



IBO Financiering Energietransitie: Beleidsmatige keuzes in kosten, prikkels en verdeling

Datum 30 maart 2021
Status Definitief

Colofon

Titel IBO Financiering Energietransitie: beleidsmatige keuzes in kosten, prikkels en verdeling

Bijlagen

1. Taakopdracht IBO Financiering energietransitie
2. Samenstelling van de werkgroep
3. Overzicht van gesproken experts en betrokkenen
4. (Meer) beprijzing bij internationaal concurrerende bedrijven
5. Kalavasta en Berenschot, De financiering van de energietransitie tussen 2020 en 2050, 2021
6. Vergelijking ramingen en kostenberekeningen
7. Beleidsopties

Inlichtingen Ministerie van Financiën

Inspectie der Rijksfinanciën - Bureau Strategische Analyse

INHOUD

1	SAMENVATTING	6
2	INLEIDING	10
2.1	AANLEIDING	10
2.2	LEESWIJZER	11
2.3	PROBLEEMSTELLING EN DEFINITIES	11
2.4	AFBAKENING	12
2.5	METHODE.....	13
2.6	FINANCIEEL BEELD EN GRONDSLAG	14
3	EEN EMISSIEVRIJ ENERGIESYSTEEM: KOSTEN EN VERDELING	16
3.1	EMISSIEVRIJ ENERGIESYSTEEM 2050	16
3.2	LASTENVERDELING NU EN RICHTING 2030 BIJ BESTAAND EN VOORGENOMEN BELEID	18
4	KUNNEN DE NATIONALE KOSTEN OMLAAG?	29
4.1	PRIKKELS IN HET FINANCIERINGSSYSTEEM	29
4.2	SOCIALISERING VAN KOSTEN VIA NETTARIEVEN	33
4.3	KAPITAALBEHOEFTE VAN DE (REGIONALE) NETBEHEERDERS	39
5	KUNNEN DE LASTEN VAN DE ENERGIETRANSITIE ANDERS WORDEN VERDEELD?	40
5.1	BETAALBAARHEID EN LASTENVERDELING: DE ENERGIEREKENING	41
5.2	TOTAAL AAN LASTEN; VERSCHILLEN TUSSEN DIVERSE GEBRUIKERS EN GENERATIES.....	48
5.3	LASTENVERDELING TUSSEN GENERATIES	49
6	BELEIDSOPTIES OM OPLOSSINGEN TE BIEDEN VOOR FINANCIERINGSKNELPUNTEN	51
6.1	BETAALBAARHEID ENERGIETRANSITIE.....	51
6.2	OPLOSSINGSRICHTINGEN	53
6.3	AFSLUITEND	56
	BIJLAGE 1: TAAKOPDRACHT IBO FINANCIERING ENERGIETRANSITIE	57
	BIJLAGE 2: SAMENSTELLING VAN DE WERKGROEP	59
	BIJLAGE 3: OVERZICHT VAN GESPROKEN EXPERTS EN BETROKKENEN	60
	BIJLAGE 4 (MEER) BEPRIJZING BIJ INTERNATIONAAL CONCURRERENDE BEDRIJVEN	61
	BIJLAGE 5 DE FINANCIERING VAN DE ENERGIETRANSITIE TUSSEN 2020 EN 2050, KALAVASTA EN BERENSCHOT	62
	BIJLAGE 6 VERGELIJKING RAMINGEN EN KOSTENBEREKENINGEN	63
	BIJLAGE 7: BELEIDSOPTIES	67

1 Samenvatting

Het realiseren van de klimaatdoelstellingen is alleen mogelijk met forse én tijdige investeringen in het energiesysteem. Voor dit IBO hebben Kalavasta en Berenschot ingeschat dat tussen nu en 2050, jaarlijks iets meer dan € 10 miljard aan meerinvesteringen nodig zal zijn voor de energietransitie. Dit zijn investeringen die gedaan moeten worden door bedrijven (inclusief staatsdeelnemingen) en burgers, bovenop vervangingsinvesteringen van het huidige energiesysteem. In totaal gaat het om gemiddeld meer dan € 20 miljard per jaar.

Dit IBO bekijkt de financiering van de energietransitie vanuit het perspectief van de eindgebruikers: welke kosten zien zij op zich afkomen de komende jaren, hoe kunnen deze lager en hoe kunnen deze (anders) verdeeld worden? De kosten voor de eindgebruiker zijn niet per definitie hetzelfde als de omvang van de hierboven genoemde investeringen. Omdat groene investeringen veelal gepaard gaan met veel lagere variabele kosten en/of leiden tot een lager energiegebruik, zullen naar verwachting de totale (nationale) kosten voor de samenleving lager uitvallen dan de genoemde meerinvesteringen. Daarnaast kan de overheid door middel van belastingen en subsidies de kosten voor groepen eindgebruikers verlagen of juist verhogen.

Dit IBO voegt een perspectief toe aan vier recente rapporten: Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050 van de Studiegroep Invulling Klimaatopgave Green Deal, de Evaluatie van de energiebelasting, de Evaluatie van de ODE en de Toekomstverkenning van de ODE. De Studiegroep Green Deal heeft diverse opties in kaart gebracht om in Nederland de aanvullende CO₂-reductieopgave van 55% reductie ten opzichte van 1990 richting 2030 te realiseren. Het rapport van de Studiegroep geeft aan welke keuzes een volgend kabinet dient te maken om tot een optimale beleidsmix te komen en welke overwegingen hierbij een rol spelen. Uit deze beleidsmix zullen kosten volgen en het kabinet zal keuzes moeten maken over hoe deze rekening over de samenleving te verdelen. In alle varianten is een lastenverzwaring voorzien ter dekking van de benodigde uitgaven (variërend met de ambitie van € 3,6 tot 5,6 miljard). Dit IBO kijkt, in tegenstelling tot de Evaluaties EB en ODE en Toekomstverkenning ODE, naar de bredere eindgebruikerkosten, ook buiten de energiebelastingen.

Dit IBO heeft vijf hoofdboodschappen:

- 1. Met normeren en een betere beprijzing van CO₂ (EU-ETS) heeft Europa twee krachtige instrumenten in handen** om duurzame investeringen te stimuleren zonder het gelijke speelveld op Europees niveau aan te tasten. Het is een zekerheid dat de Europese Commissie een aanscherping van het ETS zal voorstellen. Hierdoor stijgt de prijs van CO₂ voor alle actoren die binnen het ETS vallen. Daarnaast zal de Europese Commissie voorstellen om de Richtlijn Energiebelastingen te hervormen zodat deze meer in lijn is met de klimaatdoelen. Dit zou kunnen betekenen dat minimumtarieven worden verhoogd en er minder ruimte wordt geboden voor vrijstellingen.

- 2. In aanvulling op Europees beleid, kan het Nederlandse CO₂ beprijzings-instrumentarium effectiever worden vormgeven en meer bewegen naar een uniforme CO₂-prijs,** bijvoorbeeld door een verschuiving in de energiebelasting van elektriciteit naar gas, en door vrijstellingen en de degressieve tariefstructuur in de energiebelasting aan te passen. Nederland kent diverse beprijzings-instrumenten en daarbinnen soms weer verschillende tarieven en vrijstellingen, waardoor op verschillende plekken in de economie CO₂ een andere prijs heeft. Door deze (impliciete) prijzen meer in lijn te brengen met een uniforme prijs, wordt CO₂ daar gereduceerd waar dat op dit moment het goedkoopst is. Bovendien kan een (meer) gelijke beprijzing van grootverbruikers of bepaalde sectoren juist bijdragen aan meer draagvlak onder burgers omdat de vervuiler (meer) betaalt. Er zijn op hoofdlijnen drie kanttekeningen te plaatsen bij beprijzing. Ten eerste kan beprijzing van internationaal concurrerende bedrijven leiden tot verplaatsing van bedrijvigheid en daarmee weglek van CO₂-uitstoot waarmee het klimaat niet geholpen is. Ten tweede werken prikkels niet volledig als actoren beperkt rationeel handelen. Tot slot kan een andere beprijzing leiden tot ongewenste verdelingseffecten, vooral in de gebouwde omgeving (zie boodschap 5).
- 3. Zonder tijdige aanpassing van het overheidsbeleid komen noodzakelijke investeringen in een emissievrij energiesysteem niet tot stand, ook niet als er Europees en nationaal effectiever geprijsd zou worden.** Ten eerste en bovenal is tijdig regie en coördinatie en garanties/subsidies vanuit het Rijk nodig om nieuwe infrastructuur zoals warmtenetten en waterstofnetten van de grond te krijgen. Regie en coördinatie is nodig om de maatschappelijk optimale energievoorziening aan te leggen door het coördinatiefalen ('kip-ei' problemen, vollooprisico's) op te lossen. Hierbij moet ook worden nagedacht over de levenscyclus van technologieën en moeten lock-ins worden voorkomen. Garanties en subsidies kunnen bijdragen aan het verlagen van discontovoeten door het beperken van vollooprisico's waardoor de kosten van de (met name nieuwe) infrastructuur worden verminderd. Ten tweede is doelmatigheid, in termen van laagste totale kosten, belangrijk om na te streven. Dit kan onder andere door meer transparantie over deze kosten en de prikkels juist te zetten via een adviesrol voor de ACM over de doelmatigheid. Lagere kosten dragen bij aan het (brede) draagvlak en tegelijk kunnen duurdere opties die beter ruimtelijk zijn in te passen juist weer bijdragen aan het (lokale) draagvlak. Een zorgvuldige weging is dan op zijn plaats. Ten derde zullen de regionale netwerkbedrijven niet in staat zijn om de benodigde investeringen te doen zonder voldoende eigen vermogen. Daarom is het nodig om een versterking uit te werken van de kapitaalbasis van de regionale netwerkbedrijven, indien nodig deels door het Rijk.
- 4. Met het huidige en voorgenomen beleid zal de stijging van de energierekening voor een huishouden met een gemiddeld verbruik naar verwachting beperkt zijn, maar met dit beleid worden de klimaatdoelen niet gehaald. De investeringen die huishoudens en bedrijven zelf moeten doen - en niet zichtbaar zijn op de energierekening - stijgen fors in de komende periode.** De naar verwachting beperkte stijging van de energierekening wordt onder andere verklaard door de verwachte energiebesparing en een beperkte oploop in de

nettarieven en Opslag Duurzame Energie (ODE) tot 2050. Hoe de ODE en nettarieven zich ontwikkelen hangt nog sterk af van Europese en nationale keuzes om de aanvullende opgave vanuit Europa in te vullen. Door de ex ante koppeling tussen de ODE en de SDE++ los te laten, kan een integrale afweging gemaakt worden hoe deze lasten en eventueel aanvullende lasten te verdelen. Dit geldt ook voor enkele infrastructuurposten, zoals het net op zee en minder gebruik van het gasnet, die nu bij huishoudens en bedrijven via de nettarieven op de energierekening in rekening worden gebracht. Specifieke kosten gerelateerd aan verminderd gebruik van het gasnet komen bij een steeds kleinere groep gasafnemers terecht. Door deze posten uit de nettarieven te halen en via de rijksbegroting te financieren, ontstaat ruimte voor een integrale afweging over waar deze lasten neer slaan.

- 5. Gedurende de transitie zullen de kostenverschillen, zowel de energierekening als investeringen, tussen eindgebruikers toenemen en die zijn lastig effectief te compenseren.** In toenemende mate zullen er verschillen in energiedragers ontstaan bij eindgebruikers: waar bijvoorbeeld eerst vrijwel alle huishoudens op aardgas verwarmden zal de één all-electric gaan verwarmen, de ander via een warmtenet en weer een ander via duurzame gassen. Dit betekent dat er op plekken afruilen ontstaan tussen enerzijds efficiëntere prikkels - zoals beprijzen via hogere EB/ODE - en een ongewenste lastenverdeling anderzijds. De verschillen in de energierekening en benodigde investeringen komen deels voort uit keuzes die niet door huishoudens zelf worden gemaakt (bijvoorbeeld door de wijkaanpak; wanneer je van het gas af gaat of bijvoorbeeld huurders die niet zelf hun woning kunnen isoleren) en is daarmee voor een deel onafhankelijk van het gedrag van een huishouden zelf. Het risico is dat bepaalde groepen achterblijven vanwege budgettaire beperkingen en/of keuzes waar huishoudens zelf geen invloed op hebben. Dit kan leiden tot een (gevoel van) onrechtvaardige lastenverdeling en daarmee het draagvlak voor de transitie ondermijnen. Naarmate de verschillen toenemen, worden generieke compensatie instrumenten zoals de belastingvermindering op de energiebelastingen of andere koopkrachtinstrumenten minder effectief. Het ligt dan voor de hand om deze verschillen meer bij de bron op te lossen, door een balans te vinden tussen aanpassingen in energie- en klimaatgerelateerde belastingen, gerichte subsidies en normeringen die leidt tot een voor de politiek aanvaardbare lastenverdeling. Binnen het energiedomein zijn echter beperkt inkomensgerelateerde instrumenten beschikbaar. De uitdaging zit in het vinden van een efficiënte mix van generieke en energiegerelateerde compensatie-instrumenten.

Dit IBO heeft een aantal alternatieven ontwikkeld voor bestaand beleid. De IBO-werkgroep geeft geen advies, maar zorgt voor een evenwichtige, feitelijke en neutrale presentatie van de effecten van het bestaande beleid en van de beleidsvarianten. Dit biedt ondersteuning aan besluitvorming door een volgend kabinet. De varianten zijn een selectie van opties en niet uitputtend. De IBO-werkgroep beveelt een volgend kabinet aan in ieder geval onderstaand 'keuze-lijstje' te behandelen.

Keuzes voor een volgend kabinet op kosten, prikkels en verdeling

Versterken (impliciete en expliciete) beprijzing broeikasgasemissies (CO₂) door:	
1	Meer uniforme nationale CO ₂ -prijzen op korte termijn door een lagere energiebelasting op elektriciteit en hogere energiebelasting op gas, in samenhang met de verwachte aanscherping EU Richtlijn Energiebelasting.
2	Meer uniforme nationale CO ₂ -prijzen op korte termijn door het verminderen van de degressiviteit, verlaagde tarieven en vrijstellingen in de EB en ODE, in samenhang met de verwachte aanscherping EU Richtlijn Energiebelasting.
3	Zoeken naar aanvullende mogelijkheden en kansen op langere termijn om CO ₂ beprijzing tussen sectoren en daarbinnen actoren meer uniform te maken.
Verlagen totale kosten infrastructuur elektriciteit en faciliteren versnelde aanleg van toekomstgerichte infrastructuur door:	
4	Meer regie en coördinatie op de benodigde toekomstige infrastructuur.
5	Oplossingen voor hoge investeringskosten en vollooptkosten bij nieuwe infrastructuur (zoals voor warmte, waterstof) door voldoende middelen voor garanties en subsidies
6	Lagere kosten door middel van ex ante adviesrol voor de ACM van onderbouwing omtrent de doelmatigheid van RCR-projecten, meer transparantie over de meerkosten van regionale wensen, of lokale overheden financieel (deels) verantwoordelijk maken voor de meerkosten van de eigen lokale wensen.
Een andere verdeling van de kosten en een meer integrale afweging waar de lasten van klimaatbeleid neerslaan door:	
7	De ex ante koppeling tussen de ODE en de SDE++ los te laten door de ODE af te schaffen of te bevriezen op het huidige niveau.
8	Eén of twee kostensoorten niet langer via de nettatarieven te bekostigen, maar deels of geheel via de algemene middelen, namelijk het net op zee en/of specifieke kosten gerelateerd aan verminderd gebruik van het gasnet.
9	Gerichte subsidies in de gebouwde omgeving.

2 Inleiding

2.1 Aanleiding

Conform de Klimaatwet streeft de overheid ernaar broeikasgasemissies in Nederland in 2030 met 49% t.o.v. 1990 te reduceren. In 2050 moeten de emissies met 95% gedaald zijn. Inmiddels heeft de EU het Europese doel verhoogd tot 55% in 2030 en (netto) klimaatneutraliteit in 2050. Deze aanscherping van het Europese doel zal onvermijdelijk ook leiden tot een aanvullende opgave in Nederland.¹

Ongeacht de exacte omvang van de opgave is duidelijk dat het realiseren van de klimaatdoelstellingen alleen mogelijk is met ingrijpende aanpassingen van het energiesysteem. Zowel aan de productiekant als aan de gebruikskant van het energiesysteem, bij huishoudens en bedrijven, zijn grote investeringen noodzakelijk. Ook de energie-infrastructuur zal ingrijpend moeten worden aangepast. Dit zijn investeringen die nodig zijn bovenop de investeringen die nodig zouden zijn voor het energiesysteem zonder een energietransitie. Tegenover deze zogenaamde 'meerinvesteringen' staan ook baten, bijvoorbeeld in de vorm van energiebesparing, waardoor de totale nationale kosten voor de samenleving lager uitvallen. Er zijn ook baten in de vorm van het voorkomen of verminderen van klimaatverandering, het verbeteren van de luchtkwaliteit en wooncomfort.

Kosten voor energie en energie-infrastructuur worden op verschillende manieren bij de samenleving in rekening gebracht. Een deel van de kosten komt tot uitdrukking in de prijs die energieproducenten in rekening brengen bij afnemers. Infrastructuurbedrijven brengen tarieven in rekening bij energiegebruikers. Daarnaast moeten huishoudens investeren in hun woning om over te schakelen op CO₂-neutrale verwarmings- en kooksystemen of elektrische auto's. Bedrijven moeten installaties en machines aanschaffen of aanpassen om over te schakelen op CO₂-neutrale energiedragers.

Naarmate de kosten van de energietransitie toenemen, wordt het maatschappelijke en politieke belang van het beteugelen van de kosten en de kostenverdeling groter. De EU heeft overeenstemming bereikt over verhoging van het 2030-tussendoel, van ten minste 40% reductie van broeikasgassen ten opzichte van 1990 naar netto ten minste 55%. Deze ophoging zal ook leiden tot een aanvullende reductieopgave in Nederland. Volgens de ambtelijke Studiegroep Green Deal is in alle varianten een lastenverzwaring voorzien ter dekking van de benodigde uitgaven (variërend met de ambitie van € 3,6 tot 5,6 miljard). De overheid heeft met de beleidsmix (normeringen, belastingen en subsidies) invloed op de totale nationale kosten én op de manier waarop deze kosten over verschillende groepen in de samenleving worden verdeeld. Voor het behoud van draagvlak is de verdeling van de kosten van de energietransitie belangrijk. Naast verdeling van de kosten zijn er

¹ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2021/01/29/aanbieding-eindrapport-studiegroep-klimaatopgave-green-deal>.

natuurlijk (veel) meer aspecten belangrijk voor draagvlak, waaronder leefomgeving, participatie, keuzevrijheid, en veiligheid.

2.2 Leeswijzer

Het vervolg van dit hoofdstuk zet achtereenvolgens uiteen hoe de IBO-werkgroep de onderzoeksvraag heeft gedefinieerd (par 2.3), het onderwerp heeft afgebakend (par 2.4), het onderzoek heeft aangepakt (par 2.5) en hoe het financiële beeld en de grondslag van het IBO er uitzien (par 2.6).

Hoofdstuk 3 van dit rapport beschrijft kort hoe het energiesysteem zal veranderen. Het gaat vervolgens in op de verdeling van de kosten over de samenleving die het gevolg is van het huidige beleid. Hoofdstuk 4 kijkt naar prikkels die van invloed zijn op de totale nationale kosten en hoofdstuk 5 naar de verdeling van die kosten. In hoofdstuk 6 wordt de samenhang tussen de prikkels en verdeling van de kosten en de beleidsvarianten gepresenteerd.

2.3 Probleemstelling en definities

Op basis van de taakopdracht (zie bijlage 1) heeft de werkgroep van dit IBO de volgende opdracht geformuleerd:²

Houdt de systematiek van (beleidsmatige) financiering en bekostiging van de investeringen in de verduurzaming van het energiesysteem, waarbij de kosten grotendeels via de energierekening worden omgeslagen, tegen het licht.

Er bestaat geen eenduidige definitie van het energiesysteem. Voor dit IBO wordt de volgende definitie gehanteerd: het energiesysteem is het geheel van productie, transport en gebruik van energiedragers in de economie.

Met verduurzaming wordt bedoeld het werken aan een energiesysteem dat netto geen uitstoot van broeikasgassen heeft. In dit rapport wordt met de term CO₂-emissies bedoeld broeikasgasemissies (in CO₂-equivalenten).

De term financiering gaat om het benodigde eigen en vreemd vermogen bij burgers en bedrijven om de benodigde investeringen voor de energietransitie te doen. Met investeringen worden de investeringen bedoeld die de maatschappij extra moet doen om de energietransitie te laten slagen, ten opzichte van de investeringen die anders voor een niet-duurzaam energiesysteem gedaan hadden moeten worden. Dit worden meerinvesteringen genoemd.

De term bekostiging gaat om de vraag hoe de Rijksoverheid middelen in het kader van de energietransitie ophaalt, bijvoorbeeld via de Opslag Duurzame Energie. Dit komt tot uiting in (EMU-relevante) lasten die bij burgers en bedrijven neerslaan en dus een relatie met de overheidsbegroting hebben.

Het totaal aan kosten, voor burgers en bedrijven, bestaat uit de som van EMU-relevante én niet-EMU-relevante lasten. Die laatste zijn kosten die burgers en bedrijven moeten maken om te voldoen aan normen en voorschriften of die buiten de begroting om lopen, zoals bijvoorbeeld nettarieven.

² Na publicatie van de taakopdracht heeft LNV zich gevoegd bij de werkgroep.

2.4 Afbakening

Dit IBO gaat *niet* over de optimale keuze van technische maatregelen voor de transitie richting 2030 en 2050, bijvoorbeeld hoeveel waterstof of hoeveel windenergie nodig is. De beleidsmatige varianten voor CO₂-reducerende maatregelen, uitgaande van de Europese context van de Green Deal, zijn geïnventariseerd door de ambtelijke Studiegroep Green Deal³ en waar relevant voor de financiering beschouwd in dit IBO.

De werkgroep van dit IBO heeft in lijn met de taakopdracht gefocust op de kosten die via de energierekening van huishoudens en bedrijven lopen, maar beschouwt ook de kosten die niet via de energierekening lopen. Het gaat dus over de kosten van energie zelf, de netwerkkosten en de energiebelastingen. In aanvulling daarop wordt ook rekening gehouden met het feit dat burgers kosten moeten maken en andere mogelijke financieringsknelpunten hebben om hun huis te verduurzamen.⁴ Aan de bedrijvenkant wordt ook naar de kosten gekeken die bedrijven moeten maken om aan normen en voorschriften te voldoen en naar de industrieheffing en het EU-ETS.

Deze afbakening impliceert dat een aantal financiële gevolgen buiten beschouwing blijft. Denk hierbij aan kostenstijgingen die doorwerken in productprijzen. Dergelijke tweede orde-effecten zijn niet onbelangrijk,⁵ maar de gevolgen hiervan voor de lastenverdeling zijn op dit moment niet adequaat te kwantificeren. Een analyse van de knelpunten in en beleidsvarianten voor de mobiliteitssector vallen buiten de scope, waardoor dit IBO niet kijkt naar bijvoorbeeld de accijnzen op benzine en diesel. Het was niet mogelijk om in het kader van dit IBO ook aan dit vraagstuk aandacht te besteden. Innovatie (en demonstratie/schaalvergroting) is een belangrijke voorwaarde voor kostenreductie, maar geen onderdeel van de scope van dit IBO.⁶ Dit IBO gaat ook niet over energiedragers die als grondstof worden gebruikt, zoals aardolie bij de productie van plastics.

Dit IBO beschouwt het geheel aan kosten, prikkels en lasten van de energietransitie en is daarom een toevoeging op de recent aan de Kamers verzonden EB- en ODE-Evaluaties en de Toekomstverkenning ODE. De Evaluaties en Toekomstverkenning kijken gedetailleerd naar de EB en ODE met als uitgangspunt dat deze voortgezet worden en oplossingsrichtingen voor de geconstateerde knelpunten passen binnen de huidige vormgeving. Het IBO gebruikt deze Evaluaties als input om deze in een bredere context te plaatsen en is voor de beleidsopties niet gebonden aan de huidige vormgeving.

³ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021.

⁴ Ook vervanging van de fossiele voertuigen brengt kosten met zich mee, maar de mobiliteitssector is buiten de scope van dit IBO.

⁵ Het CPB neemt aan dat bedrijven circa 80% van de lastenverzwaring zullen afwentelen op burgers via hogere tarieven.

⁶ Ook buiten de scope van het IBO valt klimaatbeleid gericht op emissies die niet gerelateerd zijn aan energieverbruik, waaronder een deel van de industriële productieprocessen en de niet-energetische emissies door landbouw en grondgebruik (veehouderij; veenweidegebieden; bomen, bos en natuur; voedselverspilling).

2.5 Methode

Dit IBO maakt gebruik van bestaande literatuur. Het beeld van de technische opgave van de energietransitie wordt kort geschetst aan de hand van vier al bestaande klimaatneutrale energiescenario's voor 2050.⁷ Informatie over de huidige situatie, het huidige beleid en mogelijk aanvullend beleid is gebaseerd op verschillende overheidsstukken en overzichtsdocumenten, waaronder bijvoorbeeld het Klimaatplan,⁸ de Klimaat- en Energieverkenning⁹ en het rapport van de ambtelijke Studiegroep Green Deal.¹⁰ Ook zijn de inzichten uit de Evaluaties EB en ODE en de Toekomstverkenning ODE¹¹ meegenomen in dit rapport.

Voor de knelpuntenanalyse zijn er daarnaast interviews gehouden met verschillende deskundigen en stakeholders. Zie bijlage 3 voor de lijst met geïnterviewde experts. De beleidsvarianten volgen uit de geïdentificeerde knelpunten en zijn opgehaald in de gesprekken met (beleid)deskundigen en stakeholders en uit de recente literatuur.

Daarnaast heeft dit IBO opdracht gegeven voor twee externe onderzoeken en geput uit een recent extern onderzoek dat in opdracht is verricht van Netbeheer Nederland.

De werkgroep heeft Kalavasta en Berenschot gevraagd een essay te schrijven over de financiering van de energietransitie, met aandacht voor de volgende twee vragen: 1) hoe hoog zijn de investeringen die gedaan moeten worden in de energietransitie en 2) welke investeringen zijn onrendabel?

Het CBS is gevraagd inzichtelijk te maken welke ontwikkelingen er op het gebied van energieverbruik en -kosten zichtbaar zijn de afgelopen jaren.¹² Meer specifiek hield dit in dat er gekeken is naar a) het energieverbruik in de totale economie (verdeeld naar sector en energiedrager), b) de verdeling van de energiekosten tussen huishoudens (naar inkomenskwartielen), c) de trends in energieverbruik (naar sector) en d) trends in de energiekosten voor huishoudens respectievelijk bedrijven. Het doel van het CBS-onderzoek was om een antwoord te geven op de vraag: hoe zijn de kosten van de energietransitie tot nu verdeeld over de verschillende groepen?

Tot slot heeft dit IBO geput uit een recent onderzoek dat PwC heeft verricht in opdracht van Netbeheer Nederland waarin een raming is gepresenteerd van de verwachte nettarieven voor huishoudens tot 2050, gebaseerd op de ontwikkeling van

⁷ Kalavasta en Berenschot, Klimaatneutrale energiescenario's 2050: Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, 2020. https://www.berenschot.nl/media/hl4dygfg/rapport_klimaatneutrale_energiescenario_s_2050_2.pdf

⁸ Op 1 april 2020 heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat conform de Klimaatwet het Klimaatplan 2021-2030 vastgesteld:

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/beleidsnotas/2020/04/24/klimaatplan-2021-2030>

⁹ PBL: Klimaat- en Energieverkenning 2019. <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2019>

¹⁰ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021.

¹¹ Publicaties verwacht april 2021.

¹² Deze zijn inmiddels gepubliceerd en te vinden op: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/aanvullende-statistische-diensten/2021/uitgaven-aan-energie-door-bedrijven-en-huishoudens-2010-2019>

de investeringen in het kader van de energietransitie en de operationele kosten van netbeheerders. Hierbij is onder andere rekening gehouden met de tariefregulering en het proces dat de ACM volgt inzake methodebesluiten.

In dit rapport worden ramingen gebruikt om een orde-grootte aan te geven en een richting voor beleid. Ramingen ten aanzien van energiegebruik en -kosten en beleidsmatige lasten in de toekomst zijn onzeker. Hoe verder in de toekomst, hoe groter de onzekerheid. Verschillende studies gebruiken verschillende methoden en hebben een ander doel en reikwijdte. Kostenschattingen uit verschillende studies kunnen daarom van elkaar verschillen.

Op dit moment bestaat er nog zo veel onzekerheid over de mogelijke nationale en Europese ontwikkelingen (technisch en in beleid), dat het niet mogelijk is gebleken om in het kader van dit IBO een daadwerkelijke micro-doorrekening op kosten en lastenverdeling te geven. Waar mogelijk is een kwantificering van effecten aangebracht, bijvoorbeeld rondom de ontwikkeling van de energierekening.

2.6 Financieel beeld en grondslag

Het energiesysteem in Nederland wordt grofweg via de rijksbegroting (inkomsten en uitgaven), de energierekening en aanvullende private uitgaven van burgers en bedrijven bekostigd.

De memorie van toelichting EZK-begroting 2020¹³ (vanaf p. 113) bevat een totaaloverzicht van alle uitgavenmaatregelen van alle ministeries (EZK, LNV, BZK en IenW) ten behoeve van het Energieakkoord, het Klimaatakkoord en de uitvoering van het Urgenda-vonnis. De Klimaatnota¹⁴ bevat een geactualiseerde tabel waarin ook niet-energiegerelateerde klimaatuitgaven en innovatiemaatregelen staan. Er zijn ook diverse maatregelen aan de lastenkant, voor een overzicht zie pagina 17 van het rapport Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050 van de ambtelijke Studiegroep Green Deal.

Dit IBO bevat geen beleidsvarianten met als primair doel besparing op de overheidsuitgaven. Het IBO Financiering energietransitie heeft tot doel om de manier van financiering tegen het licht te houden en de prikkels en lastenverdeling die daaruit volgen, waarbij het duidelijk is dat voor de energietransitie richting 2050 juist meer investeringen van de overheid en burgers nodig zullen zijn. Dit IBO kijkt vanuit het perspectief van de eindgebruiker en dat is niet hetzelfde als streven naar de laagste overheidsuitgaven of -lasten. Saldo-verslechterende opties kunnen gepaard gaan met hogere, dezelfde of juist lagere kosten voor de eindgebruiker. Bij het opstellen van de beleidsvarianten is wel gekeken naar doelmatigheidswinst. Zo zijn er opties uitgewerkt binnen de energiebelasting en Opslag Duurzame Energie die saldoneutraal of -verbeterend uitwerken. Er zijn ook opties die saldo-verslechterend uitwerken en waarvoor geen dekkingsvoorstel is gedaan.

¹³ Begroting EZK 2020.

<https://www.rijksbegroting.nl/2020/voorbereiding/begroting?hoofdstuk=40.6>

¹⁴ Klimaatnota 2020.

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2020/10/30/klimaatnota-2020>

De 16^e Studiegroep Begrotingsruimte adviseert een volgend kabinet, vanwege de grote onzekerheid over het verloop van het coronavirus en de impact op de overheidsfinanciën, het saldo niet structureel te belasten en dus de schuld niet structureel te laten oplopen. Indien het volgende kabinet dat advies overneemt, zullen structurele uitgaven of lastenvermindering op het terrein van energie en klimaat, gepaard moeten gaan met structurele lastenverzwaring of lagere uitgaven elders.¹⁵

¹⁵ 16^e Studiegroep Begrotingsruimte, Koers bepalen, kiezen in tijden van budgettaire krapte, 2020. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/10/12/rapport-studiegroep-begrotingsruimte>

3 Een emissievrij energiesysteem: kosten en verdeling

Dit hoofdstuk beschrijft de huidige en verwachte toekomstige lastenverdeling. Een tweetal (interacterende) factoren verklaren in belangrijke mate deze lastenverdeling en ontwikkeling daarin: de technische veranderingen in het energiesysteem zelf (waaronder meer diversiteit in energiedragers en meer kapitaalintensieve energieproductie) en het beleid. Dit hoofdstuk begint met een duiding van de technische veranderingen en beschrijft daarna de (toekomstige) lastenverdeling bij ongewijzigd beleid. Het bestaand en voorgenomen beleid is al in diverse recente openbare documenten goed beschreven en daarom in dit IBO alleen kort toegelicht waar nodig voor de leesbaarheid.

3.1 Emissievrij energiesysteem 2050

Het is onbekend hoe de wereld er in 2050 uit zal zien. Wel is bekend dat het energiesysteem drastisch zal veranderen om de klimaatdoelstellingen te halen: de energiemix moet schoner, maar wordt ook meer divers. Kalavasta en Berenschot¹⁶ schetsen aan de hand van vier scenario's hoe het Nederlandse energiesysteem in 2050 eruit kan zien. Kolen, olie en aardgas zullen op termijn een kleine tot geen rol spelen in de energiemix, terwijl het aandeel elektriciteit, waterstof/groen gas en warmte juist zal toenemen. De diversiteit in energiebronnen en -dragers neemt toe. Dat betekent dat vergelijkbare huishoudens en bedrijven, de gebruikers, in plaats van grotendeels aardgas of olieproducten, verschillende energiedragers voor verwarming of mobiliteit zullen gebruiken. Er zullen gebruikers zijn die enkel energie van het net afnemen en gebruikers die (ook) zelf produceren. Er worden nieuwe energiedragers geproduceerd met nieuwe technieken. Door weersafhankelijke energieproductie wordt ook het moment van gebruik meer bepalend voor de prijs. Elektriciteit en andere schone energiedragers hebben ook nieuwe, aangepaste of additionele infrastructuur nodig. Daarnaast zullen de ontwikkelingen in opslag van energie invloed hebben op de relatie tussen producenten en consumenten.

