂-prijzen en -belastingen, die het CO₂-emitterende alternatief duurder en dus onaantrekkelijker maken ten opzichte van schone alternatieven. Bij het afdwingen van CO₂-reducerende maatregelen valt te denken aan normen, bijvoorbeeld een energieprestatienorm voor woningen en voertuigen of een verplichting voor energiebedrijven om een bepaald percentage duurzame energie te produceren.

Andere niet opgenomen posten

Andere effecten die mogelijk in kosten te vertalen zijn omvatten onduurzame biomassa en risico's van kernenergie.

8.3 Overheidskosten

Nationale kosten van een techniek zijn meestal grotendeels te berekenen zonder dat bekend is welk beleid leidt tot toepassing van een techniek. Alleen de uitvoeringskosten van beleid zijn onderdeel van de nationale kosten. Dit betekent dat – met uitzondering van uitvoeringskosten van beleid – alle kosten en baten voor de overheid overdrachten met private partijen zijn die samenhangen met een specifieke beleidsconstellatie. Kosten en baten voor de overheid bestaan daarmee grotendeels uit veranderingen in subsidie of veranderingen in belastinginkomsten.

Scope

De overheidskosten omvatten alleen de directe kosten en baten voor de overheid die gepaard gaan met uitvoering van het beleid. Compenserende maatregelen die nodig zijn om nadelige effecten van een maatregel op te vangen vallen buiten de scope, en ook heffingen die in verband staan met specifieke uitgaven voor beleid vallen buiten de scope, tenzij die heffingen onderdeel van de beleidsmaatregel zelf zijn. Dit laatste betekent bijvoorbeeld dat de ODE een apart instrument is, en geen onderdeel van de SDE+-regeling. Uitgaven voor de SDE zijn dus kosten voor de overheid, en worden niet verrekend met inkomsten vanuit de ODE.

Annüisering investeringsubsidies en andere eenmalige kostenposten

Om de overheidskosteneffectiviteit van emissiereducties te kunnen berekenen moet de berekening de kosten voor de overheid omslaan over dezelfde periode als waarin een techniek tot die emissiereducties leidt. De berekening gaat voor de effecten uit van de technische levensduur, en doet dat dus ook voor de kosten. Dat betekent dat investeringsubsidies en eenmalige aftrekposten voor de belastingen geannuiseerd worden over de hele technische levensduur van een techniek. De berekening gaat daarbij uit van een disconteringsvoet van 4%.

Het gaat hierbij om posten als:

- De EIA (energie-investeringsaftrek van de vennootschapsbelasting)
- De belasting van personenauto's en motorrijwielen (bpm).

Jaarlijkse kostenposten

Jaarlijks terugkerende posten zoals effecten op (gederfde) energiebelastinginkomsten tellen voor de overheidskosten mee op basis van de situatie in het betreffende zichtjaar, 2020 of 2030. Hier is dus geen verrekening nodig. Het gaat hierbij om onder andere:

- Energiebelasting op gas en elektriciteit
- Opslag duurzame energie
- Accijnzen op brandstoffen
- Kolenbelasting
- Inkomstenbelasting
- Motorrijtuigenbelasting
- Vennootschapsbelasting.

De BTW valt grotendeels buiten de scope onder de veronderstelling dat de totale uitgaven van consumenten – en daarmee de BTW-opbrengsten – gelijk zijn. Alleen

BTW-vrijstellingen of specifieke verlaagde tarieven tellen wel mee, maar daar is in de opgenomen maatregelen geen sprake van.

SDE+-beschikkingen

Bij SDE- en SDE+-uitgaven is iets bijzonders aan de hand. De SDE is een exploitatiesubsidie, de SDE-uitgaven zijn dus jaarlijks terugkerend, en zouden normaal gesproken dus gewoon op basis van de situatie in het zichtjaar meetellen. De periode waarin de SDE-uitgaven plaatsvinden wijkt echter af van de technische levensduur: Een SDE-beschikking voor wind op land heeft een looptijd van 15 jaar, terwijl de windmolen 20 of 25 jaar lang blijft staan en die hele periode leidt tot baten en emissie-effecten. Het gebruik van de jaarlijkse SDE-uitgaven voor het berekenen van de overheidskosteneffectiviteit betekent dus een overschatting van de overheidskosten per vermeden ton CO₂. Een aanvullende complicatie is dat SDE -kasuitgaven in nominale termen zijn, terwijl de kosten en baten in reële termen zijn.