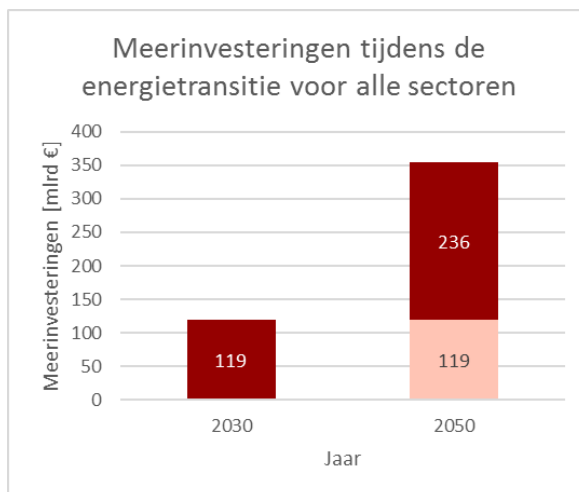
Wel is zeker dat er tijdig actie van de overheid nodig is om de klimaatdoelen (kostenefficiënt) te halen en de kosten evenwichtig te verdelen. Vanwege de veranderingen in het energiesysteem zal de overheid de prikkels en lastenverdeling continu moeten aanpassen. Welke aanpassingen precies wanneer nodig zijn blijft voor de lange termijn onzeker. Daarnaast hebben besluiten van omliggende landen en de EU effect op de kosten en verdeling ervan in Nederland.

Kalavasta en Berenschot schatten dat er *cumulatief* tussen nu en 2050, mede als gevolg van een meer kapitaalintensief energiesysteem, € 335 miljard aan meerinvesteringen nodig zal zijn voor een emissievrij energiesysteem. In bijlage 5 is het volledige essay toegevoegd. Figuur 1 hieronder toont de totale meerinvesteringen tot 2030 en tot 2050 ten opzichte van 2015. Dit telt op tot € 355 miljard in 2050. Tussen 2015 en 2020 is al ongeveer € 20 miljard uitgegeven. Deze schatting moet nadrukkelijk gezien worden als een eerste inschatting op basis van

¹⁶ Kalavasta en Berenschot, Klimaatneutrale energiescenario's 2050: Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, 2020. https://www.berenschot.nl/media/hl4dygfg/rapport_klimaatneutrale_energiescenario_s_2050_2.pdf

enkele toekomstbeelden en kan niet gezien worden als dé definitieve berekening. Meerinvesteringen worden door Kalavasta en Berenschot gedefinieerd als de investeringen die nodig zijn bovenop de “vervangingsinvesteringen”¹⁷ van het huidige energiesysteem. De schatting is dat er iets meer dan € 10 miljard per jaar aan meerinvesteringen nodig zal zijn voor de energietransitie (voor zowel productie, transport en gebruik). De eerste jaren tot 2030 zal dit iets minder zijn, ruim € 9 miljard per jaar en in de jaren tussen 2030 en 2050 afgerond € 11 miljard per jaar. Bij deze toename van meerinvesteringen horen tegelijk dalende variabele kosten, zoals hieronder toegelicht.

Figuur 1 Totale meerinvesteringen in het energiesysteem tot 2030 en 2050 ten opzichte van 2015. Tussen 2015 en 2020 is hiervan al ongeveer € 20 miljard uitgegeven.



Bron: Kalavasta en Berenschot (2021) *De financiering van de energietransitie tussen 2020 en 2050*.

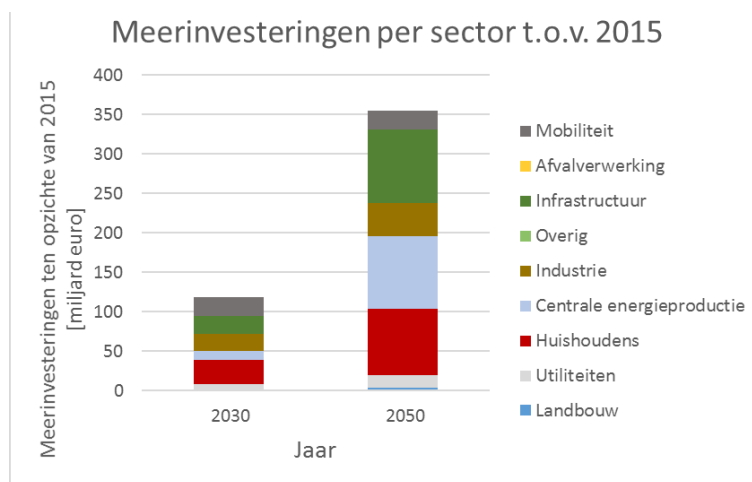
In alle sectoren zijn meerinvesteringen nodig, maar de totale meerinvesteringen verschillen per sector en lopen ook verschillend op tussen 2030 en 2050. Zie figuur 2 hieronder. Waar de mobiliteitssector na 2030 geen meerinvesteringen meer kent (ten opzichte van de huidige situatie met voertuigen met een verbrandingsmotor), nemen de meerinvesteringen in de industrie constant toe en zal in de gebouwde omgeving na 2030 een versnelling plaatsvinden. Ook voor de infrastructuur en centrale energieproductie zullen na 2030 nog forse meerinvesteringen gedaan moeten worden.

Doordat de variabele kosten in 2050 waarschijnlijk lager zijn, zullen de totale nationale kosten voor de samenleving aanzienlijk lager uitvallen dan de genoemde meerinvesteringen. Een deel van de variabele kosten zoals die nu bestaan voor de inkoop van kolen, olie of aardgas, wordt vervangen door hogere investeringen in zonnepanelen en elektrische auto's met veel lagere tot nagenoeg

¹⁷ Investeringen die nodig zijn om het bestaande systeem in stand te houden. Dit kan gezien worden als het investeringsniveau waaraan onze maatschappij al gewend is.

geen variabele kosten. Zie bijlage 6 voor een nadere toelichting hierop, en op de relatie met andere kostenramingen.

Figuur 2 Totale meerinvesteringen in het energiesysteem voor 2030 en 2050 t.o.v. 2015 per sector.



Bron: Kalavasta en Berenschot (2021) *De financiering van de energietransitie tussen 2020 en 2050*.

3.2 Lastenverdeling nu en richting 2030 bij bestaand en voorgenomen beleid

3.2.1 Totale lasten

Het totale vastgestelde en voorgenomen nationale klimaat- en energiebeleid, inclusief het Klimaatakkoord, verzwaart de collectieve lasten in 2030, ten opzichte van een scenario zonder klimaat- en energiebeleid, naar schatting met € 4,6 miljard, waarvan € 1,8 miljard voor huishoudens, € 2,6 miljard voor bedrijven en € 0,2 miljard voor het buitenland.^{18, 19} De lastenverzwaring voor huishoudens en bedrijven wordt voornamelijk gedreven door de stijging van de Opslag Duurzame Energie (ODE) en - in mindere mate - de energiebelasting (EB) en de beoogde afbouw van de salderingsregeling.

Ongeveer een derde van de totale lasten is niet-EMU relevant (via geboden, verboden of normeringen).²⁰ Voor gezinnen is het percentage niet-EMU relevante

¹⁸ CPB, Doorrekening van het Klimaatakkoord, 2019. Het voorgenomen en vastgestelde beleid is onvoldoende om tot 49% CO₂-reductie te komen en additioneel beleid is dus nodig.

¹⁹ De lastenverzwaring voor het buitenland komt voort uit de vliegbelasting hetgeen geen onderdeel is van dit IBO.

²⁰ In de begrotingssystematiek wordt onderscheid gemaakt tussen de EMU-relevante en niet-EMU-relevante lasten. *EMU-relevante lasten* zijn lasten met een relatie met het overheidssaldo zoals subsidies en belastingen. Om aan normen, voorschriften en verplichtingen te voldoen moeten burgers en bedrijven echter veelal ook kosten maken. Dit zijn de zogenoemde *niet-EMU-relevante lasten*. Ook een heffing die aanzet tot bedrijfsinvesteringen (zoals de CO₂-heffing industrie) en kosten van infrastructuur die worden doorberekend via nettarieven vallen onder niet-EMU-relevante lasten.

lasten 17% en voor bedrijven is dit 50%. Niet-EMU relevante lasten zijn bijvoorbeeld de kosten van nieuwe elektriciteitsnetten (op land en op zee) die worden doorberekend aan huishoudens en bedrijven via de nettarieven, evenals de kosten voor het verminderd gebruik van het gasnet. De CO₂-heffing voor de industrie leidt tot bedrijfsinvesteringen in emissiereductie.

De maatregelen uit het Klimaatakkoord leiden tot een positief inkomenseffect van 0,3% in 2030, maar gemiddeld genomen leidt het totale klimaat- en energiebeleid tot en met 2030 tot een (cumulatief) inkomenseffect van -0,4% voor huishoudens ten opzichte van 2018.

Daarnaast is de verwachting dat bedrijven zo'n 80% van de lastenverzwaring zullen afwentelen op huishoudens, waardoor er een extra negatief inkomenseffect ontstaat, -0,6% mediaan.²¹ Echter, een deel van deze lastenverzwaring vindt plaats ná 2030 omdat dan de nettarieven stijgen.

De aanpassing in de lastenverdeling van de ODE is een lastenverlichting voor huishoudens en een lastenverzwaring voor bedrijven.

Er is gekozen om de ODE-tarieven voor grootverbruikers sterk te verhogen om het MKB zoveel mogelijk te ontzien in deze lastenverschuiving van huishoudens naar het bedrijfsleven. Dit betekent vooral een stijging voor bepaalde sectoren in de energie-intensieve industrie en glastuinbouw.²² Volgens onderzoek van CE-Delft²³ is de gemiddelde lastenstijging als gevolg van deze ODE-schuif beperkt, bij de hele industrie € 204 miljoen per jaar. Wel zijn er enkele specifieke subsectoren die relatief gezien te maken hebben met een significante lastenstijging. Dit geldt specifiek voor de belichte teelt en de voorlopers in de energietransitie in de glastuinbouw, de chemie en de papier- en voedselindustrie. Deze tariefstijging vertraagt de gewenste transitie van gas naar elektriciteit in de glastuinbouw.²⁴

3.2.2 *Totale uitgaven aan energie: burgers en bedrijven*

In het kader van dit IBO is het CBS gevraagd om de totale uitgaven van huishoudens en bedrijven aan alle soorten energie in beeld te brengen.

Dit is dus breder dan enkel de energierekening en gaat ook over de motorbrandstoffen zoals benzine en diesel die buiten de scope van dit IBO vallen. Het CBS-overzicht bevat de uitgaven aan energiedragers en gerelateerde belastingen en accijnzen en niet de uitgaven aan installaties (en isolatie). Een uitsplitsing van deze kosten is voor beide groepen hieronder in figuur 3 te vinden.²⁵ Omdat de CBS-cijfers tot en met 2019 beslaan is de wijziging in de lastenverdeling van de ODE tussen huishoudens en bedrijven die vanaf 2020 is doorgevoerd niet zichtbaar in deze cijfers. Huishoudens dragen vanaf 2020 één derde bij aan de ODE (voorheen de helft), waardoor het totaal

²¹ CPB, Doorrekening van het Klimaatakkoord, 2019.

²² De 10 meest energie-intensieve zijn nog steeds uitgesloten en daarnaast zijn er ook energie-intensieve sectoren, zoals de glastuinbouw, die niet direct tot de industrie gerekend worden.

²³ CE Delft, ODE-impact op industrie. Effecten op kosten en verduurzaming, 2020. <https://www.ce.nl/publicaties/2536/ode-impact-op-industrie-effecten-op-kosten-en-verduurzaming>

²⁴ CE Delft en Wageningen Economic Research, Syntheserapport ODE-impact; Effecten op kosten en reductie CO₂, 2020.

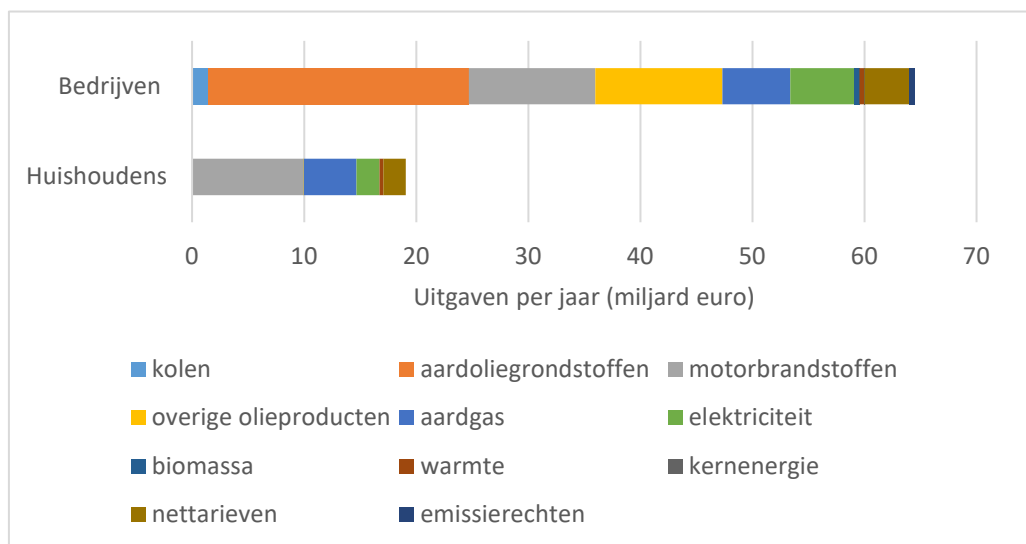
²⁵ CBS, Uitgaven aan energie door bedrijven en huishoudens 2010-2019, 2021. <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/aanvullende-statistische-diensten/2021/uitgaven-aan-energie-door-bedrijven-en-huishoudens-2010-2019>

aan energiebelastingen voor de meeste huishoudens gedaald is ten opzichte van 2019.

Huishoudens gaven in 2019 in totaal iets meer dan € 19 miljard uit aan energie en bedrijven meer dan € 64 miljard. Olieproducten en de bijbehorende brandstofaccijnzen maken het grootste deel uit van de totale kosten (€ 56 miljard). Daarna komen gas, elektra en warmte naar voren als de belangrijkste uitgaven. Zo geven huishoudens aan deze drie posten in totaal ruim € 7 miljard (exclusief nettarieven) uit terwijl dat voor bedrijven ruim € 12 miljard is. Het totaal dat aan energie werd uitgegeven, door burgers en bedrijven samen, is ongeveer 13,5% van het bruto binnenlands product (BBP). Dat komt in de buurt van bijvoorbeeld de totale uitgaven aan zorg (13,1% BBP).²⁶ De energie-uitgaven door huishoudens komt neer op zo'n € 2.400 per jaar.

De nettarieven gas, elektriciteit en warmte bedroegen in 2019 voor huishoudens bijna € 2 miljard²⁷ en voor bedrijven bijna € 4 miljard. Bedrijven (als geheel) dragen dus meer bij aan de nettarieven dan huishoudens. Nettarieven zijn 28% van de totale uitgaven aan gas, elektriciteit en warmte van alle huishoudens en ruim 32% van die uitgaven van alle bedrijven.

Figuur 3 Uitgaven aan energie door huishoudens en bedrijven, naar type energiedrager, 2019 (miljarden euro, incl. accijnzen, EB, ODE, excl. BTW).



Bron: CBS (2021) *Uitgaven aan energie door bedrijven en huishoudens 2010-2019*

Huishoudens betalen meer per joule energie dan bedrijven, zo betalen huishoudens € 40 per megajoule voor motorbrandstoffen en bedrijven € 13 per megajoule. Zie figuur 4 hieronder. Ook betalen huishoudens een hogere prijs voor elektriciteit, aardgas en warmte. Huishoudens zijn € 5 megajoule kwijt aan nettarieven, bedrijven € 3 per megajoule. De prijsverschillen hebben verschillende

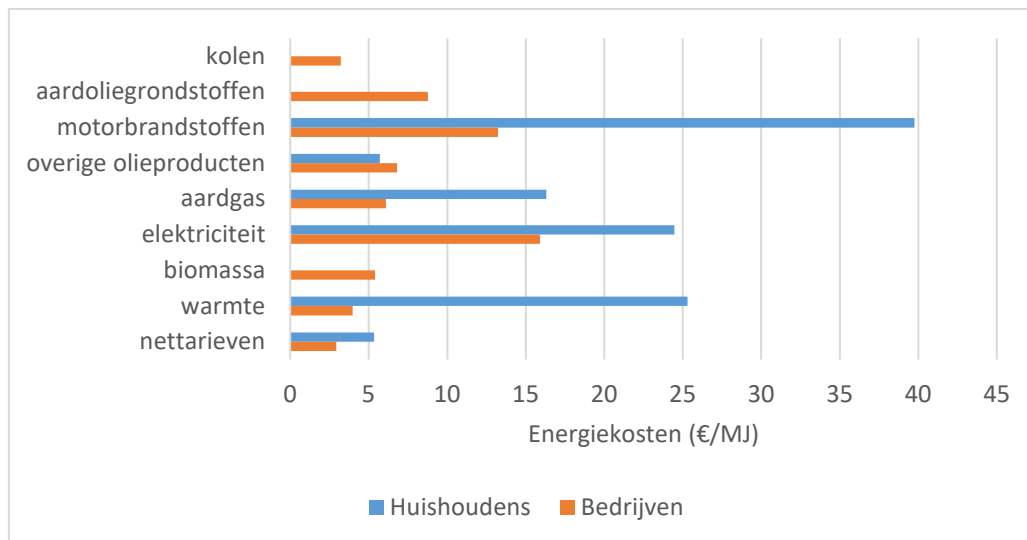
²⁶ CBS, Zorguitgaven stegen in 2019 met 5,2 procent, 2020. <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2020/24/zorguitgaven-stegen-in-2019-met-5-2-procent>

²⁷ De nettarieven zijn door CBS berekend via een macro- en een micro-benadering. De micro-benadering levert een hogere uitkomst op.

oorzaken, zo betalen grootverbruikers van energie lagere prijzen en hebben zij lagere tarieven voor de EB en de ODE.

Grootverbruikers van elektriciteit en aardgas kunnen ook lagere nettarieven hebben, bijvoorbeeld doordat zij rechtstreeks op de landelijke netten zijn aangesloten en niet meebetalen aan de regionale netten. Daarnaast kan elektriciteit intensieve industrie, bijvoorbeeld een zeer grote datacentrum, een korting op de nettarieven ontvangen die varieert tussen 0 en 90% door de "regeling volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie".²⁸ De correcties voor alle bedrijven in 2019 opgeteld bedroeg € 48 miljoen. Ook kunnen de kosten binnen een categorie energiedragers verschillen, zo betalen bedrijven jaarlijks € 2 per megajoule voor motorbrandstoffen met industriële toepassingen en € 19 per megajoule bij gebruik voor vervoer en opslag.

Figuur 4 Kosten van energie voor huishoudens en bedrijven, naar type energiedrager, 2019 (euro per megajoule, incl. accijnzen, EB, ODE, excl. BTW).



Bron: CBS, *Uitgaven aan energie door bedrijven en huishoudens 2010-2019, eigen berekeningen, 2021*. Noot: nettarieven zijn berekend als uitgaven aan nettarieven per getransporteerde joule aan aardgas en elektriciteit. De verhouding tussen aardgas en elektriciteit van huishoudens is ongeveer gelijk aan die van bedrijven.

Als op een andere manier de uitsplitsing weergegeven wordt van de totale energiekosten in Nederland, niet naar energiedrager maar naar type belastingen, dan ontstaat het beeld zoals geschetst in onderstaande tabel. Eén van de dingen die opvallen is de verhouding tussen volume en totale rekening. Met volume wordt bedoeld de energie-inkopen tegen basisprijzen, incl. marges en invoerrechten.

²⁸ Antwoord van Minister Wiebes op vragen van het lid Van der Lee (GroenLinks) over de korting op transporttarieven voor grootverbruikers, 2020. <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/ah-tk-20192020-2209.html>

Tabel 1 Uitgaven aan energie voor een selectie van economische sectoren, verbijzonderd voor belastingen en emissierechten, 2019 (miljoenen €, excl. BTW) (Bron: CBS, 2021)

	Huishoudens	Bedrijven
Totale energie-uitgaven²⁹	19063	64496
Waarvan:		
A. Volume³⁰	8260	54585
B. Nettarieven	1998	3962
C. Energiegerelateerde belastingen	8712	5425
<i>waarvan:</i>		
EB/ODE³¹	3717	2265
Motor-brandstofaccijnzen	4941	3110
Overige	54	50
D. Emissierechten (ETS)	0	524

Uit deze tabel kan worden afgeleid dat de verhouding tussen de uitgaven aan volume (dus enkel het verbruik) en de totale uitgaven tussen huishoudens en bedrijven substantiële verschillen vertoont. Van de totale uitgaven door huishoudens van € 19 miljard bestaat zo'n 43% uit de verbruiksgerelateerde kosten aan energie. De resterende 46% bestaat naast de nettarieven uit energiegerelateerde belastingen waarvan de EB, ODE en brandstofaccijnzen de belangrijkste zijn.

Voor bedrijven zijn deze cijfers behoorlijk anders: het aandeel volume van de totale rekening (circa € 64 miljard) is 85%. De resterende 15% bestaat voor 6% uit nettarieven en 8% uit energiegerelateerde belastingen waarvan ook in het geval van bedrijven EB, ODE en accijnzen de belangrijkste zijn. De emissierechten bedragen € 500 miljoen.

Het verschil in energiegerelateerde belastingen tussen huishoudens en bedrijven kan mede verklaard worden door de verschillende vrijstellingen (zowel op accijnzen als op de energiebelasting/ODE) waar bedrijven aanspraak op maken en de degressiviteit van de energiebelastingtarieven en de ODE. De vrijstellingen in de energiebelasting en accijnzen hangen vrijwel allemaal samen met de Europese Richtlijn Energiebelastingen. Deze Richtlijn geeft EU-lidstaten onder meer de ruimte voor belastingvrijstelling of -vermindering bij het gebruik van energieproducten en elektriciteit voor bepaalde processen.

De ontwikkeling van de nettarieven sinds 2015 laat zien dat deze voor huishoudens een iets groter deel van de energiekosten zijn gaan uitmaken, terwijl dit aandeel bij bedrijven licht is gedaald. Zie tabel 2 hieronder. Zo waren de nettarieven in 2015 zo'n 27% van de totale uitgaven aan energie van huishoudens,

²⁹ De cijfers in deze tabel (A+B+C+D) tellen niet volledig op tot de totale energie-uitgaven. De geringe verschillen zijn te verklaren uit het feit dat CBS data de belangrijkste componenten weergeven.

³⁰ Met volume wordt bedoeld de levering tegen basisprijzen.

³¹ De totale EB- en ODE-opbrengsten omvatten meer dan alleen de bijdrage van huishoudens en bedrijven. Naast de opbrengsten van de burgers en bedrijven draagt de overheid ook nog € 0,7 miljard bij aan het totaal, oftewel de totale EB/ODE opbrengst bedraagt € 6,7 miljard.

in 2019 was dat 28%. Voor bedrijven waren de nettarieven in 2015 circa 35% van hun totale energie-uitgaven aan gas, elektriciteit en warmte terwijl dat in 2019 circa 33% was. De totale energierekening voor burgers is in deze periode echter niet gestegen en zelfs gedaald, zoals tabel 4 in paragraaf 3.2.3 hieronder laat zien. Dit wordt verklaard door een daling in de variabele kosten en een stijging van de belastingvermindering.

Als gekeken wordt naar de totale uitgaven aan energie, is een relatief grote stijging te zien van de vaste componenten. Het overgrote deel betreft variabele componenten, dus die onderdelen die vooral relateren aan het eigen gebruik, en deze zijn relatief gelijk gebleven. Wat betreft de energierekening voor elektriciteit en gas (of warmte) is het overigens aan leveranciers en gebruikers om te bepalen hoe deze voor levering eruit ziet en welk aandeel vaste en variabele kosten daarin hebben.

Tabel 2 Uitgaven aan energie door huishoudens, naar aard van kosten, in miljoenen euro, 2010-2019*

Bedragen in €	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Totale uitgaven energierekening	11580	11752	12866	13239	12378	11746	11183	11332	12429	13559
Wv vaste kosten incl. BTW	279	430	644	900	845	882	785	1070	1273	1884
Wv variabel incl. belastingen incl. BTW	11301	11322	12222	12339	11533	10864	10398	10262	11156	11674

Bron: CBS, *Uitgaven aan energie door bedrijven en huishoudens 2010-2019, 2021.*

In de periode van 2010 tot 2019 zijn de belastingen (inclusief BTW) op alle uitgaven aan energie voor huishoudens met 47% toegenomen. Tabel 3 geeft inzicht in de ontwikkeling van de uitgaven aan belastingen tot en met 2019. Vanaf 2020 heeft een wijziging plaatsgevonden in de lastenverdeling van de ODE tussen huishoudens en bedrijven. Huishoudens dragen vanaf 2020 een derde bij aan de ODE (in plaats van de helft), waardoor het totaal aan energiebelastingen voor de meeste huishoudens gedaald is ten opzichte van 2019.

Tabel 3 uitgaven aan belastingen als onderdeel van de energierekening van huishoudens in miljoenen euro's, 2010-2019.

Bedragen in €	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Totale uitgaven energierekening	11580	11752	12866	13239	12378	11746	11183	11332	12429	13559
Wv totaal aan belastingen (vast & variabel)	4017	3951	4247	4715	4395	4297	4398	4508	5032	5889
EB voor aardgas en elektriciteit (incl. teruggave, excl. BTW)	2168	2075	2148	2368	2 152	2 112	2 232	2 237	2 333	2 685
ODE voor aardgas en elektriciteit (excl. BTW)	0	0	0	49	95	146	225	305	542	850
BTW	1 849	1 876	2 100	2 298	2 148	2 039	1 941	1 967	2 157	2 353

Bron: CBS, *Uitgaven aan energie door bedrijven en huishoudens 2010-2019, 2021.*

3.2.3 *Energierkening huishoudens; terugkijken en tot 2030*

Tabel 4 hieronder geeft de ontwikkeling van de gemiddelde energierekening tussen 2005 en 2017 en geeft daarnaast de raming voor 2030 voor aardgaswoningen. In de paragraaf hieronder wordt nader ingaan op het verschil in energierekening tussen woningen op gas, warmte en met/zonder zonnepanelen. De cijfers in onderstaande figuur zijn in reële prijzen.

De gemiddelde energierekening voor een huishouden is tussen 2005 en 2020 gedaald van € 20.550 naar € 1.596 per jaar. Deze daling komt voort uit een verminderd energieverbruik (energiebesparing) en stijging van de belastingvermindering (van € 249 naar € 436 per aansluiting).

Tabel 4 Ontwikkeling energierekening voor aardgaswoningen t/m 2030 uitgedrukt in prijspeil 2021³²

Bedragen in €	2005 ³³	2010 ³⁴	2017 ³⁵	2020 ³⁶	2021 ³⁷	2030 ³⁸
Elektriciteitslevering (kWh/jaar)	3.246	3.277	2.832	2.450	2.464	2.400
Vaste kosten voor levering en transport (nettarieven + vastrecht)	103	230	250	259	271	311
Variabele Kosten	376	285	159	158	142	199
Energiebelasting	299	429	308	243	232	65
ODE/MEP	69	0	22	68	74	75
Belastingvermindering	256	375	331	442	462	462
BTW	112	109	86	60	54	40
Subtotaal elektriciteit	703	678	495	346	311	228
Gasverbruik (m³/jaar)	1728	1659	1340	1197	1192	1100
Vaste kosten	154	178	197	211	213	212
Variabele kosten	643	573	361	324	262	394
Energiebelasting	339	318	363	404	416	442
ODE/MEP	0	0	23	94	102	106
BTW	215	203	199	217	208	242
Subtotaal gasrekening	1.352	1.272	1.144	1.250	1201	1396

³² Omdat de cijfers in de publicaties in verschillende prijspeilen zijn uitgedrukt zijn alle cijfers, behalve de 2021 getallen, gecorrigeerd voor inflatie. De inflatiecijfers zijn gebaseerd op de geharmoniseerde consumentenprijsindex (hicp) van 2021 uit de Macro Economische Verkenning 2021 van het CPB. Bron: CBS "Huishoudens betalen bijna 10 procent minder voor energie"

³³ PBL, Analyse ontwikkeling Energierkening, 2019.

³⁴ idem.

³⁵ idem.

³⁶ CBS, Huishoudens betalen bijna 10 procent minder voor energie, 2020.

³⁷ PBL, Lagere energierekening, effecten van lagere prijzen en energiebesparing, 2021.

³⁸ PBL, Ontwikkelingen in de energierekening tot en met 2030, 2021.

Totaal	2.055	1.950	1.639	1.596	1.512	1.580
totaal EB en ODE (€)	706	747	717	809	823	688
totaal EB en ODE na belastingvermindering (€)	451	372	386	367	361	226
aandeel EB en ODE in totaal (%)	22%	19%	24%	23%	24%	14%

Er is een grote spreiding in het energieverbruik van huishoudens binnen Nederland, die ontstaat door verschillen in woningtype, bouwjaar, oppervlakte en aantal bewoners per woning. Ook kan energiezuinig gedrag van bewoners en investeringen in energiebesparende maatregelen een groot effect hebben. Tabel 5 hieronder geeft de energierekening tussen 2018 en 2020 naar huishouden of woningtype, op basis van verbruik in 2018 en met de prijzen van de desbetreffende jaren (in januari).

Tabel 5 Totale energierekening (2018-2020) op basis van verbruik 2018

Totale energierekening op basis van verbruik 2018	Elektriciteit (kWh)	Aardgas (m ³)	2018 (€ ³⁹)	2019 (€ ³³)	2020 (€ ³³)
Een bewoner in nieuw, klein appartement	1640	670	940	1.140	960
Een bewoner in oud, klein appartement	1580	870	1.060	1.280	1.110
Twee of meer bewoners in oud, klein appartement	2280	1090	1.290	1.550	1.380
Een bewoner in oude, kleine rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	1730	1160	1.500	1.800	1.630
Een bewoner in oude, middelgrote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	2050	1380	1.360	1.620	1.450
Twee of meer bewoners in oude, kleine rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	2860	1330	1.640	1.940	1.780
Twee of meer bewoners in nieuwe, middelgrote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	3340	1170	1.630	1.930	1.750
Twee of meer bewoners in oude, middelgrote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	3290	1510	1.850	2.190	2.020
Twee of meer bewoners in oude, grote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	3950	2100	2.380	2.810	2.660
Twee of meer bewoners in oude, grote vrijstaande woning	4490	2620	2.840	3.350	3.210

Bron: CBS (2020), Huishoudens betalen bijna 10 procent minder voor energie.

³⁹ 2018 is op basis van prijzen van januari 2018, 2019 is op basis van prijzen van januari 2019 en 2020 is op basis van prijzen van januari 2020.

De energietransitie heeft als gevolg dat er ook verschillen zijn in de hoogte van de energierekening tussen huishoudens door verschillen in warmtebron en het wel of niet hebben van zonnepanelen. PBL (2020)⁴⁰ laat zien dat voor een middenscenario⁴¹ de gemiddelde energierekening voor een woning op aardgas in reële termen (prijsspeil 2019) stijgt van circa € 1.550 per jaar in 2019 naar circa € 1.600 per jaar in 2030, deze stijgt dus zeer licht. Huizen (op aardgas) met zonnepanelen hebben een beduidend lagere energierekening (€ 1.050 in 2020 en € 1.400 in 2030) maar zien wel een sterkere stijging bij de beoogde afbouw van de salderingsregeling. Voor woningen met een all-electric warmtepomp zonder zonnepanelen varieert de gemiddelde energierekening in 2030 tussen de € 650 en € 1.050 per jaar en voor woningen met een all-electric warmtepomp en zonnepanelen tussen de € 300 en € 700 per jaar. Hierbij geldt wel als kanttekening dat dit alleen de jaarlijkse energierekening betreft, en niet de eenmalige extra investeringen zoals de aanschaf van zonnepanelen of een warmtepomp. Wel is een groot deel van de nieuwe all-electric woningen een nieuwbouwwoning, die vanwege bouwnormen beter geïsoleerd is, en dus een lagere energievraag heeft dan een gemiddelde bestaande woning die van gas overschakelt op all-electric.

De hoogte van de energierekening alleen zegt nog niets over de betaalbaarheid voor een huishouden. Dat hangt immers af van het besteedbaar inkomen van een huishouden. Ook hangt het samen met de mogelijkheden die het huishouden heeft om energiebesparende maatregelen te nemen (en daarmee de energierekening substantieel te beïnvloeden). CE Delft (2021) heeft voor tien huishoudprofielen (verschillend in woningtype, oppervlakte woning en aantal bewoners) de te betalen energierekening afgezet tegen het besteedbaar huishoudinkomen voor het jaar 2018. Het besteedbaar huishoudinkomen is het inkomen dat een huishouden jaarlijks vrij te besteden heeft, dus na afdracht van belastingen en premies (met uitzondering van de EB en ODE). Een kanttekening bij deze studie is dat dit de situatie van 2018 betreft, inmiddels is dit beeld veranderd. Met name op het gebied van de belastingen, meer specifiek de ODE, hebben vanaf 2020 grote wijzigingen plaatsgevonden waardoor huishoudens minder ODE bijdragen (een derde) dan bedrijven (twee derde). Hierdoor is onderstaande analyse mogelijk een overschatting van de huidige situatie.

De tien huishoudprofielen besteden, op basis van de cijfers uit 2018, ongeveer 3% tot maximaal 6% van hun vrij besteedbare inkomen aan hun energierekening. Het laagste aandeel is voor een meerpersoonshuishouden dat woont in een nieuwe, middelgrote rijwoning. Het hoogste aandeel gaat naar een eenpersoonshuishouden wonend in een kleine oude rijwoning. Hier is de prikkel om te besparen op energieverbruik dus ook het hoogst.

Als de totaal te betalen EB en ODE, inclusief belastingvermindering, wordt afgezet tegen het besteedbaar inkomen gaat het om een percentage van 0,4% tot 1,7% van het besteedbaar inkomen in 2018. Hierbij heeft de

⁴⁰ PBL, Ontwikkelingen in de energierekening tot en met 2030, 2021.

⁴¹ In de midden-raming gaat het PBL uit van een middenwaarde voor verschillende kostenposten. Zie de bijlage van het PBL-rapport voor de kostenposten bij onderkant en bovenkant bandbreedte van de raming. Ramingen van het toekomstige verloop van (het variabele deel van) de energierekening zijn met veel onzekerheid omgeven, omdat energieprijzen zich moeilijk laten voorspellen en energieverbruik sterk afhankelijk is van de persoonlijke situatie waaronder de grootte en de energielabel van de woning.

belastingvermindering vooral impact bij de huishoudens met een laag verbruik, die gemiddeld gezien ook een lager inkomen hebben. De belastingvermindering heeft dus 'onder de streep' een sterk nivellerend effect op inkomens. Deze belastingvermindering is vanaf 2020 verder verhoogd.

De belastingvermindering kan leiden tot een negatieve belasting, waarbij het huishouden (of bedrijf) zelfs belasting ontvangt. Het ministerie van Sociale Zaken en Werkgelegenheid schat in dat ruim 500.000 huishoudens een negatieve energiebelasting hebben (7% van alle huishoudens) en dat ruim de helft hiervan in de laagste inkomensgroepen (eerste twee inkomenskwintielen) valt.

Onderstaande tabel schetst het totaal aan energiebelastingen in 2021 voor de verschillende huishoudprofielen van het CBS (verbruik 2018). In de tabel is onderscheid gemaakt tussen het totaal aan belastingen indien er sprake is van de belastingvermindering in de energiebelastingen, en het totaal aan belastingen in het geval er geen sprake is van een belastingvermindering.

Tabel 6 Totaal aan energiebelastingen (EB+ODE)

	Elektriciteit (kWh)	Aardgas (m ³)	2021 (€) Zonder belastingvermindering	2021 (€) Met belastingvermindering
Een bewoner in nieuw, klein appartement	1640	670	598	40
Een bewoner in oud, klein appartement	1580	870	694	136
Twee of meer bewoners in oud, klein appartement	2280	1090	915	356
Een bewoner in oude, kleine rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	1730	1160	869	310
Een bewoner in oude, middelgrote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	2050	1380	1.032	474
Twee of meer bewoners in oude, kleine rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	2860	1330	1.128	569
Twee of meer bewoners in nieuwe, middelgrote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	3340	1170	1.116	558
Twee of meer bewoners in oude, middelgrote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	3290	1510	1.287	729
Twee of meer bewoners in oude, grote rijwoning (tussen, hoek of 2-onder-1-kap)	3950	2100	1.696	1.137
Twee of meer bewoners in oude, grote vrijstaande woning	4490	2620	2.050	1.491

Bron: CBS "Huishoudens betalen bijna 10 procent minder voor energie"

Merk op dat deze profielen niets zeggen over de betaalbaarheid van de energierekening. Omdat de huishoudprofielen gemiddelden per klassen betreffen, geeft dit geen inzicht in hoeveel moeite huishoudens hebben met het betalen van hun energierekening. Daarvoor zijn specifieke huishoudkenmerken, zoals opgebouwde schulden en uitgavenpatroon, zeer bepalend. Dit geldt ook voor andere kostenposten voor huishoudens.

3.2.4 *Energierekening bedrijven*

Het is ingewikkelder om conclusies te schetsen over de energiegerelateerde lasten van bedrijven. De Evaluatie energiebelasting heeft een analyse van de financiële lasten van de EB en ODE voor bedrijven gedaan (specifiek de effecten van de wijzigingen in de tarieven in de periode 2018-2020, met een doorkijk naar 2025). De IBO-werkgroep adviseert het volgende kabinet om hier meer aandacht aan te besteden en beter in beeld te brengen hoe de energiegerelateerde lasten van verschillende bedrijven er uitzien en zich zullen ontwikkelen en ook wat voor effecten de beleidswijzigingen hierop zullen hebben.

Onderstaande tabel geeft indicatief inzicht in de hoogte en spreiding van de lasten van de EB en ODE voor verschillende typen bedrijven en sectoren. Deze sectorprofielen zijn opgesteld door CE Delft en gebruikt in de Evaluatie van de energiebelasting.⁴² De gekozen sectoren vormen geen representatieve of volledige afspiegeling van het Nederlandse bedrijfsleven, want omvatten alleen het gemiddelde verbruik per vestiging in een sector. Datzelfde geldt indien voor een bepaald profiel een bepaalde vrijstelling of verlaagd tarief in de berekening is toegepast. Juist ook binnen een sectorprofiel kan een behoorlijke spreiding van het energieverbruik en daarmee van de financiële lasten optreden. Voor een uitgebreide beschrijving en toepassing van deze profielen verwijzen wij naar de Evaluatie energiebelasting.

Tabel 7 Totaal aan energiebelastingen bedrijven per sectorprofiel van CE Delft

Sector	Gemiddeld belast gasverbruik per vestiging (m ³)	Gemiddeld belast elektriciteitsverbruik per vestiging (kWh)	2018 (€)	2019 (€)	2020 (€)	2025 (€)
Groot- en detailhandel, handel in auto's	3.000	33.000	3.362	3.821	4.078	4.678
Verhuur en overige zakelijke diensten	1.200	10.400	1.244	1.365	1.342	1.391
Horeca	9.200	55.400	6.455	7.460	8.309	9.869
Gezondheid- en verzorging	5.300	25.200	3.474	3.983	4.333	5.046
Glastuinbouw	347.800	820.800	31.150	35.726	47.546	57.729
Glas- en glaswerkindustrie	Grotendeels vrijgesteld	663.400	15.255	17.420	25.223	30.548
Zuivelindustrie	775.300	2.892.600	151.843	173.677	222.848	270.332
Papierindustrie	1.265.300	12.758.700	312.043	355.901	498.495	606.540
Textielindustrie	33.600	125.900	14.823	17.415	20.726	25.364
Meubelindustrie	4.700	25.200	3.301	3.776	4.087	4.737

Lasten zijn eigen berekeningen. Bovenstaande getallen zijn inclusief indexatie, inclusief belastingvermindering en exclusief BTW.

⁴² CE Delft, Evaluatie van de energiebelasting: Terugkijken (1996-2020) en vooruitkijken (2020-2030), publicatie verwacht april 2021.

4 Kunnen de nationale kosten omlaag?

In dit hoofdstuk wordt gekeken naar de vraag of de nationale kosten omlaag kunnen door eventuele inefficiënties in het huidige financieringsbeleid te verminderen. De doelmatigheid van de transitie, dus of beleidsdoelstellingen tegen de laagst mogelijke nationale kosten tot stand worden gebracht, is belangrijk. Dit hoofdstuk focust, naast belangrijke aandachtspunten uit bestaande studies, op enkele onderwerpen die onvoldoende aandacht hebben gekregen tot nu toe. Deze liggen met name op het gebied van infrastructuur. De laatste paragraaf van dit hoofdstuk gaat in op een ander knelpunt, namelijk de vermogensbehoefte van regionale netbeheerders.

Bij de analyse van de inefficiënties zal ook aandacht zijn voor mogelijke motieven om af te wijken van een volledig kostenefficiënt pad richting 2030. Sommige technieken, bijvoorbeeld in de gebouwde omgeving, zijn nu nog te duur maar vereisen wel al voorbereidend werk om ze van de grond te krijgen. Denk bijvoorbeeld aan de voorbereidingen benodigd om huizen van het aardgas af te halen. Ook zijn er maatregelen nodig die niet zelf tot emissiereductie leiden, maar wel noodzakelijk zijn voor de transitie, zoals het ontwikkelen van infrastructuur. Daarnaast kunnen ook brede welvaartsoverwegingen, waaronder de impact op ruimte en natuur een rol spelen, inclusief het draagvlak voor de energietransitie. En zoals in hoofdstuk 5 wordt beschreven, is de beleidsmix om tot kostenefficiënte reductie te komen bepalend voor de lastenverdeling. Prikkels gericht op (meer) efficiëntie kunnen leiden tot ongewenste verdelingseffecten die niet volledig met algemene koopkrachtmaatregelen te mitigeren zijn.

4.1 Prikkels in het financieringssysteem

Zonder overheidsbeleid verdienen burgers en bedrijven investeringen in het duurzame energiesysteem niet (volledig) terug of worden de investeringen überhaupt niet gedaan. Vaak komt dit omdat er sprake is van een onrendabele top, waarbij de investeringskosten hoger zijn dan de baten.⁴³

Een uniforme CO₂-prijs, waarbij iedereen hetzelfde betaalt voor CO₂-uitstoot, is in theorie de meest kostenefficiënte maatregel die de overheid kan instellen om burgers en bedrijven te prikkelen tot CO₂-reductie.⁴⁴ Dit is in theorie het beste instrument omdat het efficiënt is: het pakt het marktfalen van negatieve externe effecten direct en in alle sectoren in gelijke mate aan. CO₂ zal dan daar gereduceerd worden, waar dit het goedkoopste kan. Deze theorie gaat echter wel uit van volledig rationale actoren die op dezelfde manier reageren op prijsprikkels. Als actoren maar beperkt vooruitkijken of toekomstige beprijzing niet geloofwaardig achten, kan eenzelfde prikkel verschillend uitwerken. Bovendien bestaan er in de praktijk redenen om CO₂ op een ander tempo te reduceren, bijvoorbeeld het aansluiten bij natuurlijke vervangingsmomenten of vanwege beperkingen in bouwcapaciteit.

⁴³ Het terugverdiencriterium van de investeerder in de normale marktomstandigheden is meestal zelfs korter, afhankelijk de maatregel en sector. Als men daar van uit zou gaan is de onrendabele top dus nog groter.

⁴⁴ CPB/PBL, Op weg naar een wijze CO₂-prijs, 2019.

De theoretische *first best* situatie bestaat niet, al kent Nederland wel diverse beprijzings-instrumenten. Op Europees niveau bestaat sinds 2005 het Emissiehandelssysteem (EU-ETS), al is de sectorale scope beperkt tot de ETS-sectoren elektriciteit en energie-intensieve industrie. Daarbovenop geldt sinds begin 2021 nationaal een CO₂-heffing in de industrie. De glastuinbouw kent een eigen CO₂-sectorsysteem, waarbij tuinders op sectorniveau een heffing betalen als het vastgestelde CO₂-plafond wordt overschreden. De CO₂-uitstoot van gas- en elektriciteitslevering wordt indirect beprijsd via de energiebelastingen en brandstofaccijnzen, waar de grondslag de aan eindgebruikers geleverde energie is en niet de CO₂-uitstoot die hiermee gepaard gaat. Daarnaast wordt niet alle CO₂-uitstoot van de gas- en elektriciteitslevering aan de eindgebruiker belast door het bestaan van vrijstellingen.

Vanwege de huidige verschillende CO₂-prijzen is er efficiëntiewinst te behalen door de huidige (impliciete) prijzen op plekken meer in lijn te brengen met een uniforme prijs. Zo wordt elektriciteit in de energiebelasting per ton CO₂-uitstoot zwaarder belast dan aardgas, al zijn sinds 2016 de tarieven meer in lijn gebracht met de CO₂-emissies per verbruikte eenheid gas en elektriciteit.⁴⁵ Tegelijk zal de komende jaren de CO₂-uitstoot van een gemiddelde kWh elektriciteit hard dalen. Er gelden verder in de energiebelasting vrijstellingen voor aardgas gebruikt in industriële processen en in WKK's.⁴⁶ Hierdoor wordt een deel van de uitstoot in bijvoorbeeld de glastuinbouw en de middelgrote industrie niet beprijsd. Een hogere beprijzing daar zal leiden tot meer relatief goedkope CO₂-uitstootreductie. Daarbij moet wel oog zijn voor mogelijke weglekrisico's. Verder moet opgemerkt worden dat elektrificatie (overstap van aardgas op elektriciteit) als techniek voor emissiereductie in meerdere sectoren wenselijk is. Een verhoging van de beprijzing van elektriciteit heeft daarop (ceteris paribus) een negatief effect.

De meest efficiënte oplossing om CO₂-uitstoot duurder (en duurzame productie relatief goedkoper) te maken in de ETS sectoren is aanscherping van het EU-ETS. Naar verwachting zal de Europese Commissie in juni 2021 met voorstellen komen voor ondermeer de herziening van de Richtlijn betreffende het Europese systeem voor de handel in emissierechten (EU-ETS), om deze in lijn te brengen met het verhogen van de Europese doelstelling van 40% naar 55% reductie in 2030. Dit biedt kansen om de CO₂-uitstoot bij de industrie en elektriciteitsopwekking beter te beprijsen met minder risico's op weglek en leveringszekerheid.⁴⁷ Als gevolg van een afname in het aantal rechten zal de ETS-prijs toenemen waardoor investeringen in CO₂-arme technieken sneller rendabel worden. Hierdoor is minder subsidie nodig en kunnen met dezelfde hoeveelheid beschikbare SDE++-middelen meer projecten gesubsidieerd worden. Door de hogere ETS-prijs wordt het verschil met de nationale CO₂-heffing voor de industrie kleiner. Binnen de EU vermindert dit het risico op verplaatsing van bedrijvigheid en versterkt het de kans op verduurzamingsinvesteringen in Nederland ten opzichte van een

⁴⁵ CE Delft, Opties voor een CO₂-afhankelijke energiebelasting voor duurzame gassen, 2019.

⁴⁶ Warmte-kranchtkoppeling staat voor het gelijktijdig opwekken van warmte en kracht (elektriciteit). De energie is afkomstig van een brandstofcel, verbrandingsmotor of gasturbine en wordt meestal aangewend om een generator aan te drijven die op zijn beurt elektriciteit opwekt.

⁴⁷ Elektriciteitsproductie is een Europese markt waardoor hogere beprijzing in Nederland kan leiden tot minder export of zelfs weer import van elektriciteit. Het geeft tevens risico's voor de leveringszekerheid, omdat de warmte-kranchtkoppelingen (WKK's) en gascentrales voorlopig nog nodig zijn als het niet (voldoende) waait en de zon niet (voldoende) schijnt.

situatie waarin EU-ETS niet wordt aangescherpt. Naast de dispensatierechten, de gratis emissierechten die aan sommige bedrijven verstrekt worden, kan ook de invoering van een Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), waardoor de externe effecten van broeikasgasemissies worden ingeprijsd bij importgoederen, het concurrentienadeel dat mogelijk ontstaat verminderen of geheel doen verdwijnen.

Additionele nationale CO₂-beprijzing vereist beleid gericht op het creëren van een klimaatvriendelijk handelingsperspectief voor internationaal concurrerende bedrijven, anders kan productie (en dus CO₂-uitstoot) naar het buitenland worden verplaatst. Of hiervan sprake zal zijn is op voorhand moeilijk te zeggen; veel zal afhangen van de vormgeving van beleid inclusief flankerend beleid. Een studie van het CPB (2020) naar een vlakke CO₂-heffing voor de Nederlandse industrie boven op het EU-ETS stelt dat daardoor emissies voor 60% weglekken naar het buitenland. Hoewel het productieverlies voor de economie als geheel op lange termijn beperkt is aangezien bedrijven een handelingsperspectief hebben om CO₂ te reduceren, (al kunnen er grotere effecten zijn voor sectoren).⁴⁸ Complementair beleid, bijvoorbeeld in de vorm van beschikbare infrastructuur en subsidie op risicovolle projecten met een onrendabele top, is een factor die verplaatsing kan beperken, omdat bedrijven anders geen handelingsperspectief hebben. Het belang van deze maatregelen wordt ook benadrukt in de PwC speelveldtoets.⁴⁹ Zie bijlage 4 voor meer toelichting.

Additionele beprijzing in de gebouwde omgeving kan botsen met de wijkaanpak en daardoor leiden tot inefficiënties; ook hier zijn handelingsperspectief en betaalbaarheid belangrijk. Door niet individueel over te stappen van gas naar een alternatief, maar gezamenlijk als wijk, kan een efficiëntere uitkomst ontstaan. Dit geldt met name als een collectief warmtealternatief (zoals een warmtenet) de beste oplossing is. De collectieve aanpak botst echter met individuele prikkels (in de EB). Een hogere gasprijs, door een hogere EB op gas, wordt immers vaak aangedragen als een efficiënte oplossing om de businesscase van all-electric warmtepompen en warmtenetten rendabeler te maken. Ook verbetert hierdoor de balans met de CO₂-uitstoot. Door gas duurder te maken, wordt het verschil in kosten met het alternatief kleiner. Als een huishouden, in afwachting van een collectief warmtesysteem, maar beperkt of niet kan investeren in verduurzaming, dan kan het voor die huishoudens onredelijk voelen dat ondertussen de consumentenprijs van gas wordt verhoogd. Dit geldt niet voor alle investeringen; isolatie loont bijvoorbeeld in veel gevallen wel.

Met de huidige beprijzingsinstrumenten, inclusief de stijgende EU-ETS prijs, blijven de onrendabele toppen bestaan.⁵⁰ Om te prikkelen tot CO₂-reductie worden daarom ook subsidies en regulering/normering ingezet. De SDE++-subsidieregeling is momenteel het meest omvangrijke subsidie-instrument om de onrendabele top bij grootschalige hernieuwbare energieproductie en CO₂-reducerende technieken weg te nemen. Voor kleinere investeringen is er de ISDE, voor innovatie

⁴⁸ CPB, CO₂-heffing en verplaatsing, 2020.

<https://www.cpb.nl/sites/default/files/omnidownload/CPB-Achtergronddocument-CO2-heffing-en-verplaatsing.pdf>

⁴⁹ PwC, Speelveldtoets 2020.

⁵⁰ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021.

zijn er bijvoorbeeld de DEI, de MOOI en HER.⁵¹ Binnen subsidie-instrumenten kunnen mechanismen worden ingebouwd om de middelen zo doelmatig mogelijk in te zetten. De SDE++ werkt bijvoorbeeld als een veiling die gefaseerd wordt opgezet, waarbij de maximale subsidie per fase van de subsidieronde toeneemt. De SDE++ is techniekneutraal, dus de technologieën concurreren met elkaar. Dit stimuleert kostenreductie binnen de technieken. Hiernaast bestaat er ook regulering en normering, zoals het verbod op het gebruik van kolen bij elektriciteitsproductie.

Er ligt een wetsvoorstel in de Tweede Kamer over afbouw van de salderingsregeling die in zijn huidige vorm een inefficiënte prikkel vormt voor decentrale energieproductie. Burgers en kleine bedrijven die zelf elektriciteit opwekken met zonnepanelen hoeven op dit moment door de salderingsregeling alleen te betalen voor het saldo van de aan hen geleverde elektriciteit en de door hen ingevoede elektriciteit. Hiermee wordt het invoeden van elektriciteit fiscaal gestimuleerd met bijna 15 cent per kWh.⁵² De maximale subsidie in de SDE++ 2021 voor zon-pv is 4,9 cent per kWh is en wordt naar verwachting nog lager.⁵³ Deze hoge vergoeding in de salderingsregeling is niet kostenefficiënt vanuit het perspectief van nationale kosten, maar levert een belangrijke bijdrage om vooral zon op dak te stimuleren, wat veel partijen belangrijk vinden. Daarnaast zijn zonnepanelen op het eigen huis voor het overgrote deel van de bevolking de meest zichtbare vorm van hun bijdrage aan verduurzaming.⁵⁴ Er is een wetsvoorstel bij de Tweede Kamer ingediend om het salderen vanaf 2023 geleidelijk af te bouwen. Een steeds kleiner deel van de terug geleverde elektriciteit mag dan 'gesaldeerd' worden. Vanaf 2031 kan er door het wetsvoorstel niet meer worden gesaldeerd, maar ontvangen consumenten een vergoeding van hun energieleverancier voor de geleverde elektriciteit.

Door elektrificatie en het groeiende aandeel nieuwe energiedragers (met name moleculen) zal er behoefte zijn aan aanpassingen in de bestaande infrastructuur en aan nieuwe infrastructuur. Immers, infrastructuur is noodzakelijk om producenten en afnemers met elkaar te verbinden. De benodigde infrastructuuruitbreidingen en verzwaringen hangen af van de (locatie)keuzes van (nieuwe) gebruikers van de energie-infrastructuur. De netbeheerders elektriciteit zijn wettelijk verplicht iedereen binnen een bepaalde termijn aan te sluiten. In het wetsvoorstel Energiewet wordt voorgesteld dat netbeheerders pas hoeven aan te sluiten als er transportcapaciteit beschikbaar is, zodat de bestaande aangeslotenen niet ineens geconfronteerd worden met een tekort aan transportcapaciteit. Dit voorstel geeft een prikkel voor een meer bewuste locatiekeuze van nieuwe netgebruikers, omdat zij sneller worden aangesloten als zij zich vestigen op een plek waar nog transportcapaciteit is.

Het transporteren van energie(dragers) van de producerende naar de verbruikende partij kent drie aandachtspunten: 1) socialisering van kosten via nettarieven, 2) mogelijk minder efficiëntie in bestaande energienetwerken, waardoor

⁵¹ ISDE: investeringssubsidie duurzame energie en energiebesparing, DEI: demonstratie energie- en klimaatinnovatie, MOOI: missiegedreven onderzoek, ontwikkeling en innovatie, HER: hernieuwbare energietransitie.

⁵² Tarieven 2021 € 0,0928 EB, € 0,3 ODE, geeft inclusief BTW € 0,1228*1,21= € 0,1486 per kWh.

⁵³ Kamerbrief: Stimulering duurzame energie, 22 februari 2021.

<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-970523>

⁵⁴ Zie bijvoorbeeld Urgenda voorstel: <https://www.urgenda.nl/themas/klimaat-en-energie/40-puntenplan/>

de nationale kosten hoger kunnen zijn dan nodig en 3) de kapitaalbehoefte van regionale netbeheerders.

4.2 Socialisering van kosten via nettarieven

Enkele keuzes in het energiebeleid leiden tot hogere kosten van netbeheerders die, volgens de energiewetgeving, onderdeel zijn van de netkosten die via de nettarieven in rekening worden gebracht. Bij het maken en beoordelen van milieubeleid is het belangrijk om mee te wegen hoe het beleid de kosten (en daarmee de energierekening) van bijvoorbeeld netbeheerders beïnvloedt, en of er mogelijkheden zijn om bepaalde kostenposten buiten de tarieven te plaatsen. Het is nu onduidelijk of dat altijd gebeurt en of er in de relevante wetgeving en codes een scherpe selectie bestaat welke kostenposten gesocialiseerd mogen worden en welke niet. Zo worden schadevergoedingen die de toezichthouder oplegt aan de landelijke netbeheerder voor bijvoorbeeld te late oplevering van het net op zee⁵⁵ doorberekend in de nettarieven. De netbeheerder van het net op zee brengt geen tarieven in rekening bij afnemers. De ACM stelt enkel de toegestane inkomsten vast. Indien de subsidie voor het net op zee niet toereikend is, wordt het tekort aan inkomsten in rekening gebracht bij TenneT als netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, die het vervolgens wel mag verrekenen met de nettarieven. Een alternatief hiervoor is om schadevergoedingen op een andere manier te bekostigen, zodat het een heldere en transparante kostenpost is.

Een ander voorbeeld is dat netbeheerders de taak hebben gekregen om hoogspanningskabels boven woningen te verwijderen op verzoek van een gemeente. In dit specifieke geval hebben gemeenten wel een financiële prikkel gekregen om hier terughoudend mee om te gaan. Zij moeten namelijk 20% van de benodigde investering zelf bekostigen. Het overige deel van de kosten (80%) mag de netbeheerder verwerken in haar tarieven en doorbelasten aan alle eindgebruikers. Dit roept wel de vraag op waarom lokale wensen omtrent hoogspanningskabels in bepaalde gemeenten moeten leiden tot meerkosten voor alle eindgebruikers in alle gemeenten.

Een derde en meer recent voorbeeld waarbij nieuw beleid invloed heeft gehad op de nettarieven is bij de afsluitkosten van gasaansluitingen. Er is besloten dat de regionale netbeheerder tijdelijk⁵⁶ geen tarief in rekening brengt in het geval een huishouden 'van het gas af' wil en daarom zijn gasaansluiting laat verwijderen vanwege de veiligheid. De netbeheerder mag deze kosten tijdelijk wel doorberekenen in haar nettatarief. Op korte termijn heeft deze keuze vermoedelijk een klein effect (enkele euro's) op het nettatarief van gasgebruikers, maar op termijn kan dit bedrag flink oplopen zonder dat dit transparant is.

⁵⁵ Als de landelijke netbeheerder het net op zee later oplevert dan voorgeschreven in het ontwikkelkader net op zee, of het net vaker dan gemiddeld 5 dagen niet beschikbaar is door onderhoud, moet TenneT aan de windparken schadevergoeding betalen. Dit geldt uiteraard alleen als de windparken dan wel al klaar zijn en schade hebben.

⁵⁶ In de toelichting van de regeling (WJZ/20280467) staat dat het een tijdelijke oplossing is voor de periode tot de inwerkingtreding van het wetsvoorstel Energiewet. Daarnaast is er toegezegd: "Minister brengt de Energiewet in consultatie dit jaar. Bij het opstellen van de nieuwe Energiewet en daarop gebaseerde uitvoeringsregelingen zal opnieuw worden gekeken naar de verdeling van kosten voor het verwijderen van gasaansluitingen."

4.2.1 *Inefficiënte investeringen in het elektriciteitsnet*

De bestaande systematiek van financiering van de elektriciteitsinfrastructuur geeft niet altijd de juiste prikkels voor het realiseren van de energietransitie tegen de laagst mogelijke nationale kosten, omdat de besluitvorming over het aanleggen van de netten en het dragen van de kosten daarvan niet bij dezelfde partij ligt. Het huidige wettelijke kader bepaalt dat de netbeheerder de taak heeft om iedereen aan te sluiten en de energieinfrastructuur uit te breiden wanneer dit nodig is om te voorzien in de behoefte naar transportcapaciteit. Kosten worden terugverdiend via de tarieven gebaseerd op de efficiënte kosten inclusief een redelijk rendement.

De nettarieven moeten de kosten van de elektriciteits- en gasnetten weerspiegelen. Omdat dit niet altijd op detailniveau mogelijk is, ervaren individuele netgebruikers niet altijd de juiste financiële prikkels. Zo zijn nettarieven niet afhankelijk van de locatie. Dit heeft als voordeel dat gebruikers meer gelijk worden behandeld en over een groot gebied met elkaar concurreren, maar heeft als nadeel dat gebruikers die zich willen vestigen op locaties waar het elektriciteitsnet nog niet geschikt is, geen prikkel ervaren om rekening te houden met de extra kosten die dat met zich mee kan brengen.⁵⁷

Netgebruikers (afnemers en producenten van energie) hebben een beperkt belang om bij hun (locatie)keuzes rekening te houden met de gevolgen voor de kosten van het elektriciteitsnet. De prikkel voor efficiënte (locatie)keuzes komt alleen voort uit het moment waarop aangesloten kan worden en de kosten van de aansluiting. Vanuit de ruimtelijke ordening kan op locatiekeuze gestuurd worden via bijvoorbeeld de grote productiecentrales, zoals voorgenomen in het programma energie hoofdstructuur. Hierdoor kan beter worden aangesloten op de bestaande netcapaciteit.

30 Regio's in Nederland hebben de opdracht gekregen om te kijken hoe en waar elektriciteitsproductie met zon en wind in hun regio kan worden ontwikkeld. Deze keuzes worden opgenomen in een Regionale Energie Strategie (RES). Het Klimaatakkoord bevat het doel om in 2030 35 terawattuur (TWh) elektriciteit op te wekken uit zon en wind. De decentrale aanpak is gekozen om het draagvlak te vergroten en regio's zelf verantwoordelijk te maken voor de keuzes en het lokale draagvlak. Echter, de financiële verantwoordelijkheid van de besluitvorming ligt elders, namelijk bij het Rijk en de netbeheerders, wiens efficiënte kosten via de nettarieven worden gesocialiseerd. Hierdoor kunnen de totale nationale kosten oplopen. Het verdient daarom aanbeveling om, al dan niet met meer regie vanuit de Rijksoverheid, het belang van efficiënte en doelmatige infrastructuur en subsidie goed af te wegen tegen andere lokale belangen zoals draagvlak en keuzevrijheid van decentrale overheden. In theorie zou het beter zijn als de beslisser en de betaler zoveel als mogelijk één partij zijn. Om dit te faciliteren kan overwogen worden om tijdig de meerkosten openbaar te maken, inclusief de bijbehorende alternatieve

⁵⁷ Een dergelijke prikkel zal waarschijnlijk ook niet volledig sturen op locatiekeuze, omdat wetgeving, gemeenten, provincies en het Rijk via de ruimtelijke ordening bepalen waar producenten, gebruikers en elektriciteitsnetten kunnen komen.

kostenscenario's. Een nog verdergaande stap is om de decentrale overheden deels financieel medeverantwoordelijk te maken voor de meerkosten.

Uit berekeningen van Netbeheer Nederland⁵⁸ van alle 30 ingediende concept-RES'en blijkt dat ze tezamen een investering in de infrastructuur vergen van ten minste € 2,4 miljard, als onderdeel van de veel grotere investeringsopgave van zo'n € 40 miljard van de netbeheerders de komende 10 jaar.⁵⁹ Deze concept-RES'en vereisen nog nadere uitwerking en er moeten nog fundamentele keuzes gemaakt worden over verantwoordelijkheden, financiering en regelgeving.⁶⁰ Volgens Netbeheer Nederland kunnen door andere keuzes van de regio's veel infrastructuurkosten worden bespaard, tot een maximum van € 1,4 miljard (60% van € 2,4 miljard). Dit zou met name te realiseren zijn door locatiekeuzes beter te laten aansluiten bij de bestaande netcapaciteit en een andere verhouding tussen zon en wind.⁶¹ Hierbij moet worden opgemerkt dat het kabinet bewust voor de RES-aanpak heeft gekozen, omdat dit een instrument is om ruimtelijke inpassing met maatschappelijke betrokkenheid te organiseren. Een volledig kostenefficiënte aanpak kan ten koste gaan van het draagvlak en/of van optimale ruimtelijke benutting. Ten slotte merkt het ministerie van EZK op dat de door Netbeheer Nederland voorgestelde maatregelen deels al zijn ingevoerd door EZK en/of marktpartijen. Daarmee is naar verwachting een deel van de veronderstelde inefficiëntie weggenomen.

Een ander aspect dat aandacht behoeft is de doelmatigheid van de infrastructurele oplossingen die volgen uit de beleidsuitvoering onder de Rijkscoördinatieregeling (RCR). De kosten hiervan zijn niet zichtbaar op een begroting of een bepaalde post, maar worden voornamelijk gesocialiseerd over alle eindgebruikers. Er wordt generiek een afweging gemaakt tussen de kosten om aan normen te voldoen en de baten hiervan bij het vaststellen van bijvoorbeeld natuur- en milieubeleid. Vervolgens zijn er bij de beleidsuitvoering verschillende tracés of varianten mogelijk om aan die eisen te voldoen met elk hun eigen kosten en voor- en nadelen qua omgeving, techniek, milieu en toekomstvastheid. Het gaat hier dus om de vraag of nieuwe investeringen in de infrastructuur ook gedaan hadden kunnen worden tegen lagere nationale kosten, door bijvoorbeeld andere masten te gebruiken of niet uitsluitend te kiezen voor ondergrondse bekabeling. De ministers van EZK en BZK schrijven in het geval van een RCR nu aan de netbeheerder voor hoe de investeringen uitgevoerd moeten worden. Hiermee worden ze wettelijke voorschriften waar de netbeheerder uitvoering aan moet geven en die de toezichthouder niet meer weegt. De ACM toetst als toezichthouder wel of de gedane investeringen efficiënt en redelijk zijn ten opzichte van vergelijkbare (Europese) netbeheerders. Maar de vraag

⁵⁸ Netbeheer Nederland, Factsheet systeemefficiëntie voor een betaalbare en uitvoerbare energietransitie, 2020. In mei 2021 volgt naar verwachting een update van deze factsheet van Netbeheer Nederland.

⁵⁹ Investeringsplannen netbeheerders gepubliceerd 2020.
<https://www.netbeheernederland.nl/nieuws/investeringsplannen-netbeheerders-gepubliceerd-1399>

⁶⁰ PBL, Regionale energie strategieën, een tussentijdse analyse, 2020.
<https://www.pbl.nl/nieuws/2020/pbl-publiceert-tussentijdse-analyse-over-concept-regionale-energie-strategieen>

⁶¹ Het uitgangspunt bij dit bedrag is dat die 60% aan meerkosten als volgt is opgebouwd: ca 30% van de meerkosten is beïnvloedbaar door de decentrale overheden, 15% door de netbeheerders en 15% door de opdrachtgever. Met andere woorden circa 75% van de meerkosten wordt veroorzaakt door lokale wensen die niet vanuit maximale systeem-efficiënte benadering zijn ontworpen.

of de voorgeschreven oplossingen maatschappelijk doelmatig zijn, is nu geen onderdeel van de regulering zoals de ACM die voert (voorafgaand aan de investering).

4.2.2 *Investerings nodig voor nieuwe infrastructuur*

Naast de bestaande elektriciteits- en gasnetten vergt de energietransitie ook investeringen in nieuwe infrastructuur voor warmte, waterstof en CO₂. Voor elektriciteit en gas bestaat momenteel een gereguleerd systeem: de landelijke netbeheerders (TenneT en GTS) en de regionale netbeheerders hebben een wettelijke taak om in het benodigde transport van elektriciteit en gas te voorzien. Er is geen netbeheerder voor warmte, waterstof en CO₂. Voor warmte wordt deze verantwoordelijkheid in de toekomst wel geregeld in de Wet collectieve warmtevoorziening, maar dit is een integraal verantwoordelijk warmtebedrijf inclusief productie en levering. Voor waterstof moeten nog keuzes gemaakt worden over de toekomstige marktordening (waaronder een eventuele netbeheerder). Voor CO₂ is de verwachting dat het *business to business* blijft. Vooralsnog moeten netten voor warmte, waterstof en CO₂ dus uit kunnen op basis van commerciële tarieven voor transport die in rekening kunnen worden gebracht, al dan niet inclusief warmtelevering (met een maximumprijs voor kleinverbruikers) of CO₂-opslag en -gebruik. Deze onzekerheden maken de financiering van sommige investeringen moeilijk, omdat de kosten de verwachte opbrengsten overtreffen.

De overheid moet regie pakken en op korte termijn keuzes maken, omdat anders niet alle benodigde infrastructuurprojecten voor 2030 gerealiseerd kunnen worden. Waardoor de maatschappelijke kosten hoger zullen uitvallen dan noodzakelijk en/of te grote (volloop)risico's ontstaan.⁶² Dit is met name van belang vanwege de lange doorlooptijden van infrastructuuraanleg. Bij infrastructuurontwikkeling bestaat er vaak een coördinatieprobleem tussen aanbod en vraag; de zogenaamde kip-en-ei problematiek: zonder aanbod geen vraag, zonder vraag geen aanbod. De huidige wijze van planning, financiering en aanleg van infrastructuur leidt mogelijk tot te late besluitvorming en aanleg. Een aantal al lopende trajecten (overleggen/programma's) kunnen helpen bij het realiseren van een versnelling van de uitrol van infrastructuur.⁶³ De ambtelijke Studiegroep Green Deal geeft aan dat als de overheid partijen verder wil prikkelen om te verduurzamen, er tijdig moet worden geïnvesteerd in de aanleg van de noodzakelijke infrastructuur.⁶⁴ Door financiële oplossingen te bieden voor vollooprisico's van de aanleg van warmte-, waterstof- en CO₂-infrastructuur, kunnen investeringen in infrastructuur worden versneld en de financieringslasten worden verlaagd. De werkgroep van dit IBO heeft, net als de ambtelijke Studiegroep Green Deal, aandacht voor de financiering van de

⁶² Het akkoord van Parijs (12 December 2015).