Voor de SDE-geldt daarom een speciale aanpak:

- Eerst worden de SDE-uitgaven in 2020 of 2030 netto contant gemaakt op basis van de SDE-beschikkingsperiode, dus vertaald naar hun huidige waarde.
- De nominale bedragen worden gedefleerd naar reële euro's van 2014.
- Tot slot wordt de reële netto contante waarde (NCW) geannuïseerd over de technische levensduur van de techniek.

Op deze manier tellen de SDE-uitgaven op dezelfde manier mee als andere kosten en baten voor de overheid.

9

Methodologie: aanpak en betekenis indicatieve kostencurves

Functie en consequenties daarvan

De indicatieve kostencurves fungeren als een soort keuzemenu voor nader uit te werken beleidsmaatregelen gericht op de technische potentiëlen in de curves. Om de selectie van nader uit te werken maatregelen door de IBO-werkgroep te ondersteunen heeft het IBO-secretariaat ECN en PBL gevraagd om indicatieve kostencurves van technische potentiëlen op te stellen. De hier getoonde kostencurves houden geen rekening met de instrumenteerbaarheid van potentiëlen, overlap tussen potentiëlen en andere interacties.

Relatie tot factsheets

Het opstellen van de curves is vooraf gegaan aan het doorrekenen van de factsheets. De analyses voor de factsheets zijn veel uitgebreider en daarmee robuuster, hoewel ook hier in een aantal gevallen indicatieve berekeningen nodig waren. De factsheets gaan verder uit van een specifieke beleidsmaatregel, terwijl de curves primair van technische opties uitgaan. De getallen voor de curves en die in de factsheets wijken daardoor vaak van elkaar af.

Een verschil tussen de factsheets en de curves voor 2030 is verder dat de factsheets voor 2030 alle kosten en effecten vanaf 2013 omvatten, terwijl de curves voor 2030 alleen de kosten en effecten vanaf 2020 omvatten.

Effecten van bestaand beleid tot aanvullende potentiëlen

De curves omvatten zowel kosten en effecten van vastgesteld en voorgenomen beleid dat al onderdeel is van de NEV, als van opties voor verdere emissiereductie. Deze paragraaf toont een aantal van de curves en beschrijft globaal de gevolgde aanpak.

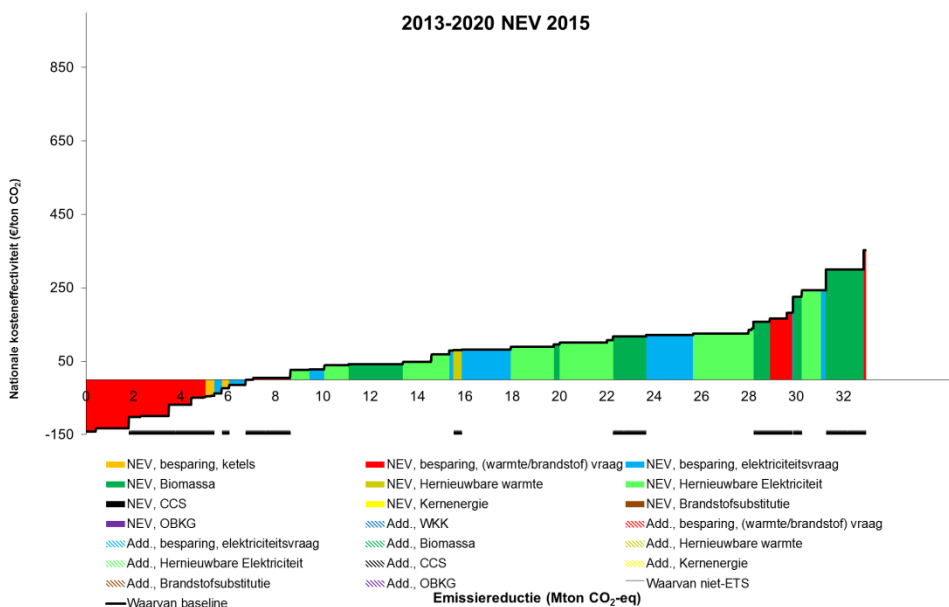
Kostencurves voor 2020 en 2030

De curves omvatten emissie-effecten voor 2013-2020 en 2020-2030, en voor 2030 een curve inclusief additionele technische potentiëlen. Van de laatste curve zijn twee varianten: een waarin Nederland alleen haar eigen bestaande elektriciteitsvraag verduurzaamt, en een waarin Nederland elektriciteit gaat exporteren of extra elektriciteit produceert voor elektrificatie van warmteproductie en transport.