⁶³ i) het bestuurlijk overleg MIEK (Meerjarenprogramma Infrastructuur, Energie en Klimaat) waarin Rijk, decentrale overheden en de industrie afspraken maken over aan te leggen infrastructuur; ii) internationale coördinatie; iii) en het in te stellen nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI). De Regionale Energiestrategieën, en daarbinnen de Regionale Structuur Warmte, bieden informatie over beschikbare (warmte)bronnen. Gemeentelijke Transitievisies Warmte geven inzicht in de vraag(ontwikkeling). Bron: Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal rapport "Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050".

⁶⁴ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021.

uitvoeringskosten.⁶⁵ Beleidsintensivering kan leiden tot (hogere) uitgaven voor ondersteuning van de uitvoering.

Bovengenoemd overkoepelende thema van coördinatieknelpunten spelen bij de aanleg van nieuwe infrastructuur voor waterstof, warmte en CO₂. Hieronder wordt kort ingegaan op de specifieke knelpunten bij deze categorieën.

Als gekozen wordt voor het gasalternatief met de laagste nationale kosten, zal uiteindelijk in 2050 ongeveer 1/3 van de Nederlandse huishoudens overstappen op een collectief warmtesysteem (hierna: warmtenet).⁶⁶ Deze warmtenetten kennen in de praktijk, met het huidige beleid, nog een hoge onrendabele top. Om de aanleg van een warmtenet te laten slagen moet er in ieder geval een redelijk financieel aanbod voor huishoudens liggen, anders zullen zij de overstap niet zelfstandig maken. De huidige tariefregulering voorziet in vergelijkbare kosten voor huishoudens ten opzichte van gas, door het Niet-Meer-Dan-Anders principe (NMDA). Echter, dit principe wordt nu geleidelijk losgelaten zoals hieronder wordt uitgelegd. Gezien de CO₂-reductiedoelen wordt het gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving juist teruggedrongen, waardoor er een prijsreferentie bestaat met de voorziening die uitgefaseerd wordt én die door omstandigheden in de mondiale *commodity market* relatief gezien erg goedkoop is. Hierdoor ontstaat er een onrendabele top voor nieuw aan te leggen warmtenetten (ter illustratie een praktijkcase van 830 beoogde woningequivalenten heeft een onrendabele top van ruim € 10.000 per woning),⁶⁷ ook waar dat met grote zekerheid de optie is met de laagste nationale kosten.

In de voorgenoemde Wet collectieve warmtesystemen ontstaat uiteindelijk een businesscase voor waternetten en efficiëntieprikkels voor warmtebedrijven, maar dit maakt warmte voor de gebruikers mogelijk duurder dan het gasalternatief en leidt hiermee tot volloopriscos: het risico dat de gerealiseerde aansluitingen achterblijven op de prognoses in aantallen en snelheid, terwijl de investering in de infrastructuur en bron al gedaan is. Er wordt een nieuwe tariefsystematiek voorgesteld, die beweegt via een kostengebaseerde correctie op de aardgasreferentie naar uiteindelijk een volledig kostengebaseerd tarief per warmtekavel. De warmtetarieven kunnen alsnog hoger zijn dan in de huidige situatie bij verwarming door middel van aardgas. De schuif in de energiebelasting⁶⁸ helpt daarbij, maar maakt op korte termijn grootschalige realisatie van warmtenetten niet mogelijk (en vanwege de aardgasreferentie op korte termijn duurder in de beleving van de eindgebruiker). Daarnaast kunnen hierdoor ook grote verschillen ontstaan tussen de kosten voor warmte- versus aardgasafnemers. Bovendien leidt dit mogelijk tot een onrendabele top in de vorm van een volloopriscos, met als gevolg dat de investeringen überhaupt niet gedaan worden. De businesscase wordt bij warmtenetten voor een belangrijk deel bepaald door de vertaling van risico's

⁶⁵ idem.

⁶⁶ Dit betreft de Startanalyse van PBL waarin waterstof als energiedrager in de gebouwde omgeving niet is meegenomen.

⁶⁷ Zie dossier Programma Aardgasvrije Wijken, proeftuin Dukenburg (Nijmegen), <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/convenanten/2019/02/26/nijmegen---convenant-over-grootschalige-proeftuin-met-een-aardgasvrije-wijk/Bijlage+9+Businesscase+Zwanenveld+CE.pdf>

⁶⁸ In het Klimaatakkoord is afgesproken dat de EB/ODE op aardgas verhoogd wordt en de EB/ODE op elektriciteit verlaagd wordt.

in de discontovoet en daarmee de financieringslasten. Het *derisk-en* van investeringen in warmtebronnen door de overheid gebeurt al wel,⁶⁹ maar voor investeringen in warmte-infrastructuur zijn dergelijke faciliteiten nog niet (op grote schaal) aanwezig. De provincie Overijssel heeft bijvoorbeeld een leningsfaciliteit ingericht op het volloopriscico, maar die is beperkt qua omvang.

Ook voor het behalen van de CO₂-reductiedoelen van andere sectoren dient het gebruik van aardgas te worden teruggedrongen door inzet van duurzame warmtebronnen via warmtenetten. Dit geldt bijvoorbeeld voor de glastuinbouw. Hier spelen dezelfde knelpunten als in de gebouwde omgeving. Dit wordt geïllustreerd door projecten als de warmterotonde in Zuid-Holland, die beoogt warmte te gaan leveren aan de gebouwde omgeving en de glastuinbouw.

Investerings in waterstof komen nu onvoldoende van de grond vanwege een hoge onrendabele top door een omvangrijk volloopriscico. Waterstofproductie uit hernieuwbare energie (groene waterstof) of met CO₂-afvang (blauwe waterstof) is nog substantieel duurder dan conventionele waterstofproductie uit aardgas zonder CO₂-afvang. Ook kan het nog niet concurreren met kosteneffectievere alternatieven in de SDE++. Innovatie en schaalvergroting kunnen in de toekomst voor grote kostendalingen zorgen, maar zonder overheidsbeleid zullen deze investeringen niet rendabel zijn voor bedrijven. De benodigde infrastructuur om waterstof te transporteren kent ook een sterk volloopriscico, door de wens om op voorhand genoeg capaciteit aan te leggen om aan de toekomstige vraag te voldoen, terwijl die vraag nog in ontwikkeling is. Het aanleggen van de benodigde waterstofinfrastructuur zorgt op zichzelf ook niet voor CO₂-reductie en komt daardoor niet in aanmerking voor bestaande subsidies. Echter, voor veel potentiële toepassingen is de zekerheid over de beoogde beschikbaarheid van waterstof een belangrijke randvoorwaarde voor het doen van de benodigde investeringen. Zonder de juiste randvoorwaarden komen productie en import van waterstof niet tot stand en raakt een belangrijke energiedrager voor emissiereductie met duurzaam verdienvermogen in de havengebieden, industrieclusters en maakindustrie uit beeld.

Een derde belangrijke oplossing voor een emissievrij energiesysteem is het afvangen van CO₂ en deze CO₂ ondergronds opslaan (CCS) of deze CO₂ gebruiken voor technieken die een netto CO₂-reductie opleveren (CCU). CCS wordt momenteel gesubsidieerd in de SDE++. CCS kent een onrendabele top bij emittenten door het verschil tussen de EU-ETS-prijs en de prijs voor het afvangen, transporteren en opslaan van CO₂, die wordt afgedekt via de SDE++. De opgeslagen CO₂ telt in het EU-ETS mee voor de CO₂-reductie van de emittent. Het transport en de opslag gebeurt, vooralsnog, door een CCS-backboneleverancier die de CO₂ opslaat in een leeg gasveld. Dit kan één partij zijn (bijvoorbeeld Porthos), maar ook zou het mogelijk kunnen zijn dat één partij zorgt draagt voor het transport van CO₂ (bijvoorbeeld via schepen) en een tweede partij voor de opslag daarvan. De werking van de SDE++ draagt ook in toekomstige projecten bij aan het beperken van het volloopriscico. Emittenten zijn bij hun subsidieaanvraag verplicht aan te tonen dat zij hun CO₂ kunnen afvangen, laten vervoeren en opslaan. Hiervoor moet tijdig vraag en aanbod aan elkaar gekoppeld worden, wat het volloopriscico minimaliseert. Voor niet-

⁶⁹ Bijvoorbeeld de regeling "Risico's dekken voor aardwarmte (RNES)", waar door middel van een verzekeringspremie de risico's bij een boring naar aardwarmte worden gemitigeerd.

gesubsidieerde CO₂-opvang en -opslag kunnen partijen onderling contractuele afspraken maken om het vollooprisico te beperken.

In tegenstelling tot CCS telt bij CCU de afgevangen en gebruikte CO₂ niet mee voor de CO₂-reductie van de emittent, maar telt het als reductie bij de gebruiker van de geleverde CO₂.⁷⁰ Een deel van de CO₂ wordt getransporteerd per buisleiding, een ander deel zal per vrachtauto of schip worden getransporteerd. Een deel van de CO₂-infrastructuur zal voor zowel CCS als CCU gebruikt kunnen worden. Op dit moment maakt vooral de glastuinbouw gebruik van externe CO₂⁷¹ en om de sectorale klimaatdoelstelling te halen heeft de sector meer externe CO₂ nodig. Daarbij wordt gedacht aan het uitbreiden van het bestaande netwerk of het opzetten van lokale CO₂ infrastructuur. Indien de Europese Commissie goedkeuring geeft en deze techniek kan worden ingepast, wordt de SDE++ vanaf 2021 ook voor CO₂-afvangst en levering aan de glastuinbouw (CCU) opengesteld.⁷²

4.3 Kapitaalbehoefte van de (regionale) netbeheerders

De inschatting is dat de drie grote regionale netwerkbedrijven mede door de forse investeringen in het elektriciteitsnet een eigen vermogensbehoefte hebben van circa € 5 miljard tot 2030.⁷³ Nieuwe investeringen worden gedurende de levensduur (vaak tientallen jaren) afgeschreven en deze afschrijvingskosten worden betrokken in de nettarieven. De ACM bepaalt als onafhankelijke regulerende instantie wat de efficiënte kosten zijn van netbeheerders, waaronder de afschrijvingskosten. Gezien de grootte van de energietransitie-opgave, lijkt het aannemelijk dat de benodigde investeringen niet volledig uit de bestaande kasstromen gefinancierd kunnen worden.

Om voldoende te kunnen investeren zullen netwerkbedrijven geld moeten aantrekken. En om voldoende kredietwaardig te blijven zal ook aanvullend eigen vermogen nodig zijn. De regionale netwerkbedrijven zijn in handen van gemeenten en provincies. Deze aandeelhouders ontvangen tot op heden nog dividend vanuit het netwerkbedrijf, maar zij worden nu ook gevraagd om kapitaalstortingen. Het is niet vanzelfsprekend dat (alle) gemeentelijke en provinciale aandeelhouders op lange termijn in voldoende mate eigen vermogen beschikbaar gaan of kunnen stellen. Daarnaast is het momenteel zo dat niet alle gemeenten aandeelhouder zijn in het eigen regionale netwerkbedrijf. Hierdoor kunnen wensen van gemeente X leiden tot investeringen die opgehaald moeten worden bij gemeente Y, die wel aandeelhouder is. Het valt daarom aan te bevelen om versterking van de kapitaalbasis van de regionale netwerkbedrijven door het Rijk uit te werken, aanvullend op een kapitaalstorting van de huidige en eventuele nieuwe decentrale aandeelhouders.

⁷⁰ Voorbeeld, door externe CO₂-levering aan de glastuinbouw vervalt de noodzaak voor de teler om door middel van gasgestookte installaties de eigen benodigde CO₂ te produceren.

⁷¹ CO₂ wordt als meststof ingezet om de groeisnelheid en de opbrengsten van planten, groenten en fruit te stimuleren.

⁷² De externe CO₂-levering aan de glastuinbouw wordt beïnvloed door de industriële CO₂-heffing en de opname van CCS in de SDE++ in 2020. Hierdoor wordt CCS bevoordeeld boven CO₂-levering aan de glastuinbouw en komt zelfs de bestaande externe CO₂-levering in gevaar. Door de levering van externe CO₂ vervalt de noodzaak om eigen CO₂ te produceren en kunnen de glastuinbouwers hun gasgestookte installaties minder aan zetten. Dit levert CO₂-besparing op.

⁷³ Deze circa € 5 miljard is gebaseerd op een inschatting van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat in overleg met Netbeheer Nederland.

5 Kunnen de lasten van de energietransitie anders worden verdeeld?

Dit hoofdstuk focust op de verdelingseffecten en betaalbaarheid van het huidige en mogelijke toekomstige energiebeleid, als belangrijke voorwaarde voor draagvlak. Nederlanders vinden het van belang dat de lasten binnen het klimaat- en milieubeleid rechtvaardig worden verdeeld. Het gaat daarbij zowel om de verdeling tussen bedrijven en huishoudens, als tussen huishoudens onderling. Specifiek als het gaat om het aardgasvrijbeleid, vinden sommigen dat de kosten onder iedereen gelijk moeten worden verdeeld, terwijl anderen vinden dat de sterkste schouders de zwaarste lasten moeten dragen.⁷⁴

De focus van dit IBO ligt op de kosten die via de energierekening van burgers en bedrijven lopen, maar beschouwt ook de kosten die niet via de energierekening lopen. Huishoudens en bedrijven maken kosten als gevolg van het energie- en klimaatbeleid. Deels lopen deze via de energierekening (de leveringskosten van energie, de energiebelastingen en netbeheerkosten) en deels buiten de energierekening (denk aan isolatie en installatie van apparaten, zoals bijvoorbeeld ook uitgelicht door Kalavasta en Berenschot, zie bijlage 5). In de (sociale) huursector komt hier nog het probleem van de 'split incentive' bij: deze kosten liggen grotendeels bij de verhuurder, de baten bij de huurder. De huurverhoging die de verhuurder na verduurzaming kan toepassen wordt in de praktijk (op basis van het sociaal huurakkoord Aedes/Woonbond) beperkt tot daling van de energielasten na verduurzaming.⁷⁵

Een steeds groter deel van de huishoudens zal ook te maken krijgen met een warmterekening van het warmtebedrijf, in plaats van met een gasrekening. Een deel van deze kosten zijn gerelateerd aan de overheidsbegroting (en daarmee EMU-relevant), denk aan belastingen, heffingen en subsidies, en een deel komt voort uit kosten die huishoudens en bedrijven maken om te voldoen aan normen en voorschriften (bijvoorbeeld netbeheerkosten en Wet milieubeheer).

De analyse hieronder is grotendeels kwalitatief en geeft aandachtspunten voor beleid. Er is voor gekozen om geen gedetailleerde, cijfermatig onderbouwde analyse van alle kosten voor alle potentiële groepen in de samenleving te geven, omdat er bijvoorbeeld naar aanleiding van de Green Deal nog grote aanpassingen in het energiebeleid zullen komen. Niettemin voorziet de ambtelijke Studiegroep Green Deal in alle varianten een lastenverzwaring ter dekking van de benodigde uitgaven (variërend met de ambitie van € 3,6 tot 5,6 miljard). Dit leidt tot te veel alternatieve uitkomsten om nu al een analyse te maken. De analyse geeft wel kwalitatief aan waar

⁷⁴ SCP, Onder de pannen zonder gas; Woningeigenaren en hun afwegingen voor aardgasvrije alternatieven, 2019.

<https://www.scp.nl/publicaties/publicaties/2019/09/05/onder-de-pannen-zonder-gas>

⁷⁵ Aedes, Sociaal Huurakkoord 2018-2021: Afspraken Aedes en Woonbond over gematigd huurbeleid, 2018. <https://www.aedes.nl/artikelen/klant-en-wonen/huurbeleid/huurprijsbeleid/huurders-en-woningcorporaties-stemmen-in-met-nieuw-sociaal-huurakkoord.html>) en Aedes, Verbeterde vergoedingentabel voor duurzaamheidsinvesteringen, 2021.

<https://www.aedes.nl/artikelen/klant-en-wonen/huurbeleid/huurprijsbeleid/verbeterde-vergoedingentabel.html>

de knelpunten in lastenverdeling en betaalbaarheid kunnen ontstaan en waarvoor aandacht nodig is bij het ontwerpen van (additioneel) energie – en klimaatbeleid.

5.1 Betaalbaarheid en lastenverdeling: de energierekening

De energierekening gas en elektriciteit van elke energiegebruiker in Nederland, huishouden of bedrijf, bestaat uit drie onderdelen: leveringskosten, netbeheerkosten en belasting op energie. Voor warmtelevering door een warmtebedrijf is het voor huishoudens op dit moment alleen een maximumprijs. Leveringskosten van gas en elektriciteit worden bepaald door marktpartijen; gebruikers kunnen zelf de leverancier en het type contract kiezen. De leveringstarieven van warmte zijn wel gereguleerd, omdat een huishouden niet over kan stappen naar een andere warmteleverancier, en betreffen zowel productie, distributie als levering van warmte. De netbeheerkosten voor elektriciteit en gas zijn kosten voor de aanleg en het onderhoud van gas- en elektriciteitsnetten door de landelijke en regionale netbeheerders. Er zijn, naast BTW, twee belastingen op elektriciteit en gas: energiebelasting (EB) en Opslag Duurzame Energie (ODE). De EB is een belasting over de levering. Deze opbrengst gaat naar de algemene middelen. De ODE is eveneens een belasting over de levering en wordt per regeerakkoord ex ante gelijk gesteld aan de verwachte kasuitgaven van de SDE++. Warmte wordt alleen indirect belast via de EB en ODE op met name gas. De vaste belastingvermindering (algemene heffingskorting energiebelasting) is een vast bedrag per elektriciteitsaansluiting. Dit bedrag wordt afgetrokken, ongeacht de hoogte van deze belasting. Hieronder wordt ingegaan op mogelijke knelpunten bij componenten van de energierekening.

5.1.1 De EB en ODE

De EB en ODE kennen een degressief stelsel, dat wil zeggen dat de tarieven in de hogere verbruiksschijven in de regel lager zijn dan in de lagere verbruiksschijven. Ook zijn er vrijstellingen voor bepaalde sectoren en een verlaagd gastarief voor de glastuinbouw.⁷⁶ die onder andere bijdragen aan een meer gelijk speelveld in Nederland en Europa en daarmee de kans op de verplaatsing van productie en werkgelegenheid uit Nederland mogelijk verkleinen. Ook bestaan er vrijstellingen om dubbele belastingheffing te voorkomen, duurzame energie te stimuleren of ter compensatie van ander beleid. In absolute zin betalen grootverbruikers nog altijd meer EB en ODE, maar over de laatste marginale eenheden energie een lager tarief, zodat de gemiddelde kosten per hoeveelheid energie voor de grootverbruikers lager uitvalt. Omdat huishoudens met lagere inkomens een groter deel van het inkomen aan energie uitgeven, werkt een stijgende belasting (EB en ODE) op energie in beginsel denivellerend. Bovendien is erosie van de grondslag naar alle waarschijnlijkheid sterker onder huishoudens en bedrijven die zich besparing kunnen veroorloven (en/of aanspraak maken op subsidies). Hierdoor is het niet eenduidig om het totale effect van toekomstige grondslagverschuivingen op de lastenverdeling van de EB en ODE te voorspellen.

De meest gebruikte manier om het denivellerende effect van verhogingen van het tarief in de 1^e schijf EB en ODE tegen te gaan, is een verhoging van

⁷⁶ Verlaagd gastarief voor de glastuinbouw is ingesteld vanwege gelijk nationaal speelveld met andere energie-intensieve sectoren.

de belastingvermindering. De combinatie van een belasting op verbruik (indirecte CO₂-uitstoot) en een lump sum teruggave is in de basis een doelmatige manier om verduurzaming te prikkelen en tegelijkertijd lasten te verlichten. De belastingvermindering is een vast bedrag voor iedereen (huishoudens en bedrijven), dus deze maatregel werkt nivellerend, aangezien het relatief gezien een groter deel van het inkomen is voor lagere inkomens. De vermindering is echter geen doelmatige manier om specifieke groepen, bijvoorbeeld met een bepaalde woonsituatie, te compenseren. De belastingvermindering kost nu per jaar circa € 3,5 miljard.⁷⁷

Bij milieubelastingen zoals de EB en ODE is sprake van grondslagerosie. Voor de ODE, die taakstellend een opbrengst moet genereren voor de SDE++, geldt dat dan tariefsverhogingen nodig zijn om de opbrengst op peil te houden. De EB en ODE hebben als doel overheidsopbrengsten te genereren. Daarnaast geven ze de markt een prikkel om energieverbruik te reduceren. Grondslagerosie betekent dat de transitie vordert: er wordt minder energie verbruikt en daardoor minder CO₂ uitgestoten. Grondslagerosie kan komen door de belasting zelf en/of overig beleid of autonome ontwikkelingen. Dit betekent minder opbrengsten en daardoor zal de overheid de tarieven van de EB en de ODE moeten verhogen, elders belastingen moeten verhogen en/of bezuinigen om dezelfde (of olopende) uitgaven te kunnen blijven doen.⁷⁸

De tarieven van de EB en ODE zullen de komende jaren naar verwachting stijgen – dit om de belastingopbrengst op peil te houden. Uit de Evaluatie van de energiebelasting blijkt dat vooral de EB-tarieven op aardgas toenemen, van 35 cent/m³ in 2021 tot 41 cent/m³ in 2025 in de eerste schijf, een stijging van 18% (voor de andere schijven is de stijging 6%). Voor elektriciteit daalt het tarief in de eerste schijf van 9,4 cent/kWh naar 8,4 cent/kWh in 2025 (in de andere schijven neemt het tarief toe met 6%). De ODE-tarieven stijgen met ongeveer 20% van 2021 tot 2025 – maar de onzekerheid is hierbij groter.

5.1.2 *Ex ante ODE/SDE++-koppeling*

De Opslag Duurzame Energie (ODE) heeft als doel om geld op te halen voor de uitgaven aan de SDE+(+) en daarmee meer transparantie te bieden over de bijdrage van eindgebruikers aan deze subsidie. Vanwege de transparantie is bij invoering van de belasting in 2013 voor een aparte heffing gekozen in plaats van een ophoging van de energiebelasting. De ODE volgt dezelfde systematiek als de EB en vormt daarmee een (additionele) prikkel tot energiebesparing. Binnen de ODE betalen bedrijven 2/3^e van de lasten en huishoudens 1/3^e. Binnen de EB is deze verdeling 50/50. De koppeling met de SDE++ is een zogeheten ex ante koppeling, wat betekent dat de reeksen van de ODE en SDE++ per regeerakkoord ex ante aan elkaar gelijk worden gesteld.

Uit de Evaluatie ODE van CE Delft blijkt dat het voor individuele eindgebruikers transparant is geweest wat ze hebben bijgedragen aan de SDE-regeling. De ODE is in die zin doeltreffend geweest. Uit de internationale

⁷⁷ PBL, Meten met twee maten, 2018.

⁷⁸ Bouwstenen voor een beter belastingstelsel, 2020.

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/05/18/bouwstenen-voor-een-beter-belastingstelsel-tweede-kamer>

vergelijking blijkt dat meerdere landen hernieuwbare energie financieren via een opslag op de energierekening. Vanwege de specifieke lokale context in elk land is het lastig om directe vergelijkingen te maken. Wel blijkt dat waarde gehecht wordt aan transparantie voor de eindgebruiker, invloed van het parlement op de hoogte van de heffing en de verduurzamingsprikkel die een heffing op de energierekening biedt. Daarnaast volgt uit de Evaluatie dat de extra uitvoeringskosten door invoering van de ODE zeer beperkt zijn gebleven. Het is daarmee een doelmatige manier geweest om meer transparantie te bieden voor de eindgebruiker. Hoewel de relatie tussen de ODE, SDE-regeling en de begrotingsreserve duurzame energie op sommige punten beter kan worden toegelicht, concludeert de Evaluatie dat de transparantie over de gedekte uitgaven sterk is verbeterd. CE Delft doet aanbevelingen hoe er gewerkt kan worden naar nog meer transparantie in de toekomst.⁷⁹

De ODE wordt in de praktijk ingezet voor het bereiken van verschillende beleidsdoelen en randvoorwaarden: (1) op een transparante wijze ophalen van voldoende middelen voor CO₂-reductie (SDE++), (2) inrichten van efficiënte prikkels voor verduurzaming (beprijzen). Daarnaast worden er vaak randvoorwaarden gesteld, namelijk (3) het realiseren van een lastenverdeling die als rechtvaardig wordt gezien. Dit laatste was bijvoorbeeld aan de orde bij de aanpassing in het Klimaatakkoord van het aandeel van de ODE dat door bedrijven wordt betaald (van 1/2 naar 2/3). Bovendien kan er bij het realiseren van bovenstaande doelen sprake zijn van meerdere randvoorwaarden, namelijk (4) het (zoveel mogelijk) voorkomen van het risico op verplaatsing van werkgelegenheid, waarbij bedrijven hun productie verplaatsen van Nederland naar het buitenland.

Dat een instrument verschillende doelen beoogt, leidt ertoe dat bij conflicten tussen deze doelen, er telkens een politieke afweging gemaakt wordt welk beleidsdoel op dat moment belangrijker wordt geacht. In het huidige systeem, met de ex ante koppeling tussen de ODE en de SDE++, kan het totaal aan ODE-inkomsten niet omlaag; deze zijn immers indirect nodig voor dekking van de SDE-uitgaven. Daardoor leidt een verhoging van de uitgaven van de SDE++ tot een hogere ODE en dus hogere energierekening. Dat kan bijten met een rechtvaardige lastenverdeling en/of het voorkomen van verplaatsing van bedrijven.

Het ontkoppelen van de ODE/SDE++- betekent dat de politiek een integrale afweging kan maken waar deze lasten het beste neer kunnen slaan. Op deze wijze kan in het bredere belastingstelsel gericht gecompenseerd worden voor eventuele negatieve inkomenseffecten. Deze integrale afweging vindt niet plaats zolang per regeerakkoord de koppeling wordt gemaakt. Het verwijderen van deze ex ante koppeling is conform de aanbeveling van de Studiegroep Begrotingsruimte (2020).⁸⁰ Dit kan door de ODE af te schaffen en op te nemen in de EB (fiche 10.1) of door vanaf het volgende regeerakkoord de huidige ODE-tarieven te 'bevriezen' (fiche 10.2) en dus de oploop die anders via de ODE zou lopen op een andere manier te financieren. De ontkoppeling neemt de kosten niet weg: de politiek zal ook dan de beoordeling moeten maken over de hoogte van de toekomstige, nog niet juridisch

⁷⁹ CE Delft, Evaluatie ODE: Doelmatigheid en doeltreffendheid van de regeling, publicatie verwacht april 2021.

⁸⁰ Lidewijde Ongering, Nieuwjaarsartikel: Vaart maken richting een duurzaam verdienvermogen, 2021. ESB, <https://esb.nu/esb/20061740/vaart-maken-richting-een-duurzaam-verdienvermogen>.

verplichte, SDE++-uitgaven⁸¹ en hoe deze gedekt moeten worden, of ten koste van welke uitgaven dit kan gaan.

Door de verbreding van de SDE+-regeling van hernieuwbare energieproductie naar CO₂-besparende opties, staat het belasten van energieverbruik (grondslag ODE) niet langer in directe verhouding tot het doel van de uitgaven (CO₂-reductie). De SDE+ had als doel duurzame energie te stimuleren. Het veranderen van de grondslag van de ODE, van energieverbruik naar CO₂-reductie is in dit licht logisch en biedt ook een betere prikkel tot CO₂-reductie, maar dat is naar verwachting niet goed uitvoerbaar (fiche 10.3).

De transparantie over het genereren van opbrengsten voor de SDE(+)+, en daarmee de bijdrage van burgers en bedrijven aan het grootste uitgaveninstrument voor de energietransitie, verdwijnt bij het ontkoppelen van de SDE en ODE. De overheid moet echter altijd transparant zijn over de macro inkomsten en uitgaven via de reguliere begrotingssystematiek. In het algemeen kent de begrotingssystematiek een scheiding tussen inkomsten en uitgaven, waardoor bij een ontkoppeling niet meer duidelijk is wie welk aandeel heeft in de bijdragen aan de SDE++. Bovendien betreft de huidige transparantie over de lasten voor burgers en bedrijven alleen de onderdelen van de energierekening, waaronder de ODE-component, terwijl huishoudens en bedrijven ook te maken hebben met forse andere energieregerelateerde lasten, zoals verplichtingen, ETS-rechten en de CO₂-heffing in de industrie. Lasten voor bedrijven slaan bovendien via afwenteling alsnog voor een deel neer bij huishoudens. Deze lasten zijn minder eenvoudig te kwantificeren. De transparantie van de ODE kan ertoe leiden dat de discussie over de lasten zich alleen daarop richt, terwijl dit leidt tot een vertekend beeld van de totale lastenverdeling.

De oploop (of afloop) van de benodigde SDE++-middelen, en daarmee ODE-oploop indien de ex ante koppeling blijft bestaan, hangt af van diverse keuzes die Europees en nationaal nog moeten worden gemaakt. In het rapport van de ambtelijke Studiegroep Green Deal verschilt de impact op de SDE++-omvang per variant. Als de ETS-prijs stijgt dan krimpt de onrendabele top mee en neemt de hoogte van de SDE++-subsidie automatisch af (variant A, conform het Klimaatakkoord). Als gekozen wordt voor variant C (loslaten nationale doel voor ETS), stopt de SDE++ voor ETS-sectoren vanaf 2023. In variant A en C neemt de SDE++ dus in omvang af, waardoor ook de ODE-tarieven lager kunnen uitvallen. In Variant B wordt de nationale reductiedoelstelling voor 2030 opgehoogd naar 55% en zal de ETS-industrie 6 Mton extra moeten reduceren in Nederland. De ambtelijke Studiegroep Green Deal komt uit op € 3 miljard extra SDE++-uitgaven indien de onrendabele top deels met de SDE++ wordt afgedekt, en deels via een verhoging van de CO₂-heffing wordt afgedwongen.⁸²

⁸¹ Een deel van de toekomstige uitgaven volgt uit reeds afgegeven beschikkingen, omdat de SDE++ een exploitatiesubsidie is voor de duur van een periode van 12 of 15 jaar. Deze uitgaven zijn al juridisch verplicht.

⁸² Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021.

5.1.3 Nettarieven

PwC heeft in opdracht van Netbeheer Nederland in 2021 een raming van de nettarieven voor huishoudens tot 2050 gemaakt.⁸³ Een dergelijke raming voor het MKB⁸⁴ en grootverbruikers is niet voorhanden en zou momenteel lastig in te schatten zijn. Het is de eerste keer dat er een raming van de nettarieven voor huishoudens voor een langere periode is gemaakt. Dit is om ten minste drie redenen niet eenvoudig: 1) het is onzeker welke investeringen nodig zijn voor de energietransitie, 2) de kostenontwikkeling van netbeheerders, waaronder de financieringskosten (rentestand) is onzeker op lange termijn en 3) de regulering bevat veel reguleringskeuzes van de ACM en deze worden regelmatig voorgelegd aan de rechter.

De onderstaande tabel 8 vergelijkt de ramingen van PwC met de groei van de nettarieven in het recente verleden. Volgens de ramingen van PwC neemt de groei van de nettarieven niet systematisch toe.

Tabel 8 Groei nettarieven in toekomst en verleden

Gemiddelde jaarlijkse reële groei nettarieven			
	2005 - 2021	2021 - 2050	
		gelijkblijvende rente	stijgende rente
Elektriciteit	4,6%	1,5%	2,4%
Aardgas	0,5%	0,3%	1,1%

Bron: PwC en eigen berekeningen. De groeivoeten voor de periode 2005 tot 2021 zijn gebaseerd op de cijfers voor vaste kosten in Tabel 4 gecorrigeerd voor 1,6% inflatie per jaar.

Het onderzoek van PwC geeft een nuttige eerste raming van de ontwikkeling van de nettarieven. Vervolgonderzoek kan een licht werpen op de gevolgen van investeringen die niet meegenomen zijn, zoals grootschalig gebruik van waterstof en de aanleg van warmtenetten.

Volgens de prognose van PwC zullen de nettarieven op korte termijn licht dalen. Tussen nu en 2050 stijgen de nettarieven voor gas en elektriciteit gezamenlijk per aansluiting met ongeveer € 160, in reële termen. Dat is gemiddeld € 5,5 per jaar. In totaal stijgen de nettarieven met 54% voor elektriciteit en 9% voor gas in reële termen tot 2050. In 2030 ligt het tarief voor elektriciteit ongeveer 18% hoger (€ 46) dan nu en voor gas 12% lager (€ 23). De stijging voor elektriciteit komt overeen met de raming van de energierekening in tabel 4 in paragraaf 3.2.3. De daling in het nettatarief gas zoals geraamd door PwC komt niet overeen met de raming van de energierekening en wordt verklaard door verschillende aannames in de daling van het gebruik van het gasnet. De nationale en regionale netbeheerders zullen als gevolg van de energietransitie fors meer investeren. Deze

⁸³ PwC-raming in opdracht van Netbeheer Nederland (publicatie verwacht april 2021).

⁸⁴ De PwC raming is in principe ook geschikt voor het ramen van de tarieven voor het MKB. De reden dat er geen absoluut getal genoemd kan worden voor MKB'ers is dat deze groep niet één type elektriciteitsaansluiting heeft en daarom niet allemaal hetzelfde tarief betaalt.

kosten komen mede op basis van Europese regelgeving via de nettarieven bij de gebruikers terecht.

Het nettarief voor gas betreft momenteel een relatief klein deel van de totale energierekening. Dit tarief per aansluiting kan aanzienlijk stijgen richting 2050. Als gevolg van het beleid gericht op het verlagen van de gaswinning en op het beperken van het gebruik van fossiel aardgas gaat de benutting van de gasnetten afnemen. De afname van het gastransport door minder gaswinning is reeds zichtbaar bij het landelijke transportnet van GTS.⁸⁵ Bij de regionale netten speelt mee dat in het klimaatakkoord is afgesproken dat gestreefd wordt om tot 2030 anderhalf miljoen woningen aardgasvrij te maken. De kosten voor het in stand houden van gasnetten zullen doorgaans een stuk minder sterk afnemen dan het gebruik. Gevolg is dat de gebruikerskosten gaan stijgen.

PwC schat in dat, ondanks een daling van de kosten van het gasnet, de nettarieven voor gas stijgen met 9% als er in 2050 45% minder gasaansluitingen zijn. Omdat er nog erg veel onzekerheid is over de benutting van gasnetten, is de precieze tariefontwikkeling moeilijk in te schatten. Er zijn ook scenario's, waaronder die van de ACM, die andere percentages hanteren.⁸⁶ Het is mogelijk om de tariefstijging te beperken door bepaalde kosten (zoals kosten voor het verwijderen van gasnetten en aansluitingen) op een andere manier te bekostigen, bijvoorbeeld via de algemene middelen.

Het elektriciteitsnet op zee wordt bij ongewijzigd beleid straks vanuit de nettarieven gefinancierd.⁸⁷ In het geval dat het wenselijk wordt geacht om de stijging van de nettarieven voor elektriciteit te matigen, dan kan er voor gekozen worden om het elektriciteitsnet op zee dat vanuit de nettarieven gefinancierd zou worden, alsnog te financieren vanuit de algemene middelen. Voor het net op land is dit niet mogelijk vanwege Europese regelgeving. Een subsidie ten behoeve van het net op zee is mogelijk omdat de ACM erop toe kan zien dat de netbeheerder enkel haar efficiënte kosten vergoed krijgt en omdat de locaties voor windparken op zee geveild worden. Hierdoor worden eventuele voordelen van een door de overheid betaald net op zee afgeroomd.

Indien de politiek verder wil bijsturen op de ontwikkeling van de nettarieven, kan dat gericht met het reguliere koopkrachtinstrumentarium of direct op de energierekening via de belastingvermindering, waar alle huishoudens (ook die met een zeer lage energierekening of een hoog inkomen) van profiteren. Vanwege de (Europese) tariefssystematiek zijn de tarieven kostendekkend -alle gebruikers brengen gezamenlijk de kosten van het net op-, en kostenreflectief: gebruikers betalen 'hun aandeel' in de kosten. Op basis van de huidige tariefstructuur, zoals vastgesteld door de ACM, betaalt (bijna) elk huishouden evenveel aan de kosten van het net. Gerelateerd aan het inkomen slaan deze vaste kosten harder neer aan

⁸⁵ In het meest recente tariefvoorstel van GTS (21 maart 2021), stijgt het transporttarief gemiddeld met 17%. Circa 75% van deze tariefstijging komt voort uit de verwachte afname van de benutting van het gasnetwerk. (<https://www.gasunietransportservices.nl/nieuws/gts-dient-tarievenvoorstel-in-voor-2022>),

⁸⁶ De ACM heeft eerder scenario's opgesteld voor het gasverbruik in Nederland tot 2050. De ACM is daarbij uitgegaan van de CO₂-doelstellingen voor 2050. In deze scenario's daalt het gasverbruik met 35%, 70% of 80%. (<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-32813-376.html>)

⁸⁷ Het deel voortkomend uit het Energieakkoord wordt uit de SDE-middelen gefinancierd.

de onderkant van de inkomensverdeling. Andersom werkt een vaste teruggave ook positiever uit voor deze groep, maar ook hoge inkomens ontvangen deze teruggave (zie paragraaf 5.1.1.). Met het reguliere koopkrachtinstrumentarium kan uiteraard ook specifiekere worden gestuurd op betaalbaarheid voor huishoudens aan de onderkant van de verdeling via het besteedbaar inkomen. Dit in tegenstelling tot onderdelen van de energierekening die afhankelijk zijn van het energieverbruik, omdat de standaard koopkrachtplaatjes geen onderscheid maken naar woonsituatie (zie hieronder).

Voor een goede inschatting van de lastenontwikkeling van huishoudens en bedrijven is een periodieke raming van de nettarieven aan te bevelen. Het blijft op grond van Europese regelgeving de bevoegdheid van de onafhankelijk toezichthouder ACM om nettarieven vast te stellen, maar er kan onderzocht worden hoe via andere instrumenten met de lastenontwikkeling over langere perioden omgegaan kan worden.

5.1.4 *Totale energierekening*

Indien de additionele opgave vanuit de Green Deal niet leidt tot substantieel meer SDE++-uitgaven, loopt de gemiddelde energierekening voor huishoudens beperkt op tussen nu en 2030. Wel zal er meer spreiding komen in de energierekening voor burgers en bedrijven. Zoals beschreven in hoofdstuk 3, is de huidige energiemix anno 2020 waarschijnlijk homogener dan deze in 2050 zal zijn. Tussen nu en 2050 zullen huishoudens en bedrijven meer gaan verschillen wat betreft energiedrager voor verwarming. Ook komt er een verschil tussen gebruikers die (vooral) elektriciteit en warmte of gas van het net afnemen en gebruikers die (ook) zelf produceren, zogenaamde decentrale opwek. De verschillen tussen de hoeveelheid elektriciteitsverbruik van huishoudens kunnen gaan toenemen als gevolg van wel/niet elektrisch verwarmen en/of elektrisch rijden (indien thuis wordt opgeladen). Deze toenemende heterogeniteit in energiedrager, wel of geen eigen opwek en verbruik betekent ook een verschil in kosten op de energierekening. Daarnaast zal als gevolg van weersafhankelijke bronnen de prijs van elektriciteit steeds meer gaan verschillen van moment op moment. In hoofdstuk 3.2.3. is weergegeven welke spreiding dit in de energierekening kan geven voor zover daar op dit moment inzicht in is.

De energierekening voor huishoudens met een gemiddeld verbruik, ook als er onderscheidt wordt gemaakt naar warmtebronnen en het hebben van zonnepanelen, geeft geen inzicht in de spreiding. Het totale energieverbruik is bijvoorbeeld sterk afhankelijk van persoonlijke factoren, waaronder de grootte en het energielabel van de woning en de keuze voor de energieleverancier en het type contract (vast of flexibel). Daarnaast kunnen de tariefverschillen tussen warmte bij volledig kostengebaseerde tarieven heel groot worden (ordeschatting tot wel een factor 4 tussen het goedkoopste en het duurste tarief).⁸⁸

Het regulier koopkrachtinstrumentarium is niet toegerust om deze spreiding, voor zover deze onwenselijk wordt geacht, te verkleinen. In de koopkrachtplaatjes zijn de uitgaven aan energie niet zichtbaar, omdat deze in de inflatie zijn verwerkt. Het aanpassen van de koopkracht naar type woning,

⁸⁸ Bron is een rapport dat in opdracht van EZK/W&O wordt opgesteld door Copenhagen Economics. Dit is op het moment van schrijven nog in (vergevoerd) concept.

warmtebron (gas, warmte, waterstof), mate van isolatie etc. is niet mogelijk met het regulier koopkrachtinstrumentarium. Het ligt dan voor de hand om dit bij de bron, dus bij de energie- en klimaatgerelateerde belastingen, subsidies of normeringen, op te lossen. Omdat dit ten koste kan gaan van de generieke prikkelwerking die uitgaat van deze instrumenten, betekent dit soms een politieke weging, er bestaat dan een afruil tussen efficiëntie en betaalbaarheid.

5.2 **Totaal aan lasten; verschillen tussen diverse gebruikers en generaties**

De hoogte van en diversiteit in de energierekening alleen geeft een onvolledig beeld, omdat er ook kosten voor de energietransitie gemaakt moeten worden buiten de energierekening om. Naast diversiteit in de energierekening, zal er dus ook diversiteit ontstaan in de totale kosten, in de zin dat sommige gebruikers meer investeringskosten hebben (bijvoorbeeld de aanschaf van een warmtepomp) en lagere operationele kosten die via de energierekening (bijvoorbeeld leveringstarieven en belastingen), en andere gebruikers juist andersom.⁸⁹ Het vergelijken van alleen de (gemiddelde) energierekening tussen huishoudens op enig moment zal dus een onvolledig beeld geven. Omdat marktprijzen onderhevig zijn aan fluctuaties over de tijd, is dit verschil in kosten bovendien niet statisch. Voor bedrijven kunnen ook het EU-ETS, de CO₂-heffing industrie en verplichtingen zoals de Wet milieubeheer voor energiebesparing die zich in vijf jaar terugverdient relevant zijn voor het totaal aan lasten.

Deze verschillen komen deels voort uit keuzes die voor huishoudens en bedrijven zijn gemaakt (bestaande infrastructuur) en worden gemaakt (wijkaanpak) en zijn daarmee deels onafhankelijk van gedrag. Het genereren van de juiste prikkels, bijvoorbeeld door belastingen op gas (ten opzichte van elektriciteit) te verhogen is enerzijds gunstig voor de energietransitie. Het spoort huishoudens en bedrijven aan om te verduurzamen. Anderzijds gaan door deze stijging bijvoorbeeld huishoudens met een laag inkomen in een slecht geïsoleerde woning op gas relatief meer betalen aan energiekosten dan andere huishoudens. Een schuif van belasting op elektriciteit naar gas kan gemiddeld genomen lastenneutraal zijn, maar voor bepaalde huishoudens lastenverhogend en dus deniverend uitwerken. Omdat de energietransitie niet van de ene op de andere dag is gerealiseerd, betreft dit de komende jaren nog een relatief grote groep.⁹⁰ Niet iedereen zal immers per ommegaande van het gas af kunnen, en bovendien spelen daarbij ook andere factoren, zoals het tempo van de wijkaanpak.

Verduurzaming in de gebouwde omgeving verdient zich vooralsnog niet altijd volledig terug in een lagere energierekening. Bij de verduurzaming van de gebouwde omgeving zullen de kosten voornamelijk gedragen worden door gebouweigenaren. Subsidies om deze kosten voor de eigenaar te verlagen kunnen een oplossing bieden om de woningen met slechtere labels naar een hoger niveau te trekken. Bijkomend voordeel is dat dit de flexibiliteit in de warmtevoorziening

⁸⁹ PBL, Ontwikkelingen in de energierekening tot en met 2030, 2021.

⁹⁰ PBL, Meten met twee maten, 2018.

verhoogt doordat woningen minder snel opwarmen en afkoelen.⁹¹ Voor koopwoningeneigenaren worden de investeringen hierdoor (financieel) meer behapbaar, met name in situaties waarin een lagere energierekening (als gevolg van betere labels) niet volledig compenseert voor de investering. Daarnaast zal in de huursector het effect op de huurprijzen beperkt kunnen worden. Voor huurders is het streven dat de woonlasten als geheel gemiddeld gelijk blijven: in zoverre de energielasten dalen, kunnen de huren stijgen. Met hogere huurinkomsten kan de verhuurder de investering (deels) dekken. Bij een deel van de populatie zal een hogere huurprijs doorwerken in een hogere huurtoeslag, ook al is de huurverhoging beperkt tot daling van de energielasten. Per saldo gaan de huurders met huurtoeslag er dan op vooruit.

Het verdient aanbeveling om de ontwikkeling van de lasten- en koopkrachtontwikkeling van het klimaatbeleid systematisch te monitoren om zo tijdig bij te kunnen sturen. Ramingen van de langetermijneffecten op koopkracht en lasten kunnen opgenomen worden als bijlage bij de Klimaatnota (dit gebeurt nu al voor de effecten op de overheidsuitgaven). De ambtelijke Studiegroep Green Deal heeft een lijst opgesteld van mogelijke maatregelen om de klimaatdoelen in 2030 en later te halen. Het is aan de politiek om te kiezen welke maatregelen wenselijk geacht worden. Hoogstwaarschijnlijk zal met deze keuzes sprake zijn van een energietransitie, waarvoor investeringen nodig zijn. Die investeringen in de energietransitie hebben effecten op de prijzen en lasten van huishoudens en bedrijven. Van jaar op jaar zullen deze effecten meestal beperkt zijn (ordegrootte enkele tientjes per huishouden), maar over een langere periode bezien kunnen er substantiële gevolgen ontstaan voor de inkomensverdeling. In de huidige beleidsvormgeving brengt de overheid de kosten van een verleende SDE++-subsidie gespreid over 12 tot 15 jaar via de ODE in rekening bij huishoudens en bedrijven. En de kosten van aanpassingen en uitbreiding van de energie-infrastructuur spreiden netbeheerders via nettarieven uit over een periode van 15 tot 40 jaar. Ook strengere normen voor gebouwen en vervoer kunnen voor prijsstijgingen zorgen. Het is aan de politiek om ook een keuze te maken op welke manier deze investeringen bekostigd worden. Die beleidsbeslissingen hebben dus directe gevolgen voor de koopkracht en lastenontwikkelingen van de komende decennia.

5.3 Lastenverdeling tussen generaties

Voor het behouden van draagvlak voor de transitie is het te overwegen om de kosten tussen huidige en toekomstige generaties anders te verdelen. Het beperken van klimaatverandering kan gezien worden als een baat van de toekomst of als een verplichting van de huidige generatie. De benodigde investeringen kunnen weerstand oproepen bij burgers en bedrijven die nu of de komende jaren de kosten dragen. Voor het draagvlak kan daarom overwogen worden om de kosten tussen huidige en toekomstige generaties te verdelen op zo'n wijze dat de verdeling van deze kosten recht doet aan de verdeling van de baten.⁹² Anderzijds kan een verplichting

⁹¹ Flexibiliteit uit warmtepompen en warmtenetten kan belangrijke rol spelen in duurzaam elektriciteitssysteem. TenneT 2021. <https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/flexibiliteit-uit-warmtepompen-en-warmtenetten-kan-belangrijke-rol-spelen-in-duurzaam-elektriciteits/>

⁹² Lidewijde Ongering, Nieuwjaarsartikel: Vaart maken richting een duurzaam verdienvermogen, 2021. ESB, <https://esb.nu/esb/20061740/vaart-maken-richting-een-duurzaam-verdienvermogen>.

van de huidige generatie juist positief bijdragen aan draagvlak via plichtsbesef. Ook kan het doorschuiven van de lasten leiden tot weerstand bij de jongere generatie, die geen aandeel of voordeel hebben gehad in de oorzaak van de problemen. Bovendien is het advies van de 16^e Studiegroep Begrotingsruimte aan het volgende kabinet om, vanwege onzekerheid over de precieze oploop van de staatsschuld als gevolg van de corona-uitgaven, het saldo niet structureel te belasten.⁹³

Een ambtelijk advies over een optimale intergenerationele verdeling is niet mogelijk, aangezien de 'wenselijkheid' van een verdeling ook afhangt van het politieke uitgangspunt. Net als met het verdelen van de lasten tussen burgers en bedrijven, en burgers en bedrijven onderling, van deze *generatie*, kan de politiek met het verdelen van de lasten *tussen* generaties uitgaan van verschillen principes, waaronder 'wie kan het betalen (sterkste schouders)', 'wie draagt bij aan het probleem (wie is de vervuiler)' en 'wie ontvangt de baten (van een emissievrij energiesysteem)'.

⁹³ Idem.

6 **Beleidsopties om oplossingen te bieden voor financieringsknelpunten**

De taakopdracht van dit IBO is tweeledig: houdt de systematiek van (beleidsmatige) financiering en bekostiging van de investeringen in de verduurzaming van het energiesysteem – nu voornamelijk via de energierekening - tegen het licht en presenteert oplossingen voor de mogelijke financieringsknelpunten. Dit hoofdstuk geeft ten eerste een antwoord op de vraag of de financiering via de energierekening een groot knelpunt kan vormen gedurende de transitie. Ten tweede dient dit hoofdstuk als een leeswijzer voor de beleidsopties die zijn uitgewerkt (zie bijlage 7 voor de uitgewerkte beleidsfiches).

Nederland is bezig met de energietransitie die leidt tot grote veranderingen en investeringen; dat vraagt om concrete acties van het volgende kabinet. Volgens de ambtelijke Studiegroep Green Deal leidt de aanvullende reductieopgave in alle varianten tot benodigde uitgaven variërend met de ambitie van € 3,6 tot 5,6 miljard. De transitie vereist investeringen van burgers en bedrijven die zich niet noodzakelijkerwijs terugverdienen. De overheid dient daarom regie te nemen én gerichte beleidsinstrumenten te bieden om deze investeringen tot stand te brengen en lasten evenwichtig te verdelen over de samenleving. Dat vergt, ondanks onzekerheden over het eindbeeld, op korte termijn keuzes, omdat investeringen vaak een lange doorlooptijd kennen en ondoelmatigheden in het bestaande instrumentarium die effectiviteit en draagvlak in de weg staan weggenomen moeten worden.

6.1 **Betaalbaarheid energietransitie**

Dit IBO bekijkt de financiering van de energietransitie vanuit het perspectief van de eindgebruikers: welke kosten zien zij op zich afkomen de komende jaren, hoe kunnen deze lager en hoe kunnen deze verdeeld worden? Dit is niet hetzelfde als streven naar de laagste overheidsuitgaven of -lasten; voor de eindgebruiker maakt het immers ook uit of er kosten zijn die voortkomen uit normeringen (bijvoorbeeld energie-labelverplichtingen), wetgeving (zoals nettarieven) of Europese beprijzing (zoals het EU-ETS).

Dit IBO concludeert dat de energierekening voor een huishouden met een gemiddeld verbruik, bij voortzetting van het huidige beleid, waarschijnlijk beperkt stijgt, maar met dit beleid worden de klimaatdoelen niet gehaald. De energierekening van bedrijven vereist nader onderzoek. Op basis van de huidige kennis en bij voortzetting van bestaand en voorgenomen beleid, zal de energierekening naar verwachting voor een huishouden op aardgas en zonder zonnepanelen tot 2030 gemiddeld met € 14 per jaar stijgen. Huishoudens met zonnepanelen zien een stijging van minder dan een euro per jaar. De aanvullende klimaatopgave leidt tot kosten die ook verdeeld moeten worden. De Studiegroep Green Deal schat in dat dit, variërend met de ambitie, uitkomt op een lastenverzwaring van € 3,6 tot 5,6 miljard).

Ondanks de beperkte stijging, zullen er wel steeds grotere kostenverschillen ontstaan tussen eindgebruikers. De spreiding in de energierekening van bedrijven en huishoudens neemt toe. Waar nu de meeste huishoudens nog op het aardgasnet zijn aangesloten, zullen richting 2050 steeds meer huishoudens gaan verschillen wat betreft energiedrager voor verwarming. Ook komt er een verschil tussen gebruikers die (vooral) elektriciteit en warmte van het net afnemen en gebruikers die (ook) zelf produceren, zogenaamde decentrale opwek.

De investeringen die huishoudens en bedrijven zelf moeten doen – en niet zichtbaar zijn op de energierekening – zullen wel fors stijgen in de komende periode. Investerings in energiebesparende maatregelen zoals nieuwe installaties of isolatie zullen oplopen en zichzelf niet altijd terugverdienen (onrendabele top). Zeker als een meer normerende en verplichtende route wordt gekozen, zullen de kosten oplopen en zeer waarschijnlijk niet eenduidig neerslaan.

Beleid gericht op het prikkelen tot duurzame investeringen en energiebesparing, bijvoorbeeld de EB en ODE, maar ook subsidies en normeringen, dragen bij aan de verschillen in de energierekening. Dit komt omdat deze lasten en baten meer bij de ene doelgroep neerslaan dan bij de andere. In zoverre hiermee beoogd wordt om CO₂-uitstoot te beprijsen of een duurzaam alternatief te subsidiëren of verplichten, en daarmee de onrendabele top te verkleinen, draagt dit beleid bij aan de transitie. Echter, de verschillen in de energierekening komen ook deels voort uit keuzes die voor de burger worden gemaakt (bijvoorbeeld wijkaanpak; wanneer je van het gas gaat) of uit onmogelijkheden (bijvoorbeeld bij huurders die niet zelf kunnen isoleren) en is daarmee voor een deel onafhankelijk van het gedrag van de burger zelf. Het risico is dat bepaalde groepen achterblijven vanwege budgettaire beperkingen en de potentiële gevolgen van keuzes waar de burger zelf geen impact op heeft. Dit kan leiden tot een (gevoel van) onrechtvaardige lastenverdeling, die het draagvlak voor de transitie kan ondermijnen.

Naarmate de verschillen toenemen, worden generieke compensatie instrumenten als de belastingvermindering of andere koopkrachtknoppen minder effectief. Het ligt dan voor de hand om dit bij de bron, dus bij de energie- en klimaatgerelateerde belastingen, subsidies of normeringen, op te lossen. Omdat dit ten koste kan gaan van de generieke (impliciete) prikkelwerking op CO₂-reductie en/of energiebesparing die uitgaat van deze instrumenten, betekent dit op plekken een politieke afweging tussen efficiëntie en draagvlak (lastenverdeling). Op andere plekken is er wel synergie tussen meer efficiëntie en draagvlak bij huishoudens: een (meer) gelijke beprijzing van grootverbruikers of bepaalde sectoren, kan juist zowel bijdragen aan een doelmatigere transitie als aan meer draagvlak onder burgers. Dit moet dan weer afgewogen worden tegen het risico op verplaatsing van bedrijvigheid. Als hiermee CO₂-uitstoot enkel verplaatst naar het buitenland (CO₂-weglek), levert dit geen klimaatwinst op.

6.2 Oplossingsrichtingen

Dit IBO geeft een mix van concrete opties, denkrichtingen, en aanbevelingen voor nadere verkenning. De vraag of de transitie succesvol doorlopen kan worden tegen lagere kosten en met een evenwichtigere lastenverdeling is niet eenvoudig te beantwoorden. Het antwoord op deze vraag hangt sterk af van keuzes die op Europees, nationaal en lokaal niveau gemaakt moeten worden naar aanleiding van de Green Deal. Er zijn opties verkend die een duidelijke politieke weging vereisen, bijvoorbeeld over de wijze van lastenverdeling tussen burgers en bedrijven, maar ook bijvoorbeeld tussen efficiëntie en betaalbaarheid en het risico op verplaatsing van bedrijvigheid en CO₂-uitstoot.

Een kostenefficiënte energietransitie vereist bovenal betere beprijzing van CO₂ op Europees niveau. CO₂-uitstoot moet beter worden betaald en daarvoor is EU-ETS het meest effectief gebleken instrument. Naar verwachting zal de Europese Commissie in juni 2021 met voorstellen voor herziening van richtlijnen komen om onder meer EU-ETS in lijn te brengen met het verhogen van de Europese doelstelling van 40% naar 55% reductie in 2030. Daarnaast zal de Europese Commissie voorstellen om de Richtlijn Energiebelastingen te hervormen zodat deze meer in lijn is met de klimaatdoelen. Dit zou kunnen betekenen dat minimumtarieven worden verhoogd en er minder ruimte wordt geboden voor vrijstellingen.

Naast het inzetten van betere CO₂-beprijzing in Europa, is het kostenefficiënt als de nationale beprijzing in verschillende sectoren (en daarbinnen actoren) op plekken meer beweegt naar een uniforme efficiënte CO₂-prijs. Er bestaan in Nederland verschillende tariefssystemen voor verschillende energiedragers en soms ook sectoren, waardoor CO₂-uitstoot op verschillende plekken een verschillende prijs heeft. Dit is deels historisch bepaald en/of volgt uit Europese richtlijnen, en voortgezet in de sectorale aanpak van het Klimaatakkoord. Daar waar de prikkels en CO₂-prijs onvoldoende zijn om de transitie in gang te zetten of te houden of niet leidt tot kostenefficiënte maatregelen, moeten deze bijgesteld worden. Op korte termijn zijn in het kader van dit IBO een tweetal richtingen binnen de bestaande systematiek geïdentificeerd: een verdere schuif in de EB/ODE van elektriciteit naar gas zodat de belastingen CO₂-reductie beter stimuleren ([fiche 1](#)) en het verminderen van de degressiviteit en vrijstellingen in de EB en ODE ([fiche 2](#)). Beide richtingen zijn behulpzaam om te komen tot een uniforme CO₂-prijs. Kanttekening bij dit laatste fiche is wel dat hiermee de beprijzing van CO₂ bij bedrijven wordt verhoogd, wat moet afgewogen worden tegen het risico op verplaatsing van bedrijvigheid en weglek van CO₂.

Alleen betere CO₂-beprijzing is echter onvoldoende en aanvullend beleid is nodig om de transitie tijdig en doelmatig te laten slagen. Kern daarvan is voor alle actoren in de transitie de juiste prikkels te introduceren, zodat zij aangezet worden tot actie. Bij een eenzijdige focus op beprijzing is het risico op verplaatsing van bedrijvigheid groot. Ook worden de grote uitdagingen op het gebied van infrastructuur hierdoor niet volledig weggenomen. Ten slotte kan bij beprijzing niet goed bij de bron gecompenseerd worden voor de koopkracht. Voor een andere lastenverdeling is daarom aanvullend beleid nodig, zoals normeren en subsidiëren. De impliciete CO₂-belastingen in de gebouwde omgeving zijn al vrij hoog in vergelijking met andere sectoren, maar ook in verhouding tot sommige andere landen in Europa.

Toch komt de transitie in de gebouwde omgeving niet automatisch tot stand. De keuzes van individuele actoren in de transitie kunnen door andere economische factoren (bijvoorbeeld marktmacht van één van de partijen in de keten, schaarste in geschoolde arbeidskrachten of verhoogde risico's door lange procedures/tijdpaden) niet in lijn liggen met een maatschappelijk kosteneffectieve transitie. Extra ingrepen, zoals regie, regelgeving en financiële prikkels, zijn nodig om de *incentives* voor de actoren in de transitie in lijn te brengen met een kosteneffectief transitiepad.

Ten eerste draagt dit IBO opties aan om de besluitvorming over investeringen in de energietransitie aan te passen om zodoende de kosten te verlagen. Dit kan bijvoorbeeld door, zonder dat dit tot vertraging mag leiden, de ACM de taak te geven om een ex ante toets op doelmatigheid uit te voeren op voorgeschreven investerings-oplossingen zoals die in het Rijksinpassingsplan van de Rijkscoördinatieregeling (RCR) staan ([fiche 3](#)). Ook kan transparantie over de meerkosten die voortvloeien uit regionale energiewensen leiden tot andere, meer kosteneffectieve keuzes door regionale overheden ([fiche 4](#)). Een stap verder is om lokale overheden financieel (deels) verantwoordelijk te maken voor de meerkosten van lokale wensen ([fiche 5](#)).

Ten tweede draagt dit IBO opties aan voor beleid gericht op het oplossen van knelpunten bij nieuwe infrastructuur, met name warmte, CO₂ en waterstof. Regie en coördinatie vanuit de overheid kunnen bijdragen aan een tijdige en kostenefficiënte uitrol van nieuwe infrastructuur, zoals ook uiteengezet in de ambtelijke Studiegroep Green Deal. Door deze coördinatie neemt de kip-ei problematiek af (onzekerheid of vraag en aanbod wel tot stand komen). Daarnaast is in dit IBO een aantal aanvullende beleidsopties uitgewerkt om meer zekerheden in de uitrol van nieuwe energie-infrastructuur te creëren, die bijdragen aan investeringszekerheid en (daardoor) kostendaling. Deze instrumenten maken een toekomstgerichte dimensionering van nieuwe infrastructuren van nationaal belang mogelijk en beperken het exploitatierisico door middel van subsidies en garanties aan de investeerder ([fiche 6](#), Aanleg nieuwe infrastructuur). Aanvullend is een instrument mogelijk om de kosten te drukken voor regionale en lokale warmtenetten, die in een vergelijking op nationaal niveau onvoldoende uit de verf zullen komen ([fiche 7](#), CAPEX-subsidie warmtebedrijf). De kosten van diverse warmte verduurzamingsopties kunnen bovendien lokaal sterk verschillen, terwijl deze opties vanuit nationale kosten gezien wel gewenst zijn. Als sluitstuk kan de eindgebruiker (warmte-afnemer) tijdelijk worden gesubsidieerd ([fiche 8](#), Subsidie eerste generatie overstappers) en kan er een fonds worden ingericht voor restkosten op wijkniveau ([fiche 9](#), Fonds betaalbare wijkaanpak aardgasvrij). Hiermee kunnen de eerste eindgebruikers die overgaan worden gecompenseerd.

Dit IBO heeft ook gekeken naar opties voor een andere verdeling van de kosten. Voor het draagvlak van de transitie is het belangrijk dat de kostenverdeling als rechtvaardig wordt ervaren. Dit geldt zowel voor de uitkomsten van de transitie als de effecten van individuele maatregelen. Hierbij moet worden opgemerkt dat draagvlak breder is dan kostenverdeling: onder andere keuzevrijheid, inspraak en ontzorging kunnen hierbij een even belangrijke rol spelen. Binnen het energiedomein zijn de instrumenten om direct te sturen op inkomensverdeling beperkt. Er zal een goede mix gevonden moeten worden tussen generieke inkomensinstrumenten en compensatie binnen het energiedomein. Dit zal altijd een politieke afweging zijn.

Een mogelijkheid om de lastenverdeling anders in te richten is om de ex ante koppeling tussen de ODE en SDE++ los te laten. Dit kan door de ODE in zijn geheel af te schaffen of door de ODE-tarieven op het huidige niveau te bevriezen ([fiche 10](#), Alternatief voor financiering SDE). In beide gevallen blijven de SDE-kasuitgaven bestaan en zullen er dus ook lasten blijven bestaan, maar de politiek kan dan wel een integrale afweging maken waar deze lasten het beste kunnen neerslaan, omdat zij niet meer gebonden is aan de ODE. Hierbij is van belang om de prikkelwerking die van belasting op gas en elektriciteit uitgaat te behouden. [Fiche 10.1](#) geeft als voorbeeld een dekking door de EB te verhogen, maar heeft daarmee geen invloed op de hoogte van de energierekening. De dekking vereist uiteraard een politieke weging en kan ook elders gevonden worden. Naast het verhogen van andere lasten en/of verlaging van uitgaven, kan dit ook gefinancierd worden uit schuldtoelagen, om zo de kosten te spreiden over generaties. Het laten oplopen van de staatsschuld is echter strijdig met het advies van de 16^e Studiegroep Begrotingsruimte (2020), dat waarschuwt voor het structureel belasten van de overheidsfinanciën, gegeven de bestaande onzekerheid over het verloop van de coronacrisis en het effect daarvan op de staatsschuld.

Een andere mogelijkheid om de energiegerelateerde lasten anders te verdelen is om een deel van de infrastructurele kosten niet via de nettarieven op de energierekening te bekostigen, maar via de algemene middelen. Dit laatste geeft meer mogelijkheden om de lasten te verdelen over verschillende groepen in de samenleving. De Europese regelgeving bepaalt grotendeels welke posten wel en niet in de tarieven mogen en moeten lopen. Er zijn twee posten die waarschijnlijk conform deze regels uit de algemene middelen in plaats van via nettarieven betaald kunnen worden: het net op zee ([fiche 11](#)) en een deel van de specifieke kosten gerelateerd aan de gasnetten ([fiche 12](#)). Voor de gasnetten geldt dat deze kosten over een steeds kleinere groep eindgebruikers, die nog niet zijn overgestapt, wordt uitgesmeerd. Hier gaat enerzijds een prikkelwerking van uit (hogere kosten voor gas), maar anderzijds bijt dit met het tempo van de wijkaanpak en lopen de tarieven op naarmate de transitie vordert en de laatste wijken nog op het gas zitten. Beide opties passen naar verwachting binnen de staatssteunkaders, maar moeten nog besproken worden met de Europese Commissie. Bovendien adviseert de IBO-werkgroep het volgende kabinet om de nettarieven systematiek nader te onderzoeken om te bezien of er nog meer kansrijke posten zijn die in de algemene middelen kunnen lopen in plaats van via de energierekening.

Een derde mogelijkheid om de lasten anders te verdelen, is om naast beprijzen en normeren meer in te zetten op subsidies. Met de bestaande normering en beprijzing (belasting op gas) verdienen meerinvesteringen in bijvoorbeeld de gebouwde omgeving zich niet altijd binnen de levensduur van de investering terug. Verdere beprijzing en normering geeft een sterkere prikkel voor woningeigenaren om deze kosten toch te maken. Sterkere prijsprikkels en normeringen kunnen echter ook ongewenste lasteneffecten teweegbrengen als huiseigenaren of bewoners geen mogelijkheid hebben om te verduurzamen, zoals in paragraaf 5.1.4 werd geschetst, bijvoorbeeld omdat zij afhankelijk zijn van de huurbaas of van het tempo van de wijkaanpak. Om de betaalbaarheid en het draagvlak te versterken is gerichte, aanvullende ondersteuning nodig door middel van subsidie.

In de analyse van dit IBO is de eigenvermogensbehoefte van landelijke en regionale netbeheerders als knelpunt in de energietransitie naar voren gekomen. Immers, ook als zij de kosten achteraf volledig kunnen doorberekenen aan de eindgebruiker, hebben zij wel aan de voorkant vreemd en eigen vermogen nodig om deze investeringen te doen. Om een gezonde verhouding te bewaken tussen vreemd en eigen vermogen, moeten nieuwe of bestaande aandeelhouders aanvullend eigen vermogen inbrengen. In het algemeen is het beeld dat met name de vele gemeentelijke aandeelhouders, moeite hebben om voldoende kapitaal op te brengen. De IBO-werkgroep adviseert het komende kabinet daarom om versterking van de kapitaalbasis van de regionale netwerkbedrijven door het Rijk uit te werken, aanvullend op een kapitaalstorting van de huidige en eventuele nieuwe decentrale aandeelhouders.

6.3 Afsluitend

Naast de genoemde beleidsopties en aanbevelingen voor nader onderzoek, is er nog veel wat dit IBO niet heeft kunnen concretiseren. Op dit moment bestaat er nog veel onzekerheid over de mogelijke nationale en Europese ontwikkelingen (technisch en in beleid), waardoor het niet mogelijk is gebleken om in het kader van dit IBO een scherpere inschatting te maken van de totale kosten en lastenverdeling van de transitie. Een doorrekening van de lasten op basis van bestaand en voorgenomen beleid zou al snel achterhaald zijn, omdat de aanzienlijke aanvullende opgave die volgt uit de verhoging van de EU-ambitie (Green Deal) nog ingevuld moet worden met Europees en nationaal beleid. Dit heeft potentieel grote implicaties op de lastenverdeling.

Het verdient aanbeveling om de ontwikkeling van de lasten- en verdelingseffecten van het klimaatbeleid systematisch te monitoren om zo tijdig bij te kunnen sturen. Ramingen van de langetermijneffecten op inkomen en lasten kunnen opgenomen worden als bijlage bij de Klimaatnota (dit gebeurt nu al voor de effecten op de overheidsuitgaven).

Bijlage 1: Taakopdracht IBO financiering energietransitie

Taakopdracht IBO Financiering energietransitie zoals verzonden aan Tweede kamer als bijlage bij de Miljoenennota 2021 (bijlage 18, p.405).