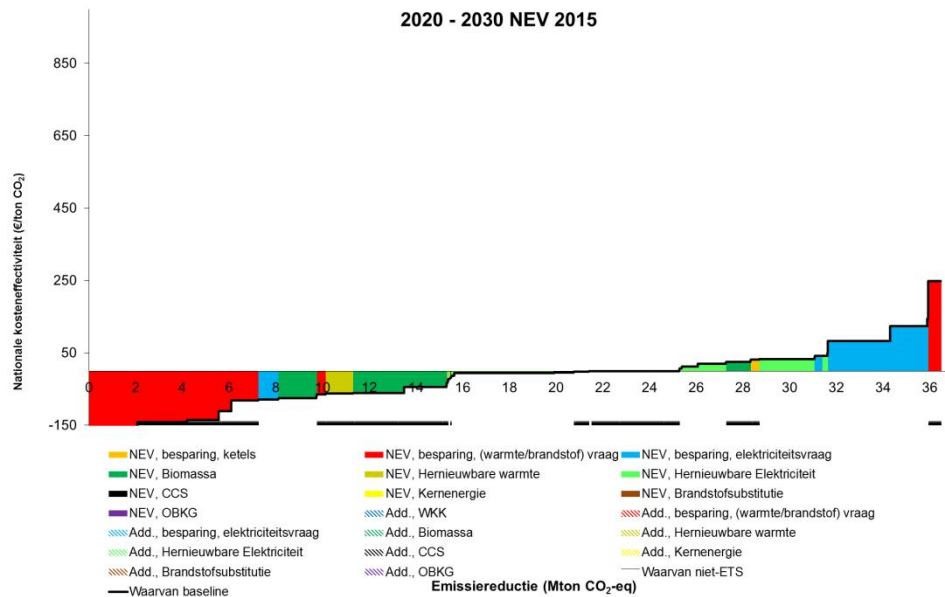
De effecten en kosteneffectiviteiten in de curve gaan over effecten buiten en binnen het ETS. Bij die laatste maken de curves geen onderscheid naar effecten binnen of buiten Nederland.

Toelichting curve

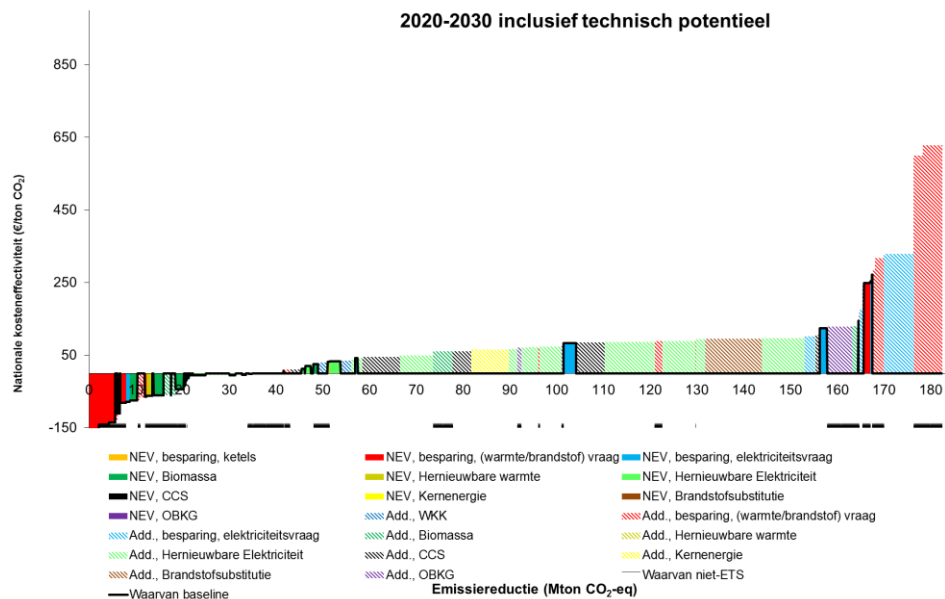
De delen van de curve met een uitgesproken kleur en omgeven door een zwarte lijn vertegenwoordigen de emissiereducties die in de NEV-raming zijn meegenomen (onder invloed van beleid en autonoom). De lichtere delen in de curves (pastelkleuren) bevatten de additionele potentiëlen. De delen van de curve met daaronder een zwarte lijn vertegenwoordigen de emissiereducties die (voornamelijk) buiten het ETS vallen.