Inleiding

Met het Klimaatakkoord en het Klimaatplan zet Nederland de transitie in naar de Klimaatdoelen zoals die zijn vastgelegd in de Klimaatwet. Dit houdt in dat het energiesysteem nagenoeg emissievrij dient te zijn in 2050. De transitie vergt investeringen in het energiesysteem (levering en productie, infra, gebruik) die per saldo gepaard gaan met nationale kosten voor burgers en bedrijven. De huidige systematiek van (beleidsmatige) financiering en bekostiging van deze investeringen leidt ertoe dat de kosten van de verduurzaming van het energiesysteem grotendeels via de energierekening worden omgeslagen en via die route als lasten bij burgers en bedrijven terechtkomen. Die systematiek heeft jarenlang goed gewerkt, maar de transitie – en de investeringen die deze vergt – zijn aanleiding deze systematiek tegen het licht te houden.

Probleemstelling

Precieze vraagstelling wordt nader uitgewerkt, maar het IBO financiering energietransitie zal zich richten op de volgende vragen:

- Wat is het effect van (gedurende de jaren oplopende) investeringen in verduurzaming van het energiesysteem op de ontwikkeling van beleidsmatige EMU- en niet-EMU-relevante lasten voor burgers en bedrijven, waaronder de energierekening, tot 2030 en richting 2050?
- Hoe worden de lasten nu verdeeld, tussen burgers en bedrijven, tussen huishoudens onderling, tussen mkb en grote industriële bedrijven en intergenerationeel; en welk effect heeft de energietransitie op deze verdeling? Wat betekent dit voor het draagvlak voor de energietransitie?
- Wat zijn, op basis van voorgaande, de prikkels die van de huidige systematiek uitgaan voor de beslissingen van burgers en bedrijven?
- Welke aanpassingen in de huidige systematiek - en/of varianten voor alternatieve bekostiging en financiering - zijn te onderscheiden om de investeringen in de verduurzaming van het energiesysteem stabiel en houdbaar en met draagvlak te financieren en de prikkels voor een kosteneffectieve transitie te versterken? Hoe hangt dit samen met ontwikkelingen in Duitsland en andere landen?

Probleem- en vraagstelling in onderling overleg FIN en EZK.

Buiten scope:

Dit IBO gaat niet over de inhoudelijke beleidskeuzes in het Klimaatplan, inclusief bijvoorbeeld de Regionale Energie-strategieën. Deze worden in dit IBO als gegeven beschouwd. De beleidsmatige varianten voor CO₂-reducerende maatregelen,

uitgaande van de Europese context van de Green Deal, worden geïnventariseerd door de ambtelijke studiegroep die wordt ingesteld door de ACKE/MCKE, cf bespreking in de ACKE d.d. 25 maart (secretariaat EZK/FIN).

Er loopt al een onderzoek naar de transitie van eindgebruikerskosten in de gebouwde omgeving. De resultaten van dit onderzoek kunnen meegenomen worden in dit IBO.

Dit IBO gaat niet over de interactie van de energietransitie en klimaatopgave met de governance van de Ruimtelijke Ordening in NL. Dit is een onderdeel van het IBO ruimtelijke ordening.

Organisatie van het onderzoek

Leden van de werkgroep zijn: FIN, AZ, EZK, SZW, BZK, PBL, CPB (en IenW). Daarnaast hebben decentrale overheden een belangrijke rol bij dit onderwerp, en zullen dus op een gepaste manier worden betrokken. De werkgroep staat onder leiding van een onafhankelijke voorzitter. De voorzitter wordt ondersteund door 4 secretarissen. FIN en EZK leveren beide twee secretarissen. Ook kan extern advies worden ingewonnen. Het onderzoek start in september 2020. Het secretariaat rondt haar eindrapport uiterlijk 1 maart 2021 af. De periode tot september 2020 kan gebruikt worden om voorbereidingen te treffen en o.a. benodigde data te verzamelen, bijvoorbeeld bij het CBS. De omvang van het rapport is niet groter dan 30 bladzijden plus een samenvatting van maximaal 5 bladzijden.

Bijlage 2: Samenstelling van de werkgroep

Voorzitter	Gita Salden
Secretariaat	Ellen Ringnalda (EZK) Marijke Bos (EZK) Ave Jallai (FIN) Hala Naoum Nehme (FIN) Bas Straathof (FIN)
Ministerie van AZ	Ben Geurts
Ministerie van EZK	Ernst-Paul Nas Ewout Visser (plv.)
Ministerie van BZK	Jan van Beuningen Alex Niatsetski (plv.) Jorrit Bakker (plv.)
Ministerie van FIN	Myrthe de Jong Gerco Weenink (plv.)
Ministerie van IenW	Marieke Spijkerboer
Ministerie van LNV	Frank Kooiman Inge Lardinois (plv.)
Ministerie van SZW	Elise Splint Joost Baeten (plv.)
CPB	Arjan Trinks (als onafhankelijk deskundige) Ton Manders (plv.)
PBL	Herman Vollebergh (als onafhankelijk deskundige) Corjan Brink (plv.)

Bijlage 3: Overzicht van gesproken experts en betrokkenen

Bij de totstandkoming van dit IBO-rapport is gesproken met een groot aantal experts en betrokkenen. Zo hebben een aantal expertsessies en interviews plaatsgevonden en is schriftelijke input geleverd. In onderstaande lijst worden deze experts en betrokkenen, voor zover bekend, genoemd. Bij de namen zijn de organisaties weergegeven waar de geraadpleegde personen op dat moment werkzaam waren. De werkgroep heeft de informatie van de geraadpleegde personen meegewogen en gebruikt bij de totstandkoming van het eindrapport. Het rapport is een product van de werkgroep en hoeft niet de mening van de geraadpleegde personen weer te geven.

Aalbers, Rob (CPB)
Akerboom, Sanne (Universiteit Utrecht)
Algemene Rekenkamer
Boer, Remco de
Coenen, Hans (N.V. Nederlandse Gasunie)
Cuppen, Eefje (Universiteit Leiden)
Emans, Paul (Enexis)
François, Anneke (ACM)
Gaag, Olof van der (NVDE)
Gerlagh, Reyer (Tilburg University)
Groot, Björn de (ACM)
Haas, Sam de (Boston Consulting Group)
Heuvel, Stijn van den (Vattenfall)
Hoogendoorn, Sander (CPB)
Ijskes, Esther (ACM)
Knegt, Tim de (Havenbedrijf Rotterdam)
Koldenhof, Gerja (Stedin)
Koot, Patrick (CPB)
Lomme, Sjak (SLEA)
Londo, Marc (NVDE)
Meijden, Herman van der (Shell)
Mulder, Machiel (Rijksuniversiteit Groningen)
Oskam, Hans-Peter (Netbeheer Nederland)
Polen, Steven van (PBL)
Rodenhuis, Emile (VNO-NCW)
Rooij, Raymond de (ACM)
Rooijers, Frans (CE Delft)
Ruijgrok, Walter (Energie-Nederland)
Samsom, Diederik (Head of Cabinet Frans Timmermans, Europese Commissie)
Schuurman, Michel (MVO Nederland)
Sieben, Bram (Alliander)
Stuij, Bert (RVO)
Teulings, Bart (AEF)
Tieben, Bert (SEO Economisch Onderzoek)
Uittenbogaard, Roland (Raad van State)
Visser, B.M. Martien (Hanzehogeschool Groningen)
Ybema, Remko (Nobian)
Zwol, Richard van (Staatsraad, lid van de Afdeling advisering van de Raad van State)

Bijlage 4 (Meer) beprijzing bij internationaal concurrerende bedrijven

Het CPB⁹⁴ stelt dat het productieverlies voor de Nederlandse industrie op lange termijn beperkt is, zelfs bij een forse, vlakke nationale industrieheffing, zo lang bedrijven weinig praktische belemmeringen ervaren om CO₂-reducerende maatregelen bij hogere CO₂-prijzen te implementeren (denk aan de beschikbaarstelling van infrastructuur). Voor subsectoren zal sprake kunnen zijn van grotere effecten, oplopend tot 12% productieverlies bij de basismetalaalindustrie bij een vlakke CO₂-heffing van € 200 per ton, zonder gerichte terugsluis van de belastingopbrengst naar de industrie. Een gerichte terugsluis van de belastingopbrengst naar de industrie in Nederland ten behoeve van de verduurzaming van het productieproces kan volgens het CPB helpen de weglek van CO₂-uitstoot enigszins te beperken. Per saldo nemen de kosten van aanpassingen in het industriële productieproces in dat geval immers af.

De PwC speelveldtoets 2020⁹⁵ geeft op basis van case studies aan dat oplopende kosten van onder andere de ODE en de huidige nationale margeheffing⁹⁶ ten laste kunnen komen van de winstgevendheid. Een beperkte mogelijkheid om deze meerkosten door te berekenen aan afnemers betekent dat bedrijven voor de keuze komen te staan om activiteiten af te bouwen of investeringen te doen die emissies en fossiel energieverbruik reduceren. De businesscase van deze investeringen wordt door meerdere factoren bepaald, maar cruciaal is volgens PwC dat het bedrijf zekerheid heeft over tijdig beschikbare infrastructuur en subsidie op risicovolle projecten met een onrendabele top.

⁹⁴ CPB, CO₂-heffing en verplaatsing, 2020.
<https://www.cpb.nl/sites/default/files/omnidownload/CPB-Achtergronddocument-CO2-heffing-en-verplaatsing.pdf>

⁹⁵ PwC, speelveldtoets 2020.

⁹⁶ Voor meer informatie over de huidige margeheffing, zie
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/milieubelastingen/co2-heffing-voor-industrie>

Bijlage 5 De financiering van de energietransitie tussen 2020 en 2050, Kalavasta en Berenschot

Als eigenstandig document toegevoegd.

Bijlage 6 Vergelijking ramingen en kostenberekeningen

Raming meerinvesteringen en nationale kosten door Kalavasta en Berenschot in vergelijking met bestaande PBL-ramingen en met kostenberekening II3050

Om een gevoel te krijgen van de orde grootte van de extra kosten van de energietransitie, heeft de IBO-werkgroep aan Kalavasta en Berenschot gevraagd wat de meerinvesteringen zijn van het energiesysteem in 2030 en 2050. Dit essay, getiteld 'Een essay over de financiering van de Energietransitie tussen 2020 en 2050' (hierna 'Essay'), is onderdeel van een bredere literatuurstudie over de kosten van de energietransitie. Ramingen kunnen verschillen om diverse redenen, bijvoorbeeld afbakening, methode en aannames, zichtjaar, en retentie of basispad. Om de cijfers uit het Essay van Kalavasta en Berenschot in perspectief te plaatsen, is in het kader van dit IBO specifiek overleg geweest met de onderzoekers van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en de Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050).⁹⁷

Essay in relatie tot ramingen PBL

In een gesprek met vertegenwoordigers van PBL, Kalavasta en Berenschot, de IBO-werkgroep en het IBO-secretariaat, is getracht vast te stellen of de ramingen van PBL met betrekking tot (meer)investeringen en nationale kosten voor 2030 en 2050 overeenstemmen met de ramingen van Kalavasta en Berenschot. Conclusie van dit gesprek is dat de ramingen voor 2030 en 2050 van Kalavasta en Berenschot binnen de bandbreedte liggen die PBL veronderstelt voor nationale kosten van en meerinvesteringen in het Nederlandse energiesysteem. In het gesprek werd aandacht gevraagd voor een nauwkeurige definitie van de gehanteerde begrippen alsmede een verschil in presentatie tussen PBL ramingen en ramingen van Kalavasta en Berenschot. In bijlage 5, paragraaf 2 (p.) worden de begrippen definiëert. In de tekstbox hieronder worden ze met simpele voorbeelden uitgelegd.

⁹⁷ Netbeheer Nederland, Toekomstscenario's.
<https://www.netbeheernederland.nl/dossiers/toekomstscenarios-64>

Tekstbox: Gehanteerde begrippen: illustratieve voorbeelden

Meerinvesteringen zijn geen kosten en kosten zijn iets anders dan nationale kosten: een eenvoudige uitleg

De begrippen investeringen en kosten worden vaak met elkaar verward. Ook de begrippen kosten en nationale kosten zorgen voor verwarring. Ten slotte is het nodig een onderscheid te maken tussen investeringen en meerinvesteringen. Voor het begrip van de cijfers in dit IBO rapport en de tekst in deze bijlage is het nodig om het onderscheid tussen deze begrippen duidelijk te maken.

Investerings versus kosten

Om dit verschil te beschrijven volgt een eenvoudig voorbeeld. Stel je kocht een nieuwe auto van € 25.000 op 1 januari 2020. Dan is de investering in 2020 € 25.000. En stel dat deze auto na 1 jaar in waarde is gedaald tot bijvoorbeeld € 20.000. Dan zijn de afschrijvingen na 1 jaar € 5.000. De investering in de auto is geen kosten in 2020, maar de afschrijving in 2020 is dat wel. Naast de afschrijving heb je nog meer kosten aan de auto. Je moet er bijvoorbeeld benzine in doen om te kunnen rijden. Dit zijn brandstofkosten. Door afschrijvingskosten, brandstofkosten en alle andere kosten, zoals bijvoorbeeld ook wegenbelasting, in een jaar bij elkaar op te tellen krijg je de totale kosten voor de auto in dat jaar.

Investerings versus meerinvesteringen

Om bij het voorbeeld van de auto te blijven. Stel je kocht in 2015 een auto die toen bij aanschaf € 15.000 waard was. De investering was dus € 15.000. En nu heb je in 2020 een auto gekocht van € 25.000. De meerinvesteringen is dan € 25.000 - € 15.000 = € 10.000.

Kosten versus nationale kosten

Wederom een eenvoudig voorbeeld. Door alle kosten van alle Nederlandse auto's bij elkaar op te tellen krijg je de totale kosten van alle auto's in Nederland. Dit zijn echter niet de nationale kosten voor auto's, want de wegenbelasting in dit voorbeeld wordt door de overheid weer gebruikt om andere dingen van te betalen. Dit is dus een herverdeling van welvaart. Vandaar dat de nationale kosten altijd zonder belastingen en subsidies worden berekend. Door alle kosten van het gehele Nederlandse energiesysteem bij elkaar op te tellen, zonder subsidies en belastingen, krijg je de nationale kosten van het energiesysteem.

Meerinvesteringen en kosten in het Essay

De meerinvesteringen voor het Nederlandse energiesysteem als gevolg van de energietransitie komen uit op € 350 miljard tussen 2015 - 2050; € 20 miljard van deze meerinvesteringen is al gedaan tussen 2015 en 2020. Deze meerinvesteringen in het energiesysteem zijn voornamelijk noodzakelijk om technologieën die fossiele brandstoffen verbranden te vervangen door emissievrije technologieën. Denk bijvoorbeeld aan elektriciteit uit zonnepanelen versus elektriciteit uit kolencentrales. De zonnepanelen hebben na ingebruikname geen emissies als ze elektriciteit produceren. Een kolencentrale heeft na ingebruikname emissies als gevolg van het verbranden van steenkool voor de opwekking van elektriciteit.

Kenmerk van deze emissievrije technologieën, zoals zonnepanelen, is dat ze over het algemeen een hogere investering (capex), per eenheid geproduceerde elektriciteit

(kWh) vragen, maar dat ze lagere operationele kosten kennen (opex). Bij kolencentrales is dat net andersom. De investering per kWh is in vergelijking met het zonnepaneel relatief laag, maar er zijn wel voortdurend hogere operationele kosten.

Als gekeken wordt naar de totale kosten van de zonnepanelen en de kolencentrales, dus inclusief afschrijvingskosten op de investeringen, dan valt op dat de oude technologie ongeveer even hoge kosten heeft als de nieuwe technologie. De hogere afschrijvingskosten van de emissievrije technologie in combinatie met de lage operationele kosten zijn ongeveer hetzelfde als de lagere afschrijvingskosten van de technologie met emissies en de hogere operationele kosten. Indien op nationaal niveau naar de nationale kosten gekeken wordt dan is een vergelijkbaar beeld te zien.

Nationale kosten in het Essay

De kosten van alle technologieën in een energiesysteem bij elkaar opgeteld zijn ongeveer gelijk voor zowel een klimaatneutraal energiesysteem als het voortzetten van het huidige energiesysteem. Het is daarom mogelijk dat hoewel de investeringen sterk gaan stijgen de nationale kosten min of meer hetzelfde kunnen zijn in 2050 als wanneer actoren al die meerinvesteringen niet zou hebben gedaan.

Om deze uitspraak te duiden zijn twee aannames belangrijk. Als de gehele wereld op weg gaat naar Parijs (klimaatneutrale samenlevingen) dan is de aanname dat de investeringen in emissievrije technologieën per eenheid te produceren energie blijven dalen. Zoals nu ook gebeurt met zonnepanelen bijvoorbeeld. En dat een samenleving die doorgaat met het huidige energiesysteem, in de toekomst te maken zal krijgen met schaarste in fossiele brandstoffen en dus hogere kosten per eenheid aardolie, steenkool of aardgas. In deze vergelijking telt Kalavasta en Berenschot niet mee dat een wereldsamenleving die doorgaat met het uitstoten van broeikasgassen op het huidige niveau ook nog eens te maken krijgt met hogere investeringen en kosten als gevolg van de verandering van het klimaat. Indien dat wel zou worden meegenomen, zijn de nationale kosten van het doorgaan met een (wereldwijd) fossiel systeem hoger.

Kalavasta en Berenschot komen tot de conclusie op basis van berekeningen in het Energietransitiemodel, dat er niet noodzakelijk nationale meerkosten zijn voor Nederland in een emissievrijstelsel in 2050, in vergelijking met een scenario met het 2020-energiesysteem, maar met de verwachte energieprijzen voor 2050. De uitkomst van deze berekeningen passen in de gedachten die PBL hierover heeft. De ramingen van meerinvesteringen en nationale kosten zijn met onzekerheden omgeven. Zowel de ramingen voor de nationale kosten in 2030 en 2050 als de ramingen van de meerinvesteringen voor 2030 en 2050 van Kalavasta en Berenschot, vallen binnen de bandbreedte die PBL ook veronderstelt.

Verskil in presentatie

PBL presenteert zijn ramingen ten opzichte van een basispad terwijl Kalavasta en Berenschot hun ramingen over het algemeen presenteren ten opzichte van een historisch jaar. Hierdoor kan het lijken dat de ramingen sterk van elkaar afwijken, maar dit is alleen het gevolg van een andere manier van presenteren.

Het verschil in presentatie tussen de PBL ramingen en de Kalavasta en Berenschot ramingen is te illustreren aan de hand van een eenvoudig fictief voorbeeld. Stel PBL rekent voor het jaar 2020 nationale kosten of investeringen uit van 100. Op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid rekent PBL dan bijvoorbeeld voor het jaar 2030

125 uit. Stel daar komt extra beleid bij, dan komt PBL uit op bijvoorbeeld 150. PBL presenteert dan de nationale meerkosten of meerinvesteringen van dit beleid als 25. Dit is de delta tussen het basispad en de uiteindelijke uitkomst in 2030 (150-125). Kalavasta en Berenschot doen dit net even anders. Stel ook zij rekenen uit voor 2020 dat de nationale kosten of meerinvesteringen 100 zijn. Dan rekenen ze vervolgens voor 2030 uit dat de nationale kosten of meerinvesteringen 150 zijn. Kalavasta en Berenschot presenteren de delta (het verschil) tussen 2020 en 2030 van 50 als de nationale meerkosten of meerinvesteringen. Het lijkt dus alsof Kalavasta en Berenschot en PBL verschillende uitkomsten presenteren, maar feitelijk is dat niet zo, het is alleen een verschil in presentatie.

Welke kosten, en eventueel welke delta, voor beleid relevant is, hangt van het vraagstuk af. Voor de samenleving als geheel, is het totaal aan nationale kosten relevant. Als men nieuw beleid wil beoordelen, is dat in de regel makkelijker als dit wordt afgezet tegen de situatie waarin er geen nieuw beleid is (dus ten opzichte van een basispad). De totale kosten (dus inclusief vervangingskosten) zijn voor de eindgebruiker relevant als het gaat om bijvoorbeeld betaalbaarheid. Als het gaat om een keuze tussen een fossiele optie of een duurzaam alternatief, zijn de meer- (of minder)kosten relevant voor de afweging. En voor de investeerder (bedrijf of burger) is het in de regel ook nuttig om zowel de hoogte van de investering (capex) als de operationele kosten (opex) in beeld te hebben. De investeringen vereisen immers dat er voldoende vreemd en/of eigen vermogen is; ook als deze investeringen zich (deels) terugverdienen in lagere operationele kosten.

Essay in relatie tot II3050

De door Kalavasta en Berenschot geschatte meerinvesteringen van € 350 miljard voor een klimaatneutrale energievoorziening in 2050 zijn extra investeringen bovenop de al benodigde (vervangings)investeringen van € 330 miljard die ook zonder energietransitie t/m 2050 gedaan zouden moeten worden. Dit zijn investeringen in het productie-, transport- en gebiedsgebied. Voor de meerinvesteringen in infrastructuur zijn Kalavasta en Berenschot uitgegaan van het gemiddelde II3050-scenario. De kostenberekening van II3050 focust zich op de totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem. In deze berekening worden de extra investeringen over een vaste periode afgeschreven en de operationele kosten (opex) (o.a. brandstof- en importkosten) worden toegekend aan de systeemkosten. De afschrijvings- en instandhoudingskosten van het huidige systeem worden eveneens in de opex verrekend. De omvang van de investeringen in het IBO en II3050 traject zijn onderling vergeleken en zijn grotendeels in lijn met elkaar.

Bijlage 7: Beleidsopties

Nr	Naam
1	Andere verhouding belasting gas/elektriciteit EB/ODE
2	Verminderen degressiviteit en afschaffen/verminderen huidige vrijstellingen in de EB/ODE
3	Aanvullende adviesrol ACM omtrent motivering en onderbouwing doelmatigheid RCR-projecten
4	Meer transparantie over de meerkosten voortvloeiend uit invullingen van lokale wensen t.b.v. RES
5	Maak lokale overheden financieel (deels) verantwoordelijk voor de meerkosten van hun eisen t.o.v. het systeemefficiënte alternatief
6	Aanleg nieuwe energie-infrastructuur
7	Een CAPEX-subsidie verlenen aan het warmtebedrijf om de onrendabele top in de huidige situatie af te dekken
8	Eerste generatie overstappers subsidiëren in de kosten om over te stappen op een warmtenet
9	Fonds betaalbare wijkaanpak aardgasvrij
10.1	Alternatief voor financiering SDE++: <i>Opslag Duurzame Energie in zijn geheel afschaffen en de EB verhogen</i>
10.2	Alternatief voor financiering SDE++: <i>Het bevroren van de ODE-tarieven</i>
10.3	Alternatief voor financiering SDE++: <i>ODE behouden als verbruiksheffing met als grondslag CO₂-uitstoot van huishoudens en bedrijven</i>
11	De kosten van net op zee uit algemene middelen i.p.v. nettarieven betalen
12	Beperken stijging nettariaf gas door specifieke kosten uit de algemene middelen i.p.v. nettarieven te betalen
13.1	Isoleren naar de standaard energielabel: huur
13.2	Isoleren naar de standaard energielabel: koop

Beleids optie 1: Andere verhouding belasting gas/elektriciteit EB/ODE

Deze beleids optie betreft aanpassing van de tarieven voor aardgas en elektriciteit in de energiebelasting en Opslag Duurzame Energie (ODE) voor kleinverbruikers (1^e en 2^e schijf), zodat deze beter in balans zijn in verhouding tot de CO₂-uitstoot met als doel het verbeteren van de prikkel voor CO₂-uitstootreductie.

De tarieven van de energiebelasting en de ODE zijn historisch gegroeid en zijn niet direct gebaseerd op de CO₂-uitstoot die vrijkomt bij verbranding van aardgas of productie van elektriciteit.

De lengte van de schijven voor aardgas komt niet overeen met de lengte van de schijven voor elektriciteit: zo loopt de eerste schijf elektriciteit tot en met 10.000 kWh, terwijl de eerste schijf aardgas loopt tot en met 170.000 m³, 1 m³ aardgas heeft dezelfde energie-inhoud als ongeveer 10 kWh. Hierdoor is het aandeel voor bijvoorbeeld huishoudelijk gebruik groter in de eerste schijf elektriciteit, terwijl in de eerste schijf aardgas ook relatief veel gebruik zit van grotere bedrijven. Om de tarieven beter in balans te brengen voor vergelijkbare verbruiksdoeleinden en afnemers kan worden gekeken naar een betere afstemming van de schijflengte voor aardgas en elektriciteit.

Door de tarieven beter in balans te brengen met de koolstofinhoud van de energiedragers wordt de energiebelasting economisch minder verstorend in de keuze tussen bijvoorbeeld een warmtepomp en een cv-ketel. Daardoor kan een verschuiving optreden naar het gebruik van warmte die wordt opgewekt met restwarmte, geothermie, omgevingswarmte, warmtepompen of een andere warmtebron. Tevens wordt besparing op gas door isolatie aantrekkelijker.

De elektriciteitsmix zal de komende jaren vergroenen, waardoor bij een gelijkblijvend tarief de belasting per ton CO₂ voor elektriciteit zal stijgen.

Deze beleids optie kijkt naar de impact van de aanpassingen op kleinverbruikers. De gevolgen van deze en een zelfde soort schuif van elektriciteit naar aardgas in de 3^e en 4^e schijf voor grootverbruikers zullen nader in kaart gebracht moeten worden. Voor een deel van de grootverbruikers zal deze schuif de transitie van gas naar elektriciteit stimuleren, maar voor een deel van de grootgebruikers die nog niet kunnen elektrificeren kunnen de effecten negatief zijn.

Effecten, voor- en nadelen:

Er kunnen verschillende maatvoeringen worden gehanteerd. Er zijn vier varianten beschreven.

Variante 1: In de eerste variant worden de 1^e en 2^e schijf elektriciteit in de energiebelasting in termen van €/ton CO₂-uitstoot in 2030 in overeenstemming met de 1^e schijf voor aardgas gebracht. Dit zou ook voor de ODE gedaan kunnen worden.

Variante 2: In deze variant wordt de energiebelasting op gas verhoogd en op elektriciteit verlaagd, zodanig dat de EB hetzelfde oplevert. Met deze maatvoering wordt losgelaten dat de prijzen beter in balans zijn in verhouding tot de CO₂-uitstoot, maar wordt gas 'overbeprijsd'.

Variante 3: In deze variant wordt de energiebelasting op gas verhoogd met 4 cent wat bijdraagt aan een betere balans in CO₂-beprijzing tussen aardgas en elektriciteit en de overstap van aardgas naar elektriciteit stimuleert.

Variante 4: In deze variant wordt de energiebelasting op gas verhoogd met 8 cent wat bijdraagt aan een betere balans in CO₂-beprijzing tussen aardgas en elektriciteit en de overstap van aardgas naar elektriciteit stimuleert.

Maatregel	Verwachte emissiereductie in 2030 In Mton CO ₂ /jaar
Verlaging EB-tarief elektriciteit 1 ^e schijf met 2,8 eurocent en 2 ^e schijf met 2 eurocent. Een soortgelijke maatregel zou ook voor de ODE overwogen kunnen worden.	0,5 Mton
Verlaging EB-tarief elektriciteit 1 ^e schijf met 5,23 eurocent en verhoging gas 1 ^e schijf met 10,46 eurocent	1,9 Mton
Verhoging EB-tarief aardgas 1 ^e schijf met 4 eurocent	0,2 Mton
Verhoging EB-tarief aardgas 1 ^e schijf met 8 eurocent	0,4 Mton

Gevolgen lasten

Afhankelijk van de gekozen maatvoering kunnen er (aanzienlijke) lastenverschuivingen tussen groepen verbruikers optreden. Indien de tarieven voor aardgas worden verhoogd zullen er huishoudens zijn die ondanks de verbeterde besparingsprikkel onvoldoende handelingsperspectief hebben om hun aardgasverbruik te verminderen. Kleinverbruikers die wel de middelen hebben om te handelen naar de verbeterde prikkel voor CO₂-uitstootreductie kunnen effectief hun lasten verlagen. Doordat deze energiekosten niet volledig terugkomen in de koopkrachtraming moet hier expliciet rekening mee gehouden worden. Zie in onderstaande tabel een overzicht van de inkomenseffecten van de vier varianten bij huishoudens.

Inkomensgroep	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
1e (<=114% WML)	0,4%	-0,1%	-0,3%	-0,7%
2e (114-180% WML)	0,3%	0,0%	-0,2%	-0,5%
3e (180-270% WML)	0,3%	0,0%	-0,2%	-0,4%
4e (270-397% WML)	0,3%	0,0%	-0,2%	-0,4%
5e (>397% WML)	0,2%	0,1%	-0,1%	-0,3%
Alle huishoudens	0,3%	0,0%	-0,2%	-0,4%

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend)

	2021	2022	2023	Struc.
Variant 1	-830	-830	-830	-830
Variant 2	0	0	0	0
Variant 3	400	400	400	400
Variant 4	800	800	800	800

Beleids optie 2: Verminderen degressiviteit en afschaffen/verminderen huidige vrijstellingen in de EB/ODE

Deze beleids optie betreft het verminderen van de degressiviteit van de tarieven voor de energiebelasting (EB) en de Opslag Duurzame Energie- en Klimaattransitie (ODE) en het beperken of afschaffen van verschillende fiscale regelingen voor heffing van de EB en de ODE over fossiele brandstoffen.

Door de degressiviteit van de EB en ODE te verminderen en de fiscale regelingen af te schaffen of te beperken komen externe kosten van energieverbruik beter in de prijs tot uitdrukking, wordt energiebesparing voor grootverbruikers lonender én zullen deze op meer gelijkwaardige wijze worden belast als kleinverbruikers.

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: Een degressieve tariefstructuur kan leiden tot een situatie waarin kleinverbruikers dure besparingsmaatregelen nemen, terwijl er bij grootverbruikers goedkopere maatregelen niet worden genomen. Dit is inefficiënt vanuit het oogpunt van CO₂-reductie. Vermindering of afschaffing van de degressiviteit van de tariefstructuur zorgt voor een efficiëntere verduurzamingsprikkel van de EB en ODE.

De afschaffing van vrijstellingen voor metallurgische (basismetale) en mineralogische procedés (keramiek, glas, bouwmaterialen) leidt tot een betere beprijzing van externe kosten en zorgt ervoor dat deze grootverbruikers van energie op meer gelijkwaardige wijze worden belast voor hun energieverbruik.

Het beperken van de WKK vrijstelling voor aardgas leidt ertoe dat aardgas alleen wordt vrijgesteld voor het deel dat is toe te rekenen aan elektriciteitsopwekking met de WKK die op het net wordt geplaatst. Het volledig afschaffen van de vrijstelling zou betekenen dat bij die elektriciteit in de keten twee keer belasting wordt geheven. Vanwege de complexiteit van de vrijstelling van aardgasverbruik in WKK-installaties en de doorwerking naar verschillende sectoren zou nader onderzoek nodig zijn naar de technische vormgeving van de beperking en de gevolgen. In samenhang met de aanpassing van de WKK regeling en de vermindering van de degressiviteit van het tarief kan ook worden gekeken naar het verhogen van het verlaagd tarief voor de glastuinbouw. Hierbij moet oog zijn voor de verhouding tussen de belastingdruk bij de glastuinbouw en andere vergelijkbare energie-intensieve bedrijven.

Verder kan nog worden gekeken naar het belasten van niet-energetisch verbruik van aardgas. Daarvoor geldt dat er meer inzicht nodig is in het effect van een eventuele afschaffing op milieu en economie alvorens dit kan worden overwogen als beleids optie, aangezien het niet-energetisch gebruik van aardgas in delen van de industrie zeer groot is en er de komende jaren nog geen duurzaam alternatief voorhanden is.

Het aanpassen van deze regelingen zal een negatieve invloed hebben op de concurrentiepositie van bedrijven, indien dergelijke maatregelen niet ook door andere landen genomen worden. Daarom is zorgvuldigheid geboden bij deze optie. Het geleidelijk invoeren van aanpassingen geeft partijen handelingsperspectief en kan mogelijk een deel van de negatieve effecten mitigeren en biedt tevens

mogelijkheden voor bijsturing. Hetzelfde geldt voor het inzetten op dergelijke beperkingen in internationaal verband.

Kosten: Deze optie heeft geen gevolgen voor de nationale kosten. Indien sprake is van afschaffing van bepaalde vrijstellingen of vermindering van de degressieve structuur zullen de lasten voor verbruikers in de hogere schijven toenemen. Omdat de ODE een streefopbrengst heeft kunnen hierdoor in de ODE de lasten voor kleinere verbruikers omlaag.

Doelmatigheid: Door de degressieve tariefstructuur van de EB en ODE te verminderen en de vrijstellingen af te schaffen of in te perken, verlaagde tarieven te verminderen of af te schaffen en/of niet-energetisch gebruik te belasten wordt een efficiëntere verduurzamingsprikkel gegeven aan grootverbruikers. De bestaande vrijstellingen zijn gebaseerd op de Europese Richtlijn energiebelastingen en zijn voor de betreffende sectoren in vrijwel alle Europese landen van kracht. Eenzijdige afschaffing in Nederland heeft daarmee een negatief effect op de concurrentiepositie van de in Nederland gevestigde bedrijven. Dat kan tot gevolg hebben dat productie en uitstoot verplaatsen over de grens (weglekeffect). Het heeft dan ook de voorkeur om deze maatregelen te nemen op Europees niveau bij de herziening van de Richtlijn energiebelastingen.

Effecten op verdeling en draagvlak: De vermindering van de degressieve tariefstructuur zorgt voor hogere lasten voor verbruikers in de hogere schijven en het afschaffen van vrijstellingen betekent een lastenverzwaring voor bedrijven die onder de vrijstellingen vallen (basismetaalindustrie, bouwmaterialenindustrie, WKK-installaties). Aandachtspunt is de samenloop met ander (fiscaal) beleid gericht op verduurzaming, zoals de CO₂-heffing voor de industrie. Voor bedrijven die onvoldoende technische opties hebben om de lastenverzwaring te vermijden door te investeren in alternatieve productieprocessen, zal deze optie het draagvlak voor het klimaatbeleid verkleinen. Daarentegen kan deze maatregel mogelijk juist tot meer draagvlak leiden onder burgers en kleinere bedrijven.

In het Klimaatakkoord is afgesproken dat bedrijven 2/3 van de ODE-lasten dragen en dat de bijdrage van de industrie in 2030 € 550 miljoen is. Deze optie houdt geen rekening met deze afspraken.

Niveau van overheidsoptreden:

Dit voorstel sluit aan bij de resultaten van de evaluatie van de Richtlijn energiebelastingen waarin de Europese Commissie concludeert dat bepaalde vrijstellingen niet bijdragen aan de klimaatdoelen van het Europese Klimaatbeleid en het Parijse Klimaatakkoord. Mogelijk zal de Europese Commissie komen met voorstellen om deze vrijstellingen uit de Richtlijn energiebelastingen te halen. Aanpassing van de Richtlijn dient bij unanimititeit te gebeuren.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

De budgettaire impact is afhankelijk van de maatvoering en er moet rekening gehouden worden met gedragseffecten die kunnen optreden.