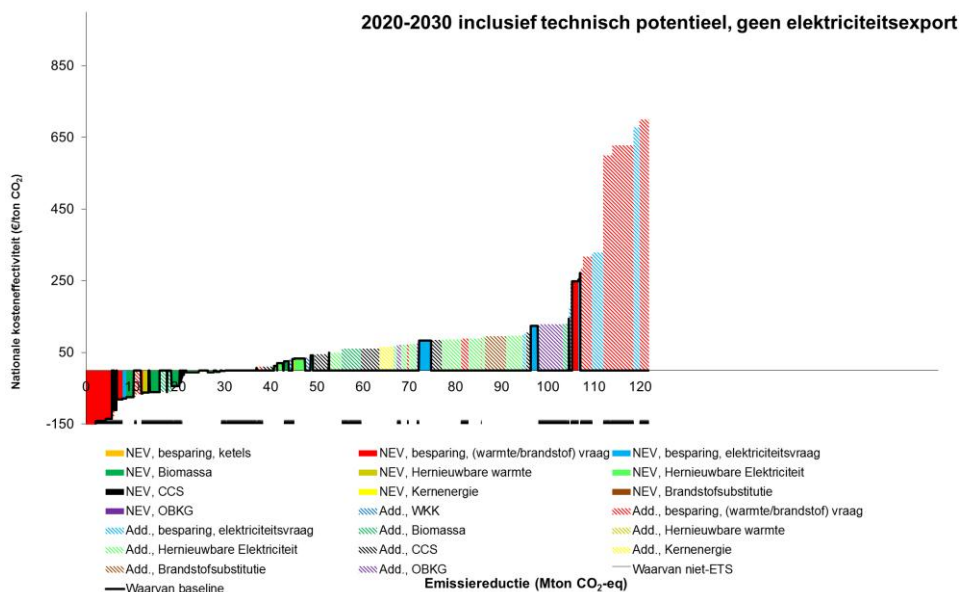
Figuur 22: Kostencurve maatregelen NEV2015 2013-2020 vastgesteld en voorgenomen beleid



Figuur 23: Kostencurve maatregelen NEV2015 2020-2030 vastgesteld en voorgenumen beleid



Figuur 24: Kostencurve maatregelen NEV2015 2020-2030 inclusief technisch potentieel



Figuur 25: Kostencurve maatregelen NEV2015 2020-2030, waarbij het technische potentieel van maatregelen in de elektriciteitsopwekking is teruggedraaid naar 100% verduurzaming van de binnenlandse elektriciteitsvraag

Indicatief karakter

Het gaat om indicatieve kostencurves, alleen bedoeld voor de ondersteuning van het besluitvormingsproces door de IBO-werkgroep. De indicatieve kostencurves moesten bovendien in een zeer korte periode tot stand komen. Dat betekent dat de kostencurves niet of zeer beperkt bruikbaar zijn voor andere doelen, zoals het inschatten van totale emissiereductiemogelijkheden of kosten voor Nederland. Bovendien zijn kostencurves per definitie niet geschikt om interacties tussen maatregelen onderling weer te geven, hoogstens kan een specifiek pakket van maatregelen in de vorm van een kostencurve weergegeven worden.

Inherente beperkingen van kostencurves

Tussen verschillende maatregelen of technische opties zijn er vaak allerlei interacties: opties beperken of versterken elkaars effecten, kunnen met elkaar concurreren of elkaar juist faciliteren. De kostencurves – bedoeld als een soort keuzemenu om uiteindelijk te komen tot een maatregelpakket – kunnen per definitie niet op deze interacties vooruitlopen. De kostencurves laten daarom de mogelijkheden en kosten voor opties zien ten opzichte van een specifieke baseline, zonder rekening te houden met de invloed die opties op elkaars kosten en effecten hebben.

Decompositie van emissie-effecten in de NEV

Een deel van de kostencurves bestaat uit de beleidseffecten zoals verwacht in de NEV. De totale emissiereductie in de NEV is daarom opgesplitst in deeleffecten per sector, en soort maatregel. De dominante effecten in de NEV bestaan uit de verbetering van de energie-efficiency, en uit de toename van hernieuwbare energieproductie.

Efficiency-effecten uit de NEV in de curves

De decompositie van besparingseffecten maakt gebruik van de berekening van finale besparingseffecten vanaf 2013 in MONIT-conversie, een model dat de (primaire)

besparingen volgens het Protocol Monitoring Energiebesparing uitrekent. MONIT-conversie kan deze berekening ook in finale termen doen, en levert de bespaarde PJ's op voor vijf eindgebruikerssectoren (huishoudens, industrie, HDO, landbouw, transport) en separaat voor besparing op warmte/motorbrandstof, op elektriciteit en besparing door rendementsverbeteringen bij ketels. Vanuit de NEV zijn bovendien drie beleidsvarianten beschikbaar, die het mogelijk maken de effecten op te splitsen in beleids-effecten en autonome besparingen zonder Energieakkoord, besparingen door vastgesteld beleid uit het Energieakkoord, en besparingen door voorgenomen beleid uit het Energieakkoord.

Met behulp van emissiefactoren voor gas, elektriciteit en motorbrandstoffen is het mogelijk de bijbehorende emissie-effecten te bepalen.

Berekening nationale kosten van efficiencyverbetering

Vanuit de NEV2015 is er informatie over eindgebruikersenergieprijzen en commodityprijzen per sector en energiedrager (gas, elektriciteit, motorbrandstoffen), en indicaties van de levensduur van maatregelen. Ook zijn ruwe schattingen gemaakt voor de terugverdientijden die – al dan niet beïnvloed door beleid – representatief zijn voor een bepaalde sector en maatregel. Met deze informatie zijn als volgt de nationale kosten benaderd:

- Eindgebruikersenergieprijzen per sector en een schatting van de representatieve terugverdientijd geven een indicatie van de meer-investeringen.
- Annuïsering van deze meer-investeringen met de disconteringsvoet van 4% over gemiddelde levensduren leveren de jaarlijkse kapitaalkosten vanuit nationaal perspectief.
- De effecten op energiegebruik leveren met de betreffende commodityprijzen de nationale energiebaten.
- Bij besparingstechnieken zijn meerkosten voor bediening en onderhoud meestal verwaarloosbaar.
- Optelling van de jaarlijkse kapitaalkosten en de nationale energiebaten leveren een proxy van de nationale kosten.

Deze methode is ook bruikbaar bij een aantal hernieuwbare energietechnieken bij eindgebruikers, zoals zon-PV bij huishoudens.

Potentiële aanvullende besparingen

De aanvullende besparingsmogelijkheden zijn gebaseerd op expert judgement per sector. Leidend hierbij is de beleidsdruk in de NEV: als die hoog is, is het aanvullende potentieel kleiner en duurder. De kosteneffectiviteiten zijn op dezelfde manier afgeleid met inschattingen van levensduren en terugverdientijden

Hernieuwbare energie onder de SDE

Bij hernieuwbare energie maakt de berekening gebruik van informatie uit Resolve-E. De gebruikte informatie bestaat uit de basisbedragen voor de verschillende technieken, de realisaties binnen de NEV, de beschikbare technische potentiëlen, de prijzen van elektriciteit en brandstoffen en de zogenaamde profieffecten van een aantal technieken. Het profiel-effect gaat over de prijsdaling van elektriciteit op een bepaald moment als er op dat moment heel veel aanbod van wind en/of zon is. Wind en zon

krijgen daardoor gemiddeld een lagere prijs voor hun elektriciteit dan technieken die hun aanbod kunnen regelen op de vraag.

Effecten

Voor de verschillende technieken is informatie beschikbaar over productie van warmte en elektriciteit en/of consumptie van biomassastromen. Met deze informatie is het mogelijk om ten opzichte van fossiele referentietechnieken de emissiereductie te benaderen, door gebruik van emissiefactoren voor elektriciteit, warmte, of verdrongen brandstof.