	2023	2024	2025	2026	Struc.
Verminderen degressiviteit en beperken of afschaffen vrijstellingen	onbekend	onbekend	onbekend	onbekend	onbekend

Ter indicatie zijn hier de sleutels uit de fiscale sleuteltabel van 2020 weergegeven.

	Mutatie	Opbrengst in mln. €
Aardgas:		
1 ^e schijf	+1 cent	128
2 ^e schijf	+1 cent	14
3 ^e schijf	+1 cent	18
4 ^e schijf	+1 cent	26
Elektriciteit:		
1 ^e schijf	+1 cent	243
2 ^e schijf	+1 cent	87
3 ^e schijf	+1 cent	363
4 ^e schijf	+1 cent	99

Budgettair beslag EB+ODE conform rijksbegroting	2020 (x mln. €)
Salderingsregeling	307
Verlaagd tarief glastuinbouw	160
Vrijstellingen voor energie-intensieve processen	129
Teruggaaf kerkgebouwen en non-profit	31
Teruggaaf energie-intensieve industrie	8
Nultarief ODE voor openbare laadpalen	n.b.
Vrijstelling van inzet van gas in WKK-installaties en non-energetisch gebruik	n.b.

Beleids optie 3: Aanvullende adviesrol ACM omtrent onderbouwing doelmatigheid RCR-projecten

Deze beleids optie betreft een aanvullende adviesrol van de ACM. De toezichthouder ACM krijgt de taak om te toetsen of de motivering door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat van de voorgeschreven investerings-oplossingen en kaders zoals die in het Rijksinpassingsplan (RIP) van de Rijkscoördinatieregeling (afgekort 'RCR') staan, op het punt van kostendoelmatigheid voldoende en gedegen is. Zoiets verricht de ACM momenteel al omtrent de noodzaak van RCR-investeringen.⁹⁸ Concreet wordt nu voorafgaand de RCR-procedures bij het tweejaarlijkse investeringsplan een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) uitgevoerd door de netbeheerder, waarin de alternatieven worden benoemd en de keuze voor het voorkeursalternatief wordt onderbouwd. Echter hierbij toetst de ACM enkel op deugdelijke en voldoende onderbouwing van de noodzaak van investeringen. Het vraagstuk van de kostendoelmatigheid valt momenteel buiten de scope van de ACM-toetsing omdat de netbeheerder verplicht is zich aan de kaders van EZK te houden.⁹⁹ Het gaat concreet in dit fiche om (kosten)doelmatigheid van de door EZK gestelde eisen in het RIP, of de (kosten)doelmatigheid van de door de netbeheerder gekozen oplossingsvariant, of de kostenefficiëntie van de uitvoering van een investering.

Anders gezegd, de MKBA van de kaders die EZK stelt, valt nu buiten de scope van de ACM-toetsing. De toetsing van de doelmatigheidsmotivering krijgt een plek door middel van een extra paragraaf in de tweejaarlijkse ACM-rapportage 'Toetsing investeringsplannen netbeheerders elektriciteit en gas'. Deze beleids optie wil een heldere en expliciete doelmatigheidsafweging een plek geven in het Rijksinpassingsplan, zonder dat dit tot vertraging mag leiden. Deze expliciete afweging door EZK dient uiteen te zetten waarom de voorgeschreven oplossingen (waaronder de keuze voor materieel, technische vereisten en trajectkeuzes) en de voorgeschreven kaders vanuit maatschappelijke kosten en baten doelmatig zijn, welke alternatieven tegen lagere maatschappelijke kosten hadden gekund en waarom die zijn afgevallen. De onderbouwing wordt vervolgens beoordeeld door de ACM zonder dat dit de besluitvorming vertraagt. Het bouwt voort op de afweging die al wordt gemaakt met betrekking tot milieu, omgeving, kosten, techniek en toekomstvastheid.

Effecten, voor- en nadelen:

⁹⁸ Ter verduidelijking: Een investering ziet de ACM voor het eerst in de studiefase. De ACM verricht dan een eerste globale toets van noodzakelijkheid. Dan is er nog geen alternatievenafweging/ MKBA door de netbeheerder opgesteld. Die ziet de ACM pas nadat de kaders door EZK zijn gesteld ihkv de RCR-procedure. Binnen die kaders stelt TenneT namelijk de alternatievenafweging op. De ACM ziet bij het eerstvolgende IP deze alternatievenafweging en toetst dan opnieuw of de noodzaak en nu ook onderbouwing van de oplossingsvariant deugdelijk is. De ACM ziet investeringen dus meermaals langskomen voordat deze in de realisatiefase komt (als er meerjarige voorbereidingen mee gemoeid zijn).

⁹⁹ Er is nu al onderscheid in de ACM-toets op de onderbouwing van noodzaak adhv een alternatievenanalyse (mkba) waaruit de gekozen oplossingsvariant volgt (onderdeel van de investeringsplannen) en een toets op doelmatigheid (achteraf, b.v. via een projectspecifieke toets of later de internationale kostenbenchmark). Beide zijn al de taak van de ACM. De alternatievenanalyse gebeurt binnen de kaders die EZK stelt via het inpassingsplan. De mkba van de kaders die EZK stelt, valt nu buiten de scope van de ACM-toetsing.

Effect op financiering van energietransitie: een expliciete en heldere afweging over de doelmatigheid van de RCR-investeringen zal meer transparantie bieden over de verschillende maatschappelijke kostensoorten die mogelijk zijn. Tevens kan het een (maatschappelijk) debat op gang brengen over de afruil tussen de kostensoorten (betaalbaarheid vs draagvlak, betaalbaarheid vs lokaal ruimtelijk beleid of betaalbaarheid vs regionaal energiebeleid) en de verdeling van de gerelateerde lasten over alle eindgebruikers (bijvoorbeeld socialisatie via de nettarieven). Het is belangrijk dat de aanvullende ACM-toets het besluitvormingsproces als geheel niet vertraagt, aangezien versnelde aanleg van energie-infrastructuur een voorwaarde is voor realisatie van de klimaat- en energietransitie.

Kosten: de verwachting is dat op termijn een motiveringstoets tot grotere kostenbewustzijn bij overheden (en netbeheerders) zal leiden over de maatschappelijke kosten voor de eindgebruikers.

Doelmatigheid: deze beleids optie leidt tot dezelfde baten (halen van het beleidsdoel), maar mogelijk tegen lagere maatschappelijke kosten.

Effecten op verdeling en draagvlak: het kiezen voor de laagst mogelijke kosten kan op gespannen voet staan met draagvlak en indruisen tegen (lokale) ruimtelijke ambities. Anderzijds kan het draagvlak voor de energietransitie juist groeien wanneer goedkopere oplossingen worden gevolgd zodat betaalbaarheid voorop wordt gesteld.

Flexibiliteit: Na een wetswijziging krijgt de ACM deze wettelijke taak (nu niet aanwezig).

Uitvoering:

Het is uitvoerbaar voor de ACM. Dit betekent wel intensivering van de ACM-taken en zal een hogere belasting voor de ACM-organisatie inhouden, hetgeen resulteert in hogere toezichtskosten.

Niveau van overheidsoptreden:

Dit is een nationale maatregel.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

Dit is een zeer ruwe schatting van de uitvoeringskosten.

	2023	2024	2025	2026	Struc.
Motivering en onderbouwing doelmatigheid RCR-projecten	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5

Beleidsoptie 4: Meer transparantie over de meerkosten voortvloeiend uit lokale wensen t.b.v. RES

Deze beleidsoptie moet meer transparantie bewerkstellingen over de meerkosten van de lokale eisen die decentrale overheden stellen t.b.v. de invulling van hun eigen energiewensen of bij lokale netverzwaring/-uitbreiding. Bij openbaarmaking van de meerkosten door de netbeheerders (wanneer niet wordt gekozen voor maximale systeemefficiëntie) kunnen lokale overheden en andere stakeholders die informatie meer expliciet meewegen in de besluitvorming. Momenteel berekenen de regionale netbeheerders die meerkosten en bespreken deze met de decentrale overheden, zonder ze openbaar te maken. Dit fiche beoogt tijdige openbaarmaking van de meerkostenberekeningen van de regionale energiewensen en/of toekomstige wensen omtrent netverzwaring/netuitbreiding.

Deze beleidsoptie vermindert de (free rider) prikkels die voortvloeien uit het knelpunt 'beslissen en betalen liggen niet in één hand'. Anders gezegd, deze beleidsoptie vermindert het knelpunt uit de analyse dat op regionaal niveau vaak eisen worden gesteld die meerkosten met zich meebrengen, maar dat die kosten niet meegewogen worden, omdat lokale overheden geen budgettaire gevolgen ondervinden van hun besluiten. De regionale netbeheerders schatten op basis van alle doorgerekende concept-RES'en dat de kosten circa 60% lager¹⁰⁰ kunnen wanneer zou worden gekozen voor maximale systeemefficiënte benadering door de lokale overheden. Het is niet te verwachten dat het transparant maken van de kosten ook geheel tot deze kostenbesparing zal leiden; lokale overheden zullen niet alle eisen laten varen als zij de kosten hiervan zien, want er zijn waarschijnlijk meerdere mogelijke afwegingen om bepaalde besluiten te nemen, waaronder lokaal draagvlak. Mogelijk heeft meer transparantie wel kostenbesparing als gevolg, omdat het wel de verwachting is dat zij beter in staat worden gesteld worden om de kosten en baten van voorgenomen regionale eisen tegen elkaar af te wegen. Het lokale en nationale politieke debat is gebaat bij deze informatie over de gevolgen van eisen voor de energierekening en alle eindgebruikers. Meer transparantie en meer rijksregie t.b.v. een systeemefficiënte benadering zou ertoe moeten leiden dat de eindgebruikerskosten lager (of in ieder geval niet onnodig hoger) zijn.

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: de berekening van de regionale netbeheerders suggereert dat de potentiële besparing van maatschappelijke kosten in de orde van grootte van 60% ligt, van circa € 2,4 miljard; betekent circa € 1,44 miljard¹⁰¹ aan mogelijke besparingen. In totaal investeren de netbeheerders de komende 10 jaar zo'n € 40 miljard in met name de elektriciteitsnetten. Het is niet in te schatten of het transparant maken van de kosten ertoe zal leiden dat lokale overheden andere keuzes maken; daarmee is ook niet duidelijk in welke mate deze kostenbesparing door deze maatregel zal worden gerealiseerd. Deze maatregel

¹⁰⁰ Zie berekeningen Netbeheer Nederland van oktober 2020 "Factsheet Systeemefficiëntie voor een betaalbare en uitvoerbare energietransitie".

¹⁰¹ Hierbij moet opgetekend worden dat die 60%, of 1,44 miljard, aan meerkosten als volgt is opgebouwd: ca 50% van de meerkosten is beïnvloedbaar door de decentrale overheden, 25% door de netbeheerders en 25% door de opdrachtgever. Met andere woorden ca 75% van de meerkosten wordt veroorzaakt door lokale wensen die niet vanuit maximale systeem-efficiënte benadering zijn ontworpen.

maakt de besluitvorming transparanter, waardoor de kosten voor de eindgebruikers integraal meegenomen kunnen worden.

Kosten: De kostenbesparing komt uiteindelijk terecht bij de eindgebruikers, in de vorm van lagere energietarieven, en bij de schatkist, via lagere kosten voor de netwerkbeheerder en daarmee minder risico's/minder kapitaalstortingen.

Doelmatigheid: de maatregel leidt tot meer doelmatigheid, omdat meer informatie voor regionale overheden hen beter in staat stelt de kosten af te wegen tegen de baten.

Effecten op verdeling en draagvlak: De berekening van de meerkosten wordt momenteel al verricht door de regionale netbeheerder, dus hier is nauwelijks sprake van uitvoeringskosten. Om de beoogde besparing te realiseren is er een afruil tussen kosten en draagvlak. Een systeemefficiënte benadering kan inhouden dat maatregelen nodig zijn waar minder draagvlak voor is. Daarom dient de transparantie-verplichting aan de regionale netbeheerders niet alleen te schetsen welke alternatieve (en goedkopere) kostenscenario's mogelijk zijn vanuit systeem-efficiëntie, maar ook met welke maatregelen die scenario's gerealiseerd moeten worden. Hierdoor kan de lokale belangenafweging plaatsvinden op basis van volledige informatie.

Flexibiliteit: de maatregel is flexibel; je kunt de maatregel altijd stopzetten, en ook met de maatregel wordt volledige flexibiliteit in beslissingen behouden.

Uitvoering:

De beleidsoptie betekent een verplichting voor de regionale netbeheerders om voorafgaand aan de beslissing over lokale energie-eisen en -wensen (met financiële consequenties voor het gehele netwerk boven een nader te bepalen drempel), een inschatting te maken van de meerkosten van de lokale eisen, evenals alternatieve kostenscenario's te presenteren en bijbehorende maatregelen. Invoering zou moeten plaatsvinden in goed overleg met regionale netbeheerders, zodat de administratieve lasten hiervan zoveel mogelijk worden beperkt. Wij denken dat de last meevalt omdat deze berekeningen nu al vaak voorhanden zijn, alleen niet altijd openbaar worden gemaakt, en daarbij de alternatieve maatregelen zichtbaar zijn.

Niveau van overheidsoptreden:

Dit is een nationale maatregel.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	struc
Transparant maken meerkosten voorafgaand aan besluitvorming	0	0	0	0	0

Beleids optie 5: Maak lokale overheden financieel (deels) verantwoordelijk voor de meerkosten van lokale eisen t.o.v. het systeemefficiënte alternatief

Deze beleids optie gaat verder dan optie 4 en moet bewerkstelligen dat lokale overheden, wanneer hun lokale wensen en eisen t.b.v. de invulling van hun regionale energiewensen tot meerkosten leiden die hoger zijn dan vanuit systeem-efficiëntie noodzakelijk is, ook (deels) meebetalen aan de meerkosten. Deze optie kan redelijkerwijs niet gaan gelden voor de huidige regionale energiestrategieën, omdat dat proces onlangs is afgerond en de meeste vergunningen reeds zijn afgegeven. Het zou bovendien onredelijk zijn om een rekening achteraf te sturen terwijl deze medeverantwoordelijkheid niet vooraf was aangekondigd/besloten. Deze beleids optie zal daarom pas gaan gelden bij eventuele toekomstige ophoging van de RES-doelstelling of wanneer decentrale overheden bepaalde wensen hebben omtrent netverzwaring of –uitbreiding en deze wensen tot meerkosten leiden. Dit voorstel verkleint de kans dat decentrale overheden meewerken aan een toekomstige ophoging van de RES-doelstelling. Een eventuele toekomstige ophoging van de RES-doelstelling leidt tot ontsluiting van relatief goedkoop potentieel aan wind en zon. Als dit potentieel niet meer benut kan worden, zijn voor de energietransitie duurdere opties nodig dan wind op land en zon en leidt het dus tot veel hogere kosten voor de energietransitie als geheel.

Deze beleids optie vermindert het knelpunt uit de analyse, dat op regionaal niveau vaak eisen worden gesteld die kosten met zich meebrengen, maar dat die kosten niet meegewogen worden in de besluitvorming van de lokale overheden omdat de beslisser en de betaler niet dezelfde entiteit zijn. Waar in fiche 4 alleen een verplichting wordt geïntroduceerd om die meerkosten tijdig openbaar te maken, gaat deze beleids optie zoals gezegd een stap verder: decentrale overheden gaan ook (deels) mee betalen aan de meerkosten. Het percentage cofinanciering kan in beginsel op elk niveau worden gesteld. Een hoger percentage vormt een grotere prikkel om voor het meest systeem-efficiënte alternatief te kiezen, maar is ook erg ingrijpend voor decentrale overheden. Dat zij een deel van de kosten voor hun rekening nemen (*skin in the game*), is al een grote verandering; wanneer decentrale overheden 25% of 50% van de geschatte meerkosten moeten betalen, is er naar verwachting al een grote prikkel om rekening te houden met de kosten van eisen die voortvloeien uit de eigen energie-wensen.

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: Co-financiering van de meerkosten van lokale eisen, zal er vermoedelijk toe leiden dat lokale overheden andere en scherpere keuzes gaan maken. Het is niet op voorhand te zeggen in welke mate de potentiële kostenbesparing door deze maatregel zal worden gerealiseerd.

Kosten: De kostenbesparing komt uiteindelijk terecht bij i) de eindgebruikers, in de vorm van een lagere energierekening; ii) de schatkist, via een lagere vermogensbehoefte voor de netbeheerder en daarmee minder risico's/minder kapitaalstortingen; iii) (soms ook) lokale overheden, die minder kapitaalstortingen hoeven te doen bij regionale netbeheerders (nog afgezien van het vraagstuk dat nu de lokale wensen van decentrale overheid X gefinancierd moeten worden door decentrale overheid Y omdat de aandeelhoudersstructuur niet altijd parallel loopt met het werkgebied).

Doelmatigheid: de maatregel leidt tot meer doelmatigheid, omdat regionale overheden de kosten en baten van extra eisen tegen elkaar moeten afwegen en zichzelf de vraag zullen stellen of investeringen tegen de laagst mogelijke kosten gerealiseerd worden.

Effecten op verdeling en draagvlak: Decentrale overheden krijgen er nu kosten bij wanneer zij kiezen voor lokale eisen. Om te zorgen dat zij in staat zijn deze te betalen, kan worden overwogen het gemeente- of provinciefonds te verhogen.

Flexibiliteit: de maatregel is flexibel; de maatregel kan stopgezet worden.

Risico: Dit voorstel verkleint de kans dat decentrale overheden meewerken aan een toekomstige ophoging van de RES-doelstelling. Waardoor duurdere opties dan wind op land en zon nodig zijn voor de energietransitie.

Uitvoering:

De beleidsoptie is uitvoerbaar: netbeheerders brengen nu al de meerkosten in beeld, maar doen dat achteraf. Decentrale overheden zullen een vastgesteld percentage van deze kosten moeten overmaken aan de netbeheerder, als compensatie voor die meerkosten.

Niveau van overheidsoptreden:

Het is een nationale maatregel.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

Het is niet op voorhand te zeggen welke beslissingen op lokaal niveau anders zullen uitvallen. Het is wel plausibel dat lokaal scherpere afwegingen zullen worden gemaakt wanneer betalen en bepalen meer in één hand wordt gebracht. De netbeheerders schatten dat bij 60% van de huidige € 2,4 miljard aan kosten sprake is van meerkosten die kunnen worden bespaard (zie fiche 4). Van deze meerkosten (€ 1,44 miljard) is ca 75% beïnvloedbaar door decentrale overheden en de opdrachtgever (= € 1.08 miljard). In de tabel wordt verondersteld dat lokale overheden 25% van deze meerkosten die door hen beïnvloedbaar zijn, in de toekomst zelf moeten betalen. Indien de maatregel het gewenste effect heeft, zal dit bedrag in de loop van de tijd dalen, aangezien lokale overheden efficiëntere keuzes zullen maken en de meerkosten daardoor zullen dalen.

Tegenover deze toename in kosten voor lokale overheden staat een besparing voor netbeheerders, en daarmee indirect ook voor eindgebruikers, de schatkist en in sommige gevallen lokale overheden. Initieel is deze besparing gelijk aan de toegenomen kosten voor lokale overheden, maar deze loopt op wanneer in de loop der tijd efficiëntere keuzes gemaakt worden, aangezien de besparing op meerkosten voor 75% ten bate komt van de netbeheerders. Idealiter leidt dit op termijn tot een situatie waarin keuzes van lokale overheden niet langer leiden tot meerkosten. In dat geval hoeven lokale overheden niets te betalen en is de besparing voor netbeheerders maximaal.

	2023	2024	2025	2026	struc
Maak lokale overheden financieel (deels) verantwoordelijk voor de meerkosten van hun eisen tov het systeem-efficiënte alternatief	Momenteel niet bekend				Momenteel niet bekend

Beleids optie 6: Aanleg nieuwe energie-infrastructuur

Om de energietransitie te laten slagen, moet er tijdig worden geïnvesteerd in de aanleg van de noodzakelijke infrastructuur. Door financiële oplossingen te bieden voor risico's van de aanleg van warmte-, waterstof- en CO₂-infrastructuur, kan de besluitvorming over investeringen in infrastructuur worden versneld en de financieringslasten worden verlaagd. De dimensionering past idealiter bij het langere termijn pad. De ambtelijke Studiegroep Green Deal stelt dat hier een opgave ligt voor de volgende kabinetsperiode en stelt, zonder hiervoor een apart fiche op te nemen in annex 5, voor om voor de uitrol van de benodigde infrastructuur voor de energietransitie die niet gefinancierd wordt via de nettarieven, jaarlijks € 500 miljoen te reserveren.¹⁰² De Rijksoverheid kan met deze middelen de aanleg van nieuwe energie-infrastructuur via verschillende routes stimuleren. Bijvoorbeeld, er komt onder andere een nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI). In dit programma worden vraag en aanbod beter en sneller met elkaar verbonden. Instrumenten zijn onder meer Cluster Energie-Strategieën (CES-en) en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK). Daarnaast vergt het mogelijk ook aanvullend eigen vermogen voor de rol die de staatsdeelnemingen (bijv. TenneT, Gasunie,¹⁰³ EBN, HBR) nu (ongereguleerd) (gaan) spelen bij geothermie, CCS, waterstofbackbone, LNG-installaties, gasopslagcapaciteit en warmterotonde en mogelijke aanvullende rollen. Ook komt mogelijk in het verlengde van de vraag naar eigen vermogen voor de regionale netbeheerders, na dekking van de onrendabele top en beantwoording van de vraag welk deel van de benodigde investeringen in collectieve warmtesystemen publiek zijn, deze vraag voor warmtebedrijven (zie ook fiche 7 en 8 over warmtebedrijven).

Uitrol/opschaling van de energie-infrastructuur dreigt vaak niet tot stand te komen doordat er (te) grote investeringsrisico's zijn waardoor de businesscase negatief uitvalt. Deze infrastructuur kenmerkt zich door hoge investeringskosten vooraf en lange terugverdiertijden. Schaalgrootte leidt doorgaans tot een meer efficiënte inzet van middelen, maar versterkt de genoemde kenmerken. Belangrijk risico is het volloopriscico; het risico dat het aantal gebruikers van nieuwe infrastructuur (tijdelijk) lager uitvalt dan geraamd. Dit risico is voor individuele marktpartijen vaak lastig te dragen of vertaalt zich in hogere rendementseisen. Dit heeft een directe impact op de financiering van de businesscase van het project. Door (financiële) oplossingen te bieden voor volloopriscico's bij de aanleg van nieuwe energie-infrastructuur, gericht op het inbouwen van zekerheden, kunnen investeringen in deze infrastructuur worden opgestart, worden versneld en kunnen de (maatschappelijke) kosten van de energietransitie op langere termijn worden verlaagd. De verwachting is dat als infrastructuur wordt aangelegd, dit ook productie van en vraag naar duurzame energiedragers stimuleert (doorbreken kip-ei-situatie). Daarnaast is de aanleg van infrastructuur een noodzakelijke voorwaarde voor veel emissiereductieprojecten. Twee concrete opties om de volloopriscico's bij het aanleggen van nieuwe energie-infrastructuur op te lossen zijn garanties en subsidies:

¹⁰² Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021. Paragraaf 5.3 op blz 47, 48, 59 en 64.

¹⁰³ Voorbeeld: Gasunie versnelt investeringen voor de energietransitie, 2021.

<https://www.gasunie.nl/nieuws/gasunie-versnelt-investeringen-voor-de-energietransitie>

- Het verlenen van garanties vanuit de overheid (Rijk of regionaal) voor het aanleggen van nieuwe energie-infrastructureur om volloopriscico's te mitigeren. Die garanties worden verleend aan partijen die dat risico niet (volledig) kunnen dragen.
- Als de overheid de aanleg van (nieuwe) energie-infrastructureur wil versnellen door het aanleggen van grotere capaciteit (overdimensionering) lijken subsidies een logischere keuze. Een (converteerbare) subsidie staat immers aan de goede kant van de balans voor private investeerders, in tegenstelling tot een (converteerbare) lening, waardoor de solvabiliteit van de investeerder niet verzwakt. Mogelijk met een vorm van terugbetaling op het moment dat de grotere capaciteit wordt benut.

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: De energie- en klimaattransitie is in hoge mate afhankelijk van de aanwezigheid van goede fysieke infrastructuur. De overheid kan dit op verschillende manieren ondersteunen (garantieregeling, greenbonds, risicodragende leningen, risicodragend investeringen, subsidiëren, etc.) en de uitvoering kan via verschillende kanalen lopen (InvestNL, Groiefonds, Staatsdeelnemingen, afzonderlijke instrumenten, etc.).

Door als overheid volloopriscico's te mitigeren (garanties) of overdimensionering te subsidiëren kunnen investeringen in nieuwe energie-infrastructureur (sneller) van de grond komen. De energietransitie kan duurder uitpakken als het beoogde financiële instrument niet van de juiste efficiëntieprikkels wordt voorzien. Het (toekomstige) gebruik van de infrastructuur (de volloop) wordt door zeer veel factoren bepaald: economische omstandigheden, concurrerende alternatieven, snelheid van bestuurlijke besluitvorming, fysieke en ruimtelijke condities, publieke opinie/draagvlak, etc. Het instrument moet partijen die hierop invloed hebben aansporen om de volloop zo voorspoedig mogelijk te laten zijn.

Kosten: De financiële ondersteuning vanuit het Rijk moet noodzakelijk zijn om het marktfalen op te lossen en zal vooral zorgen dat het risicoprofiel van infrastructurele projecten verbetert. Het doel van oplossingen voor volloopriscico's is dat Nederland versneld kan verduurzamen en dat Nederland aantrekkelijk wordt voor nieuwe CO₂-neutrale technieken, energiedragers en industrieën. De garanties en subsidies kunnen ervoor zorgen dat de noodzakelijke infrastructuur voor nieuwe energiedragers (of CO₂) tot stand komt. Zonder deze infrastructuur zijn we aangewezen op elektrificatie of blijven we ook op langere termijn te veel afhankelijk van fossiele energie om emissiereductie te halen. Door de garanties worden de kosten van volloopriscico's neergelegd bij partijen die het risico kunnen dragen en ook kunnen beïnvloeden. Soms is dit een overheid.

De kosten voor bedrijven die infrastructuur aanleggen en beheren nemen af (door lagere risicopremies kan kapitaal goedkoper verkregen worden) en daarmee kunnen ook de kosten voor de gebruikers van de infrastructuur lager uitvallen (afnemers van de energiedrager betalen dan een lagere transportvergoeding). Lagere transportkosten kunnen zich ook vertalen in lagere SDE++-subsidies voor de industrie wanneer transportkosten worden meegerekend. Door meer zekerheid op toekomstige inkomsten kan infrastructuur op optimale schaalgrootte worden ontwikkeld, wat eveneens kosten drukt.

Doelmatigheid: Door het bieden van oplossingen voor financieringsknelpunten bij de aanleg van nieuwe energie-infrastructuur wordt de energietransitie versneld waardoor de lange termijn overheidskosten niet onnodig hoog worden. De klimaat- en energietransitie kan dankzij de gestructureerde en grootschalige aanpak mogelijk goedkoper worden gerealiseerd, ook doordat de aanleg van infrastructuur in samenhang kan worden afgewogen.

Effecten op verdeling en draagvlak: Het doel van een garantie of subsidie is primair het versnellen van investeringen. Uitgangspunt blijft dat de gebruiker van de infrastructuur betaalt voor het gebruik. Neveneffect is tijdelijk een mogelijk groot kapitaalbeslag.

Flexibiliteit: De garantie of subsidie zal per project door de juiste overheidsinstantie moeten worden verleend. Eenmaal verleend zal de verstrekker van een garantie zo goed mogelijk proberen te voorkomen dat de garantie moet worden ingeroepen door de juiste beleids- en beheersmaatregelen te treffen.

Uitvoering:

Subsidies en garanties zijn bestaande instrumenten en daarom zijn deze opties naar verwachting uitvoerbaar. Nederland is bekend met ondersteuning en uitvoering van infrastructuurprojecten. Synergie is mogelijk als publieke en private besluitvorming goed op elkaar wordt aangesloten. Het ter beschikking hebben van financiële middelen om knelpunten op te lossen zou logisch zijn vanwege de gewenste koppeling tussen (versnelde) besluitvorming en financiering.

De uitvoeringskosten van garanties zitten vooral in de aanloop van het verlenen van zo'n garantie: het laten uitvoeren van een onafhankelijke check op de businesscase en de hoogte van de premiestelling.

Niveau van overheidsoptreden:

Bij publieke infrastructuur of ondersteuning van infrastructuur als gevolg van marktfalen is geen sprake van tegenstrijdigheid met Europese wet- en regelgeving. Uiteraard moet worden getoetst of de projecten van nationaal belang zijn en aansluiten bij internationale (grensoverschrijdende) ontwikkelingen en kansen.

De rol van de overheid hierin moet nog nader worden onderzocht, waaronder de vraag via welke kanalen dit het beste kan lopen (InvestNL, Groiefonds, Staatsdeelnemingen, afzonderlijke instrumenten, etc.), hoe het geïnstrumenteerd kan worden en welke vorm van financiering (garanties, risicodragend investeren, subsidiëren, etc.) het beste past. Die rol kan variëren. Het budgettaire beslag van het inzetten op tijdige aanleg van infrastructuur is daarmee in grote mate nog onzeker.

Als er voor een subsidie of garantie wordt gekozen, is het belangrijk dat dit op het juiste overheidsniveau wordt verleend. Bij het verlenen van garanties zijn de volgende aspecten van belang:

1. het risico moet worden neergelegd bij de partij die daadwerkelijk invloed heeft op het volloopriscio. Bij grote landelijke infrastructuurprojecten (bijvoorbeeld een deel van de waterstofinfrastructuur) is een garantie of subsidie vanuit het Rijk logisch. Als de risico's zich voordoen op het regionale niveau (bijvoorbeeld voor regionale warmtenetten) dan is een garantie of subsidie op regionaal overheidsniveau logischer (eventueel met de aanvullende rol van de

Rijksoverheid). Er is geen one-size-fits-all oplossing en daarom moet er vooraf goed nagedacht worden over welke kaders passen bij concrete nieuwe netwerken/energiedragers.

2. Voor het afgeven van een overheidsgarantie moet bijvoorbeeld in beeld zijn gebracht hoe de risico's van een project gemitigeerd kunnen worden en of hiervoor een regisseursfunctie van de garantieverlenende overheden nodig is. Voor infrastructuur van de industrie wordt geprobeerd dit met PIDI in kaart te brengen, via verkenningen en studies.
3. Bij garanties is het gebruikelijk dat de garantienemer een (marktconforme) premie betaalt voor de garantie. Bij elke nieuw te verlenen garantie moet dan ook een (onafhankelijke) inschatting van het risico worden gemaakt en de hoogte van de premie worden bepaald. Het is ook mogelijk een deel van de premie te subsidiëren.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026-2030	Struc.
Investerings in infrastructuur (Waterstof, warmte, etc.)*	-500	-500	-500	-500	0 (in 2031)

* Deze kasreeks is overgenomen uit '[Bestemming Parijs Wegwijzer voor klimaatkeuzes 2030, 2050](#)', Eindrapportage studiegroep Invulling klimaatopgave Green Deal, Januari 2021, Paragraaf 5.3 op blz 64. Uit deze middelen kunnen zowel subsidies, garanties als andere financieringsvormen, waaronder eigen vermogen voor infrastructuur dat niet gefinancierd wordt via de nettarieven worden gefinancierd.

- Subsidies voor overdimensionering hebben direct impact op de rijksbegroting. Een vorm van terugbetaling bij afdoende gebruik kan die gevolgen op termijn verminderen.
- Bij het verlenen van garanties zijn er normaliter niet direct uitgaven; die zijn er pas als de garanties worden ingeroepen. De kans daarop is zeker niet gering, want anders zou de markt dit risico zelf kunnen mitigeren. De budgettaire gevolgen van het inroepen van volloopgaranties kunnen potentieel fors zijn.
- Om dit risico te mitigeren is het gebruikelijk dat voor overheidsgaranties ook een premie wordt betaald. Met deze premie kan een risicoreserve worden opgebouwd waaruit kan worden geput als een garantie wordt ingeroepen. Het is ook mogelijk om van tevoren al een bedrag voor tegenvallers te reserveren om zo de premie lager vast te kunnen stellen (=premiesubsidie). En dergelijke storting heeft wel direct impact op de rijksbegroting.
- Het kan risico-technisch efficiënt en goedkoper zijn om gelijksoortige garanties in één reserve te 'poolen'. Daarbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan een standaard garantie of achterborgstelling voor regionale warmtenetten. Daarbij zou het wel duidelijk moeten zijn dat het warmtenet voor die regio de goedkoopste optie voor duurzame warmtelevering is en dat het geen risico's op lock-in oplevert, waarbij de warmteleverancier bijvoorbeeld op onduurzame wijze warmte kan blijven genereren.

- Naast dit negatieve budgettaire risico zijn er potentieel ook opwaartse risico's: als een project goed rendeert en/of sneller volloopt dan verwacht kan de overheid overwegen om aanspraak te maken op een deel van het rendement van zo'n project. Dat kan eventueel worden gebruikt om de risico's op andere projecten af te dekken.
- Momenteel is er nog te weinig informatie over concrete projecten om specifieke instrumentele en budgettaire inschattingen te maken voor het aanleggen van nieuwe infrastructuur. De ambtelijke Studiegroep Green Deal neemt in al haar scenario's voor de aanleg van energie-infrastructureur die niet via tarieven kan worden gefinancierd een bedrag van € 500 miljoen per jaar op (van 2021 t/m 2030). Het is door de onzekerheid moeilijk in te schatten wat de exacte uitgaven per jaar zullen zijn waardoor budgettaire flexibiliteit over de jaren heen wenselijk is.