Kosten

De basisbedragen vertegenwoordigen de integrale kosten van de technieken vanuit het perspectief van de investeerder, dus zonder verrekening van de opbrengsten uit de elektriciteitsmarkt. Bij kapitaalintensieve technieken is de disconteringsvoet het belangrijkste verschil met het nationale perspectief. Het verschil tussen basisbedragen vanuit investeerdersperspectief naar "basisbedragen" vanuit nationaal kostenperspectief heeft vooral te maken met de disconteringsvoet, de vertaalslag heeft als volgt plaatsgevonden:

- Voor een aantal representatieve casussen (wind op land, wind op zee, zon-PV, biomassa meestook) is specifieke informatie beschikbaar over de opbouw van de kosten (investeringen, O&M).
- Met die specifieke informatie is het mogelijk om een "basisbedrag" uit te rekenen vanuit privaat perspectief (met een discontering van ca. 7%) en vanuit nationaal perspectief (discontering van ca. 4%).
- De factor tussen beide bedragen wordt gebruikt om voor elke categorie waarvoor de casus representatief is de vertaalslag te maken naar "basisbedragen" vanuit nationaal perspectief.
- Verrekening van die bedragen met de inkomsten uit elektriciteit op basis van de commodity prijs van elektriciteit en het profieffect levert een proxy van de netto nationale kosten.

De berekening houdt geen rekening met het verschil in beschikkingsduur van de SDE en de werkelijke technische levensduur. Als de technische levensduur langer is dan de beschikkingsduur levert deze aanpak daardoor een overschatting van de nationale kosten op.

De berekeningen uit de factsheets zijn ook gebaseerd op informatie uit Resolve-E, maar die maken voor de kostenberekeningen geen gebruik van de basisbedragen als tussenstap, maar van omvattende bottom-up data over investeringen, O&M kosten, etc.

Overig

Voor een beperkt aantal overige maatregelen, vooral de aanvullende reductiemogelijkheden, komen de potentiële en kosten uit specifieke analyses en literatuurwaarden.

10

Referenties

Blanford G.J. et al. (2015): *Technological Uncertainty in Meeting Europe's Decarbonisation Goals*. CPB discussion paper 303, CPB, The Hague.

CBS (2015a): *Hernieuwbare energie in Nederland*. CBS, Den Haag.

CBS (2015b): *Statline*. <http://statline.cbs.nl>.

CPB (2015): *Btw en de reistijdwaardering van zakelijke reizen en goederenvervoer in maatschappelijke kosten-batenanalyse*. CPB, Den Haag.

CPB/PBL (2015): *Maatschappelijke kosten en baten prijsbeleid personenauto's*. CPB/PBL, Den Haag.

DGMR (2015): *Variantberekeningen voor eisen aan BENG*
<http://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/07/Variantberekeningen%20-%20DGMR.pdf>.

Dueck, Th. A., C.J. van Dijk, F. Kempes, T. van der Zalm (2008): *Emissies uit WKK-installaties in de glastuinbouw. Methaan, etheen en NO_x concentraties in rookgassen voor CO₂ dosering*. Nota 505, Wageningen UR Glastuinbouw, Wageningen, januari 2008.

DVS (2011): *Onderzoek invoering verhoging maximumsnelheid naar 130 km/h*. Rijkswaterstaat Dienst Verkeer en Scheepvaart, Delft.

EC (2009a): *Regulation (EC) No 1222/2009 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2009 on the labelling of tyres with respect to fuel efficiency and other essential parameters*.

EC (2009b): *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*.

EC (2014a): *Communication: Strategy for reducing Heavy-Duty Vehicles fuel consumption and CO₂ emissions*, COM (2014) 285 final.

EC (2014b): *Impact Assessment Accompanying the document Strategy for reducing Heavy-Duty Vehicles fuel consumption and CO₂ emissions*, SWD(2014) 160 final, p. 106.

EC (2015): *Directive 2015/1513 of the European Parliament and of the Council of 9 September 2015 amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources*.

ECN (2014): *Potentieelschatting subsidie voor verhuurders op investeringen, huurprijs, huurtoeslag en woonlasten*. Notitie (vertrouwelijk), 2014.

ECN/DNV-GL (2015): *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015*. ECN-E--14-035, Petten.

ECN/PBL (2014): *EU-doelen klimaat en energie 2030: Impact op Nederland*. ECN-E--14-033; PBL-publicatienummer 1394, Petten/Den Haag.

Elsenbruch, T. (2009): *Formaldehyd-Emissionen Status & Lösungen*. GE Energy. *Jenbacher Gasmotoren*. 26 november 2009.

EnergyValley (2015): <http://www.energyvalley.nl/programmas/projecten/woodspirit>.

Geilenkirchen G., Renes G. en van Meerkerk J. (2014): *Vergroening van de aanschafbelasting voor personenauto's: Effecten op de verkoop van zuinige auto's en de CO₂-uitstoot*. PBL-publicatienummer: 970, PBL, Den Haag.

Goudappel Coffeng (2013): *Database verkeer 2011 voor milieumodellering*. Goudappel Coffeng, Deventer.

Greening L.A., Greene D.L. and Difulio C. (2000): *Energy efficiency and consumption – the rebound effect. A survey*. Energy Policy 28, 389-401.

Hammingh P., Smekens K.E.L., Plomp A., Koelemeijer R.B.A. (2010): *Co-impacts of climate policies on air polluting emissions in the Netherlands*. PBL report 500146003, PBL Bilthoven/Den Haag.

Hilbers, H., J. van Meerkerk, A. Verrips, W. Weijschede-Van Straaten, P. Zwaneveld (2015): *Achtergronddocument bij Maatschappelijke kosten en baten prijsbeleid personenauto's*. CPB en PBL, Den Haag.

Hout, M. van; P.R. Koutstaal (2015): *Effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales*. ECN-E--15-064, oktober 2015;

IEA (2013): *Global EV outlook 2013. Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020*. April 2013.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook_2013.pdf.

IEA (2015): *Global EV outlook 2015*. http://www.iea.org/evi/Global-EV-Outlook-2015-Update_1page.pdf.

De Jong G. de, Schrotten A., Van Hessen H., Otten M., Bucci P. (2010): *Price sensitivity of European road freight transport - towards a better understanding of existing results*.

KEMA (2007): *Overzichtsrapportage emissieonderzoek methaanemissies bij gasmotoren op continu vollast - juli 2007*. Auteurs H.J. Olthuis & P.A.C. Engelen, 50792926-TOS/TCM 07-7080. KEMA, Arnhem, 4 September 2007.

KEMA (2009): *Overzichtsrapportage vervolgonderzoek methaanemissies bij gasmotoren op continu vollast - voorjaar 2009*. Auteur: P.A.C. Engelen, 50964183-TOS/TCM 09-6715. KEMA, Arnhem, 3 november 2009.

KEMA (2011): *Hydrocarbon emissions from gas engine CHP-units 2011 measurement program*. Auteur: G.H.J. van Dijk, 74100741-GCS 12-1002 (anonymized report). KEMA, Groningen, 28 Juni 2012. Rapport beschikbaar via: <http://www.rwsleefomgeving.nl/onderwerpen/broeikasgassen/wkk-installaties/> (laatst bezocht oktober 2015).

KiM (2013): *De maatschappelijke waarde van kortere en betrouwbaardere reistijden*. Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid, Den Haag.

LTO Nederland (2013): *Mest en energie. De ultieme combinatie voor een duurzame veehouderij*. http://www.ltonoord.nl/sites/ltonoord.nl/files/lto_mest_en_energie_08_mei_2013.pdf

Meszler D., German J., Mock P., Bandivadekar A. (2012): *Summary of the EU cost curve development methodology*. Working paper 2012-5.

Ministerie van Financiën (2015). *Autobrief II*. 19 juni 2015.

Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer (VROM) (1994): *Methodiek Milieukosten*. Publikatiereeks Milieubeheer 1994/1.

Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer (VROM) (1998): *Kosten en baten in het milieubeleid: Definities en berekeningsmethodes*. Publicatiereeks milieustrategie, nr. 1998/6.

Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer (VROM) (2004): *Handreiking voor monitoring en evaluatie van klimaatmaatregelen*.

PBL/ECN (2011): *Naar een schone economie in 2015: routes verkend*. PBL/ECN, Den Haag.

Plomp, A.J., P. Kroon (2013): *De mogelijke aanscherping van vijf eisen in het Besluit emissie-eisen middelgrote stookinstallaties*. ECN-E--13-029, juni 2013.

RCI (2011): *CO₂ capture and storage in Rotterdam*. Brochure of Rotterdam Climate Initiative, May 2011.
[http://www.rotterdamclimateinitiative.nl/documents/CO₂%20network%20approch.pdf](http://www.rotterdamclimateinitiative.nl/documents/CO2%20network%20approch.pdf)
(last visited October 2015).

RVO (2013): *Investeringskosten energiebesparende maatregelen bestaande utiliteitsbouw*.

RVO (2015): <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/gebouwen/wetten-en-regels-gebouwen/energieprestatie-epc/regelgeving/beleid>

Schoots, K. en P. Hammingh (2015): *Nationale Energieverkenning 2015*. ECN/PBL, ECN-O-15-033.

Stralen, J. van, Dalla Longa, F., Beurskens, L.W.M., Uslu, A. (2012): *Functional description of the RESolve model kit and the biomass allocation*. ECN-E--12-019.

Su Q (2011): *Induced motor vehicle travel from improved fuel efficiency and road expansion*. Energy Policy 39, 7257-7264.

Tigchelaar, C. (2014). *Nulmeting subsidieregeling voor verhuurders*. ECN-N--14-015.

TNO (2014a): *Potential benefits of Triple-A tyres in the Netherlands*. TNO 2014 R10735, Delft.

TNO (2014b): *Indirecte en directe CO₂-uitstoot van elektrische personenauto's*. TNO 2014 R10665, Delft.

Traa M. (2015): *Trendextrapolatiemodel voor vrachtoparken (TREVA)*. PBL, Den Haag.

Traa M., Geilenkirchen G., Hilbers H. (2014): *Het kortetermijnramingsmodel voor het bezit en gebruik van personenauto's in Nederland (KOTERPA)*. Modelbeschrijving, PBL-publicatienummer 1221, PBL, Den Haag.

Verbeek R., Kampman B., Rabé E.L.M., Rijke X., Ligterink N. and Bleuanus S., (2009): *Impact of biofuels on air pollutant emissions from road vehicles, phase 2*. TNO report MON-RPT-033-DTS-03967.

Volkers, C.H. (2006). *NEV-RekenSysteem. Technische beschrijving*. ECN-E--06-042.

W/E (2013): *Aanscherpingsstudie EPC woningbouw en utiliteitsbouw 2015*. 20 december 2013.

ZEP (2011a): *Costs of CO₂ capture, report of Zero Emissions Platform*.
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/166-zep-cost-report-capture.html>.

ZEP (2011b): *The Costs of CO₂ Transport, report of Zero Emissions Platform*.
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/167-zep-cost-report-transport.html>.

Overige informatie waarvan gebruik is gemaakt

- <http://www.lente-akkoord.nl/wp-content/uploads/2014/01/WE-rapport-8504-Aanscherping-EPC-2015-eindrapport-versie-20-12-2013-.pdf>
- Fraunhofer ISE, 2015. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland – Fassung vom 16.10.2015.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- <http://www.erneuerbare-energien-und-klimaschutz.de/artikel/2012-10-solare-unabhaengigkeit/index.php>.
- <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Finland/>
- <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France/>
- <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville-EPR-timetable-and-costs-revised-0309154.html>
- <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/United-Kingdom/>
- <http://www.ft.com/cms/s/0/0d0d1a7e-5232-11e5-8642-453585f2cfcd.html#axzz3oXjwSTBA>
- <http://world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/USA--Nuclear-Power/>
- https://nuclearstreet.com/nuclear_power_industry_news/b/nuclear_power_news/archive/2015/02/02/voglte-3-and-4-face-delays-and-higher-costs-020201.aspx
- http://www.theguardian.com/environment/2015/oct/21/hinkley-point-reactor-costs-rise-by-2bn-as-deal-confirmed?CMP=tw_t_gu
- <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle>
- <http://www.laka.org/nieuws/2015/bouwkosten-kerncentrales-blijven-stijgen-3402/>
- http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub_Climate-Change-NP-2013_web.pdf.

ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 ZG Petten

T 088 515 4949

F 088 515 8338

info@ecn.nl

www.ecn.nl