Beleids optie 7: Een CAPEX-subsidie verlenen aan het warmtebedrijf om de onrendabele top in de huidige situatie af te dekken

Deze beleids optie stelt voor om¹⁰⁴ een nieuw subsidie-instrument voor de realisatie van duurzame collectieve warmtesystemen in te richten. Gedacht wordt aan een CAPEX-subsidie om investeringskosten te drukken en projectrisico's te verkleinen, om zo lagere aansluitkosten voor de afnemers te realiseren. Deze CAPEX-subsidie loopt qua fasering parallel aan het tempo in de wijkaanpak. Grofweg wordt een opschalingsperiode voorzien tot en met 2024, waarna vanaf 2025 het subsidiebedrag per project langzaam afgebouwd kan worden. Uitgaande van een CAPEX-subsidie van gemiddeld 20% op een verwacht investeringsbedrag van € 2 tot 4 miljard is een budget nodig van € 400 - 800 miljoen tot 2030. Het ligt voor de hand om een afbouwpad voor het subsidiepercentage voor te stellen als efficiëntieprikkel én stimulering van tijdige realisatie door het belonen van first movers. Collectieve warmtesystemen in bijvoorbeeld glastuinbouwgebieden komen vanwege de CAPEX kosten ook moeilijk van de grond. Dit bemoeilijkt het halen van de klimaatdoelen van 2030. Onderzocht kan worden of een CAPEX-subsidie ook voor het realiseren van deze warmtesystemen een geschikt instrument is.

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op de financiering van energietransitie: in de huidige situatie komen investeringen in warmte-infrastructuur niet van de grond door onrendabele toppen. Dit wordt veroorzaakt doordat enerzijds de aardgasreferentie (Niet-Meer-Dan-Anders) voor warmtetarieven de investering niet dekt, en anderzijds het volloopprijs voor zowel bron als infrastructuur, dat zich vertaalt in hogere financieringslasten. Deze beleids optie dekt de onrendabele top af en verlaagt de netto investeringsopgave waardoor het mogelijk wordt om collectieve warmtesystemen te realiseren.

Kosten: de CAPEX-subsidie vormt een effectieve en doelgerichte stimulering van collectieve warmtesystemen in wijken waar die vanuit het oogpunt van nationale kosten het meest wenselijk zijn. Zonder additionele stimulering komen deze systemen momenteel zeer beperkt tot realisatie, waardoor tijdige opschaling met het oog op de doelen van 2030, maar ook de versnelling richting 2050 in de gebouwde omgeving nodig is. Hiermee draagt de beleids optie dus direct bij aan het realiseren van de warmtetransitie tegen de laagst mogelijke nationale kosten.

Voor wat betreft de eindgebruikerskosten is het nog vaak zo dat die maar beperkt de nationale kosten weerspiegelen. Voor warmtenetten geldt dat die vanuit nationale kosten zeer wenselijk zijn, maar voor eindgebruikers hoge kosten meebrengen. In de Wet collectieve warmtevoorziening wordt een kostengebaseerde tariefsystematiek voorzien, waarbij tarieven voor eindgebruikers gekoppeld zijn aan de daadwerkelijke kosten voor warmtebedrijven. Een CAPEX-subsidie in de periode tot 2030 verlaagt de kosten voor de warmtebedrijven en dus de warmtetarieven voor eindgebruikers, met name voor burgers maar ook voor utiliteitsbouw die aangesloten wordt.

¹⁰⁴ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021. Annex 5: Beleids opties, Gebouwde omgeving, 49. Investeringsbijdrage duurzame warmte.

Doelmatigheid: vanuit het perspectief van nationale kosten zijn warmtenetten een efficiënte techniek om de verduurzaming van de gebouwde omgeving mogelijk te maken. Daarbij moet integraal naar bron en infrastructuur gekeken worden. In de huidige situatie is de koppeling tussen lage nationale kosten en lage eindgebruikerskosten beperkt, door enerzijds de tariefsystematiek en anderzijds bestaande instrumentering. Het vergroten van de stimulering van collectieve warmte draagt bij het realiseren van de CO₂-reductie doelen tegen lagere kosten ten opzichte van andere technieken, mits de wijk geschikt is.

Effecten op verdeling en draagvlak: een dergelijke maatregel kan gefinancierd worden via de rijksbegroting, waardoor keuzes gemaakt kunnen worden over een wenselijke verdeling. Deze subsidie zal, gezien de technische specificaties van collectieve warmte, vooral bijdragen aan het betaalbaar verduurzamen van wijken met relatief veel hoogbouw, hoge dichtheid en woningen die moeilijker te isoleren zijn.

Een mogelijk risico is dat door het (vanwege uitvoeringsoverwegingen) kiezen voor een vast subsidiepercentage bepaalde warmtenetten overgesubsidieerd worden. De kosten, zeker voor lage temperatuur-warmtenetten, zijn sterk afhankelijk van de lokale situatie.

Flexibiliteit: uit huidige analyses blijkt dat in 2050 warmtenetten een belangrijk deel van de gebouwde omgeving van warmte voorzien. Echter, het exacte aandeel is nog onzeker. Daarom wordt de hier genoemde CAPEX-subsidie voorzien voor de periode tot 2030, en zal het afbouwpad van het subsidiepercentage logisch moeten volgen uit voortschrijdend inzicht in de warmtetransitie. Na 2030 zullen andere vormen, zoals een garantiefonds, geschikter zijn, omdat die meer gericht zijn op het reduceren van financieringslasten passend bij de kostengebaseerde tariefsystematiek zoals voorzien in de Wet collectieve warmtevoorziening. Hiervan zal de omvang moeten aansluiten bij de dan actuele inzichten over het aandeel van collectieve warmte in de gebouwde omgeving.

Uitvoering:

Onderzocht zal moeten worden in hoeverre het beschreven instrument inpasbaar is binnen bestaande regelingen. Indien dat niet het geval is zal een apart subsidie-instrument ontwikkeld moeten worden door RVO, die tevens de toewijzing zal uitvoeren. Gezien de expertise en ervaring van RVO met dergelijke instrumenten mag verwacht worden dat de uitvoeringskosten beperkt zijn.

Niveau van overheidsoptreden:

Het betreft een nationale maatregel. De subsidie kan aangevraagd worden door projecten voor collectieve warmte in heel Nederland en de uitvoering geschied door RVO. Wel hebben gezien hun regierol in de gebouwde omgeving gemeenten een belangrijk aandeel in het planproces en het aanwijzen van een warmtebedrijf.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026 - 2030	Struc.
Een CAPEX-subsidie verlenen aan het warmtebedrijf om de onrendabele top in de huidige situatie af te dekken.	-50	-60	-70	-70 mln. per jaar	0

Beleidsoptie 8: Eerste generatie overstappers subsidiëren in de kosten om over te stappen op een warmtenet

Deze beleidsoptie¹⁰⁵ stelt voor een subsidie-instrument voor particuliere woningeigenaren voor aansluiting op een collectief warmtesysteem ter (gedeeltelijke) afdekking van de huidige onrendabele top (zoals nu tijdelijk geïnstrumenteerd in de ISDE) in te richten/voort te zetten. De verwachting is dat een groot deel van de Nederlandse huishoudens overstappen op een warmtenet.¹⁰⁶ De regeling is bedoeld voor bestaande woningen, gelegen in een wijk waar een warmtenet gerealiseerd gaat worden (altijd binnen de wijkaanpak, al richt deze maatregel zich in de uitvoering op individuele aanvragen van woningeigenaren). Deels alternatief met een ander aangrijpingspunt dan de eindgebruiker is beleidsoptie nummer 7 – Een CAPEX-subsidie verlenen aan het warmtebedrijf.

Op dit moment mag een warmtebedrijf de tarieven voor warmtelevering niet hoger vaststellen dan dat deze zou zijn wanneer de woning met aardgas verwarmd zou zijn (zgn. Niet-Meer-Dan-Anders principe). De extra kosten die horen bij de overstap van een gasaansluiting naar een warmtenet, kunnen door de woningeigenaar veelal niet terugverdiend worden, omdat hij hierdoor (bijna) hetzelfde blijft betalen als dat hij deed voor zijn gas, maar wel moet betalen voor het verwijderen van de gasaansluiting (kosten komen per 1 maart 2021 tijdelijk in de nettatarieven), eenmalig voor de warmteaansluiting en eventuele aanpassingen in de woning, waaronder mogelijk noodzakelijke isolatie. Een extra financiële stimulans helpt particulieren over de streep te trekken op het moment dat in het kader van de wijkaanpak aansluiting op een warmtesysteem wenselijk is. Doordat de afnemer meer geneigd is aan te sluiten op het warmtenet wordt de businesscase van het warmtenet beter en is realisatie kansrijker.

Deze beleidsoptie lost de geïdentificeerde knelpunten van de onrendabele top bij warmtenetten op (in wijken waar dat vanuit het perspectief van nationale kosten de beste optie is) en mitigeert het volloopriscico doordat het de aansluitbereidheid van potentiële afnemers vergroot.

Dit fiche heeft verwantschap met fiche 48 van de ambtelijke Studiegroep Green Deal. Belangrijk verschil is dat dit fiche ingaat op de wijze waarop een investeringssubsidie voor woningeigenaren antwoord geeft op het ontbreken van een duidelijk financieringskader voor warmte-infrastructuur (geen socialisatie zoals bij gas- en elektriciteitsnetten) en dat als gevolg van huidige bekostiging (aardgasreferentie door middel van NMDA) er een onrendabele top bestaat, ook als een warmtenet vanuit het perspectief van nationale kosten het beste scoort, maar in termen van eindgebruikerskosten door huidige beleid duurder blijkt. In andere sectoren dan de gebouwde omgeving worden ook kosten gemaakt om over te stappen op het warmtenet. Onderzocht kan worden of binnen deze sectoren de eerste generatie overstappers gesubsidieerd moeten worden.

Effecten, voor- en nadelen:

¹⁰⁵ Ambtelijke Studiegroep Klimaatopgave Green Deal, Bestemming Parijs: Wegwijzer voor Klimaatkeuzes 2030, 2050, 2021. Annex 5: Beleidsopties, Gebouwde omgeving, 48. Stimulering aansluiting duurzame warmte.

¹⁰⁶ In de *Startanalyse aardgasvrije buurten 2020* van het PBL is dat ongeveer 1/3 van de woningen.

Effect op financiering van energietransitie:

1. De huidige financiering van warmtenetten door warmtetarieven op basis van Niet-Meer-Dan-Anders zijn vaak niet voldoende voor afnemers in bestaande wijken om over te stappen op een warmtenet omdat er naast de tarieven additionele investeringen nodig zijn. Als teveel afnemers in een wijk niet overstappen of daar onzekerheid over is, ontstaan volloopriscio's voor het warmtenet incl. -bron. Door een instrument aan te laten grijpen op de investeringen die afnemers moeten doen wordt collectieve warmte aantrekkelijker. Zo kunnen afnemers bijdragen aan de realisatie van een eerste reeks warmtenetten om daarmee bredere opschaling mogelijk te maken.
2. De infrastructurele kosten voor warmtestrategieën zoals een elektriciteitsnet voor een warmtepomp worden nu gesocialiseerd over alle gebruikers. Voor warmte geldt dat niet, omdat alle kosten voor het warmtenet verdiend moeten worden bij de afnemers van het betreffende net. Die gebruikers betalen momenteel vanwege de aansluiting op het elektriciteitsnet wel mee aan de netverzwaring ten behoeve van woningen met warmtepompen. Er ontbreekt voor warmte dus een kader om de lasten te verdelen. Deze beleidsoptie zorgt ervoor dat de kosten voor warmte-infrastructuur (deels) gesocialiseerd worden, maar via de rijksbegroting in plaats van via de nettarieven.

Kosten: De investeringssubsidie voor afnemers vormt een effectieve en doelgerichte stimulering van collectieve warmtesystemen in wijken waar die vanuit het oogpunt van nationale kosten het meest wenselijk zijn. Zonder additionele stimulering komen deze systemen momenteel zeer beperkt tot realisatie terwijl start wel nodig is om de doelen voor 2050 (kostenefficiënt) te halen. Hiermee draagt de beleidsoptie dus direct bij aan het realiseren van de warmtetransitie tegen de laagste nationale kosten.

Voor wat betreft de eindgebruikerskosten is het nog vaak zo dat die maar beperkt de nationale kosten weerspiegelen. Voor warmtenetten wordt op basis van de startanalyse van PBL verwacht dat die vanuit het oogpunt van nationale kosten in 2050 ongeveer een derde van de gebouwde omgeving van warmte zullen gaan voorzien, maar voor eindgebruikers hoge kosten meebrengen. Door een subsidie voor eindgebruikers (woningeigenaren, eigenaren utiliteitsbouw) in te richten weerspiegelen de eindgebruikerskosten van collectieve warmte in deze fase met (deels) NMDA meer de nationale kosten.

Doelmatigheid: Vanuit het perspectief van nationale kosten zijn warmtenetten voor ongeveer een derde van de gebouwde omgeving een efficiënte techniek om de verduurzaming daarvan mogelijk te maken. Daarbij moet integraal naar bron en infrastructuur en kosten bij de eindgebruiker gekeken worden. In de huidige situatie is de koppeling tussen lagere nationale kosten en lage eindgebruikerskosten beperkt, door enerzijds de tariefsystematiek en anderzijds bestaande instrumentering. Het vergroten van de stimulering van collectieve warmte draagt bij aan het realiseren van de CO₂-reductie doelen tegen lagere kosten ten opzichte van andere technieken, mits de wijk geschikt is.

Effecten op verdeling en draagvlak: Doordat kosten voor warmte-infrastructuur in tegenstelling tot de elektriciteits- en gasnetten niet gesocialiseerd worden, is de betaalbaarheid van warmte sterk afhankelijk van de lokale situatie. Ook in wijken waar een warmtenet vanuit nationale kosten geziende beste optie is, kan het in termen van eindgebruikerskosten duurder zijn dan andere opties. Omdat

socialisatie over nettarieven ontbreekt en warmtetarieven als te hoog worden ervaren, is het draagvlak voor warmte laag. Socialisatie over de rijksbegroting, via een subsidie, heeft een positief effect op de verdeling van lasten in de warmtetransitie.

Een dergelijke maatregel kan gefinancierd worden via de rijksbegroting, waardoor keuzes gemaakt kunnen worden over een wenselijke verdeling. Deze subsidie zal, gezien de technische specificaties van collectieve warmte, vooral bijdragen aan het betaalbaar verduurzamen van wijken met relatief veel hoogbouw, hoge dichtheid en woningen die moeilijker te isoleren zijn.

Een mogelijk risico is dat deze subsidie (nu tijdelijk vormgegeven met vaste forfait) ook wordt aangevraagd door afnemers voor wie de investeringen geringer zijn dan het beschikbare bedrag of zelfs afwezig. Dit kan per warmtenet verschillen vanwege de situatie of de startsituatie van de woning van de afnemer.

Flexibiliteit: Deze beleidsoptie past in de opschaling van warmtenetten die tot 2030 nodig is en waartoe gemeenten op basis van hun transitievisie warmte en de Wet collectieve warmtesystemen straks een warmtebedrijf kunnen aanwijzen en bepalen waar warmtenetten komen. Afhankelijk van de werking van efficiëntieprikkels en kostendaling kan het subsidiebedrag jaarlijks herijkt worden (conform de huidige ISDE-systematiek). Verder zal deze beleidsoptie in samenhang moeten worden vormgegeven en aangepast met andere beleidsopties gerelateerd aan de energiebelasting en stimulering van isolatie en woningverbetering.

Uitvoering:

Het beschreven instrument is inpasbaar binnen de bestaande ISDE (zoals dat nu tijdelijk ook geïnstrumenteerd is). Gezien de expertise en ervaring van RVO met dergelijke instrumenten mag verwacht worden dat de uitvoeringskosten beperkt zijn.

Niveau van overheidsoptreden:

Het betreft een nationale maatregel omdat de subsidie aangevraagd kan worden door potentiële afnemers van warmtenetprojecten in heel Nederland.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	Struc.
Eerste generatie overstappers in de kosten om over te stappen op een warmtenet subsidiëren over te stappen op een warmtenet	- 60	- 80	- 100	- 100	0

Het maximale subsidiebedrag is beoogd op € 5.000 per particulier (gebaseerd op door de ACM gereguleerde tarieven + een klein deel onrendabele top). Aantallen in een bepaald jaar zijn gebaseerd op een ingroeipad richting afspraak Klimaatakkoord van 80.000 aansluitingen per jaar vanaf 2025.

Beleids optie 9: Fonds betaalbare wijkaanpak aardgasvrij

Deze beleids optie stelt een nieuwe regeling voor, waar gemeenten op inschrijving in aanmerking kunnen komen voor een rijksbijdrage via een specifieke uitkering (SPUK) om het programma aardgasvrije wijken voort te zetten. In de 46 proeftuinen van het Programma Aardgasvrije Wijken (PAW) wordt momenteel geleerd hoe een wijk aardgasvrij kan worden gemaakt. Naast het individuele verduurzamingsspoor blijft een vorm van collectieve aanpak op wijkniveau (waarbij bijvoorbeeld nieuwe warmte-infrastructuur moet worden aangelegd) nodig om de klimaatdoelen (aardgasvrije gebouwen in 2050) te halen. In de praktijk blijkt dit geen gemakkelijke opgave, waarbij naast de participatie en het draagvlak de financiering en de betaalbaarheid grote uitdagingen zijn.

Deze beleids optie voorziet in de fase na afloop van het PAW. Voor de opschaling in de toekomst is meer nodig dan de huidige aanpak met proeftuinen in combinatie met bestaande of versterkte subsidieregelingen, zodat op termijn veel meer wijken gelijktijdig kunnen worden aangepakt met een gezonde businesscase waarin betaalbaarheid voor alle inwoners voldoende is geborgd.

Momenteel wordt in de proeftuinen gemiddeld tussen de € 4 en 5 miljoen gefinancierd vanuit de rijksmiddelen. In sommige gevallen wordt er een eigen bijdrage gevraagd aan inwoners. Deze zal voor sommige groepen goed te dragen zijn, waar voor anderen aanvullende tegemoetkoming nodig zal zijn om vanuit maatschappelijk oogpunt wenselijke investeringen met voldoende draagvlak te laten plaatsvinden. Om snelheid te maken richting 2030/2050 en de projecten met de laagste maatschappelijke/nationale kosten op gang te krijgen, waarbij een redelijke lastenverdeling goed is geborgd, is het wegnemen van de onrendabele top in deze wijken noodzakelijk, in combinatie met beschikbaarheid van middelen om huishoudens die financieel niet mee kunnen een redelijke propositie te kunnen bieden.

Specifiek behelst deze beleids optie een nieuwe regeling, waarbij gemeenten op inschrijving in aanmerking kunnen komen voor een rijksbijdrage via een specifieke uitkering (SPUK). Om zoveel mogelijk snelheid te maken en zoveel mogelijk wijken tegelijk aan te pakken tegen de laagst mogelijke kosten, zou een regeling vorm te geven zijn door gemeenten te stimuleren hun 'makkelijkste en goedkoopste' wijken als eerste in te dienen. Daarbij kunnen via een tender de meest kosteneffectieve en betaalbare wijkaanpakken worden geselecteerd.

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: de wijkaanpak is erop gericht hele wijken aardgasvrij te maken, wat noodzakelijk is voor het halen van de 2050-doelen en richt zich met name op de aanleg en aansluiting op de alternatieve warmte-infrastructuur. Hier is veel tijd voor nodig. Ook draagt deze aanpak bij aan CO₂-besparingsdoelen richting 2030.

Kosten: deze beleids optie geeft via de vormgeving (tender met duidelijke criteria) decentrale overheden een prikkel om de nationale kosten en de eindgebruikerskosten van de door hen gekozen wijkaanpakken zo laag mogelijk te houden, binnen de grenzen van de lokale context.

Doelmatigheid: hoewel het wijkaanpakspoor tot 2030 naar verwachting een lagere kosteneffectiviteit heeft dan het vrijwillige isolatiespoor (beleidsopties 13.1 en 13.2) in termen van CO₂-besparing, is het gezien het einddoel en de lange doorlooptijden van infrastructuuraanleg noodzakelijk dit parallel te stimuleren.

Er is een risico op oversubsidiëring door de stapeling van verschillende regelingen gericht op transport/infrastructuur en gebruik. Per project zal daarom de businesscase worden getoetst op de noodzaak van het gebruik van deze regeling.

Deze regeling is dan ook niet bedoeld voor wijken die via vrijwillige deelname collectief verduurzamen (bijvoorbeeld via isolatie en hybride). Betaalbaarheid wordt daar geborgd door afwezigheid van gedwongen afsluiting van bestaande infrastructuur en beschikbaarheid van andere instrumenten (zie beleidsopties 13.1 en 13.2).

Effecten op verdeling en draagvlak: Door de betaalbaarheid en eerlijke lastenverdeling tussen huishoudens als een criterium op te nemen en hier middelen voor beschikbaar te stellen, zal het draagvlak voor de aardgasvrije wijkaanpak naar verwachting versterken.

Flexibiliteit: doordat de specifieke uitkering in jaarlijkse tranches zal worden uitgevoerd, is er ruimte om budgetten tussentijds aan te passen en de voorwaarden zo nodig aan te scherpen.

Uitvoering:

De beleidsoptie is uitvoerbaar via het instrument specifieke uitkering, zoals dat al het geval is voor het PAW. Juridische haalbaarheid (ook van verschillende individuele voorwaarden) dient nog te worden getoetst.

Naast de beschikbaarheid van het instrument zijn aanvullende richtlijnen vanuit het Rijk noodzakelijk om gemeenten te laten beginnen met verduurzaming van de wijken met de laagste totale eindgebruikerskosten en te voorkomen dat gemeenten op lokaal niveau inkomensbeleid gaan voeren. Hier zal het onderzoek naar de eindgebruikerskosten van verschillende warmteopties deels een hulpmiddel bij bieden. Mogelijke aanvullende leidraad over bijvoorbeeld wat een maximale eigen bijdrage van huishoudens uit een bepaald inkomenspercentiel zou kunnen zijn, zou bij de uitwerking van de regeling nader moeten worden onderzocht door het Rijk – waarbij uitvoerbaarheid voorop staat.

Niveau van overheidsoptreden:

Nationale maatregel met lokale uitvoering

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	Struc.
Fonds betaalbare wijkaanpak aardgasvrij	-100	-100	-100	-100	-100

Dit bedrag is het sluitstuk van de wijkaanpak. Dit bedrag zal variëren afhankelijk van de inzet op andere terreinen zoals de schuif in de EB en Capex-subsidie voor warmtenetten. Hoe gunstiger die komen te staan hoe lager dit bedrag kan worden.

Beleids optie 10.1: Alternatief voor financiering SDE++: Opslag Duurzame Energie in zijn geheel afschaffen en de EB verhogen

Deze beleids optie stelt voor om de ODE afschaffen en daarmee beëindigen van de ex ante koppeling tussen ODE inkomsten en SDE uitgaven. Deze maatregel wordt in deze optie gedekt door de geraamde oploop van de ODE tarieven tot en met 2030 op basis van de huidige inzichten op te nemen in de tarieven van de energiebelasting. Hiermee wordt grondslagerosie tot en met 2030 meegenomen in de tarieven op basis van de huidige inzichten. De jaarlijkse streefopbrengst van de SDE+(+) wordt daarna losgelaten, waardoor er niet langer wordt gecorrigeerd voor nieuwe inzichten in grondslagerosie. Er zijn ook andere keuzes mogelijk ten aanzien van de dekking.

Beoogde doel en overige effecten:

Beoogde effect op energietransitie: Door het loslaten van de streefopbrengst ontstaat er meer flexibiliteit in het lastenkader. De expliciete koppeling tussen inkomsten en uitgaven leidt nu soms tot reuring bij wijziging van de tarieven. Het beeld bestaat dat de burgers relatief veel bijdragen aan de ODE en relatief weinig of geen SDE++ middelen ontvangen. Loskoppelen van de ODE en de SDE++, inkomsten en uitgavenkant van de begroting, maakt het mogelijk de beleidsdoelstelling van efficiënte beprijzing van energieverbruik (de lastenkant) los te voeren van de discussie over de wijze van subsidiëren (de uitgavenkant). Daarmee worden ook zorgen over een automatisch stijgende energierekening door oplopende uitgaven aan verduurzaming weggenomen en vormen de uitgaven aan de SDE een onderdeel van integrale budgettaire besluitvorming. Er is echter nog steeds sprake van oplopende belastingen op de energierekening door jaarlijks stijgende tarieven doordat de huidige inschatting van de oploop van de SDE meegenomen wordt.

Kosten: Deze beleids optie heeft netto geen gevolgen voor de totale kosten van de transitie, en daarmee voor de kosten voor burgers en bedrijven.

Doelmatigheid: Door het verwijderen van de ex ante koppeling tussen de ODE en SDE kan de politiek integraal afwegen waar deze lasten het beste en meest doelmatig kunnen neerslaan en er is meer flexibiliteit in het lastenkader om te sturen op de lastenverdeling. De SDE uitgaven blijven echter ongewijzigd en worden bij deze optie op een andere manier gefinancierd, door opname in de EB. Door eenmalig de ODE en de energiebelasting samen te voegen wordt het belastingstelsel verder vereenvoudigd. Volgens de Evaluatie van de ODE zijn de extra uitvoeringskosten door invoering van de ODE zeer beperkt gebleven, bij opname in de EB zal er een verwaarloosbare daling van de uitvoeringskosten zijn.

Betaalbaarheid: Deze beleids optie heeft netto geen gevolgen voor de totale kosten van de transitie, en daarmee voor de kosten voor burgers en bedrijven.

Effecten op verdeling en draagvlak: Het ophogen van de energiebelasting met de huidige ODE-tarieven heeft geen effect op de lastenverdeling in de energiebelasting zelf. De afwijkingen van de geraamde grondslagerosie die door de jaren heen zal ontstaan zal, afhankelijk van de manier waarop dit gedekt wordt, mogelijk tot een andere lastenverdeling leiden.

Flexibiliteit: Door de ODE op te laten gaan in de EB, wordt niet langer een taakstellende opbrengst centraal gesteld, en kan daarmee een stabiel prijspad richting 2030 worden geschetst, dat niet afhankelijk is van de grondslagerosie.

Transparantie: Deze optie heeft een negatieve impact op de transparantie omdat de ODE niet langer zichtbaar zal zijn voor de eindgebruiker op de energierekening. Tevens zal geen inzicht gegeven kunnen worden in de specifieke bijdragen van groepen aan verduurzaming, bijvoorbeeld de bijdrage van de industrie aan de SDE++ conform de afspraken bij het Klimaatakkoord. Tegelijkertijd, de overheid moet echter altijd transparant zijn over de inkomsten en uitgaven via de reguliere begrotingssystematiek.

Uitvoering en Europese regelgeving:

Naar verwachting is dit een structuuraanpassing van het aangiftesysteem, waarvoor een implementatieperiode van 4-18 maanden staat.

De verwachting is dat de besparing op de uitvoeringslasten als gevolg van afschaffing verwaarloosbaar is. Wel zal het leiden tot een afname van de complexiteit en daarmee een vereenvoudiging.

Niveau van overheidsoptreden:

Dit betreft een nationale maatregel.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	struc
ODE afschaffen	0	0	0	0	0

Beleids optie 10.2: Alternatief voor financiering SDE++: Het bevriezen van de ODE-tarieven

Deze optie is een tussenvariant tussen de huidige situatie en optie 10.1. In deze optie worden de ODE-tarieven bevroren op het niveau van 2022 en vervolgens geïndexeerd (zoals bij de EB het geval is). De ODE legt hierbij de basis voor de uitgaven aan verduurzaming, toekomstige groei van deze middelen en nieuwe ambities worden op een andere manier gefinancierd, bijvoorbeeld door schuldfinanciering of door verhoging van de overige belastingen.

Beoogde doel en overige effecten:

Beoogde effect op energietransitie: Door een vast tarief te heffen zal de ODE stabiel blijven wat leidt tot een stabiele en voorspelbare bijdrage op de energierekening van huishoudens en bedrijven en daarmee tot meer investeringszekerheid. Discussies over verder oplopende lasten als gevolg van de klimaattransitie kunnen los van de energierekening gevoerd worden. Daarnaast biedt dit meer flexibiliteit in de financiering van de voorziene oploop aan SDE uitgaven en mogelijkheden voor integrale afweging van waar de lasten het beste kunnen neerslaan op de energierekening, met als doel meer investeringszekerheid te bieden.

Kosten: Deze beleids optie heeft geen gevolgen voor de totale kosten van de transitie. De gevolgen voor de lastenverdeling zijn afhankelijk van de gekozen dekking.

Doelmatigheid: Uit de Evaluatie van de ODE door CE Delft blijkt dat de ODE een doelmatige manier is om voor de eindgebruiker meer transparantie te bieden in de (in deze optie gedeeltelijke) financiering van de SDE-regeling.¹⁰⁷ Het heeft de voorkeur het aantal doelstellingen in de ODE te beperken, en één doel centraal te stellen, namelijk het doelmatig realiseren van opbrengsten.

Betaalbaarheid: Deze beleids optie heeft geen gevolgen voor de totale kosten van de transitie. De gevolgen voor de lastenverdeling zijn afhankelijk van de gekozen dekking.

Effecten op verdeling en draagvlak: Indien de huidige tarieven van 2022 worden bevroren is er sprake van een lastenverdeling waarbij huishoudens een derde van de ODE lasten bijdragen en bedrijven twee derde. De lastenverdeling van de oploop na 2022 is afhankelijk van de wijze waarop dit gefinancierd zal worden. Met het handhaven van een stabiel tarief op de energierekening worden zorgen over een automatisch stijgende energierekening door oplopende uitgaven aan de energietransitie weggenomen.

Flexibiliteit: Minder last van grondslagversmalling als opstuwend effect op de ODE tarieven, tekorten worden immers aangevuld vanuit de algemene middelen. Met een gedeeltelijke financiering uit de algemene middelen ontstaat meer flexibiliteit in de manier van heffen. Deze wijze van financieren sluit beter aan bij de huidige SDE++, waarbij naast verduurzaming van het energiegebruik ook andere opties worden gestimuleerd.

¹⁰⁷ CE Delft: Evaluatie ODE: Doelmatigheid en doeltreffendheid van de regeling.

Transparantie: De ODE is ingevoerd om de uitgaven van de SDE regeling op transparante wijze te financieren. In deze optie blijft een zichtbare link tussen verduurzaming en de financiering hiervan, al wordt deze wel minder sterk.

Overige effecten: In deze optie neemt de prikkel voor verduurzaming iets af door het bevriezen van de tarieven.

Uitvoering en Europese regelgeving:

Geen knelpunten.

Niveau van overheidsoptreden:

Dit betreft een nationale maatregel

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend)

	2023	2024	2025	2026	Struc.
ODE bevriezen	<415	<700	<885	<695	<1.155 (in 2030)

Deze reeks is opgesteld rekening houdend met verwachte grondslagerosie conform de KEV2019 voor de betreffende jaren en geeft daarom een indicatie van de budgettaire gevolgen. De omvang van de toekomstige grondslagerosie blijft echter onzeker en is onder andere afhankelijk van eventueel aanvullend klimaatbeleid. Indien deze maatregel overwogen wordt dient een nieuwe raming gemaakt te worden van de budgettaire gevolgen op basis van de dan meest recente inzichten.

Beleidsoptie 10.3: Alternatief voor financiering SDE++: ODE behouden als verbruiksheffing met als grondslag CO₂-uitstoot van huishoudens en bedrijven

Deze beleidsoptie betreft het behouden van de ODE heffing als verbruiksheffing met een andere grondslag dan het gebruik van aardgas en elektriciteit, namelijk de CO₂ uitstoot van huishoudens en bedrijven.

Beoogde doel en overige effecten:

Beoogde effect op energietransitie: Met het verbreden van de grondslag wordt beter aangesloten bij de scope van de SDE++.

Kosten: Deze beleidsoptie heeft geen gevolgen voor de totale kosten van de transitie. De huidige ODE heeft een lastenverdeling waarbij huishoudens een derde van de lasten bijdragen en bedrijven twee derde. Bij deze beleidsoptie wordt belast op basis van CO₂-uitstoot. Naar verwachting verschuiven hiermee lasten van huishoudens naar bedrijven.

Doelmatigheid: Het betreft een wijziging van een bestaand instrument, er is een aantal opties en keuzes voor de vormgeving van dit instrument. De doelmatigheid zal hier vanaf hangen en is daarmee nog niet bekend.

Betaalbaarheid: Deze beleidsoptie heeft geen gevolgen voor de totale kosten van de transitie. De huidige ODE heeft een lastenverdeling waarbij huishoudens een derde van de lasten bijdragen en bedrijven twee derde. Bij deze beleidsoptie wordt belast op basis van CO₂-uitstoot. Naar verwachting verschuiven hiermee lasten van huishoudens naar bedrijven. Voor sommige bedrijven zal dit leiden tot een forse lastenstijging.

Effecten op verdeling en draagvlak: Afhankelijk van de vormgeving, zouden grootverbruikers van energie een grotere bijdrage gaan leveren. Deze optie heeft een negatief effect op de concurrentiepositie en het behoud van het gelijke speelveld, aangezien een deel van de bedrijven in het huidige systeem een vrijstelling hebben. Deze heffing zal een stapeling zijn bovenop andere heffingen, zoals de ETS en de nationale CO₂-heffing.

Flexibiliteit: Een heffing per uitgestoten ton CO₂ zou qua grondslag goed aansluiten bij de nieuwe technieken die door de SDE++ worden gefinancierd. Deze aanvullende heffing zou tevens de grondslag op korte termijn verbreden. Op de langere termijn is er ook bij deze grondslag sprake van erosie door vermindering van de CO₂-uitstoot.

Transparantie: Of deze beleidsoptie bijdraagt aan transparantie over de kosten voor eindgebruikers is afhankelijk van de precieze uitwerking. Indien, conform de huidige werking van de ODE, van één heffing wordt uitgegaan is het effect op de transparantie naar verwachting gelijk aan die van de huidige ODE. Dit is echter afhankelijk van de mate waarin er data beschikbaar is over de CO₂ uitstoot van bedrijven en huishoudens.

Overige effecten: Bij deze optie is sprake van een verbeterde prikkel voor verduurzaming, maar zijn tegelijk knelpunten in de uitvoering (zie hieronder). Daarnaast is in het Klimaatakkoord is afgesproken dat bedrijven 2/3 van de ODE-

lasten dragen en dat de bijdrage van de industrie in 2030 € 550 miljoen is. Deze optie houdt geen rekening met deze afspraken.

Uitvoering en Europese regelgeving:

De beschikbaarheid van gegevens over de CO₂-uitstoot van individuele partijen die niet onder het ETS vallen (zoals huishoudens) is een belangrijk knelpunt bij deze optie. De verwachting is dat deze optie op dit moment niet uitvoerbaar is, aangezien deze heffing niet alleen bedoeld is voor ETS bedrijven, maar ook voor andere bedrijven en huishoudens. De CO₂-uitstoot van die groepen wordt op dit moment niet geregistreerd. Wat wel mogelijk is voor deze groepen is om de ODE te blijven heffen op geleverde energie, en om de tarieven meer in lijn te brengen met een benadering van de CO₂-uitstoot die met dit energieverbruik gepaard gaat. Omdat de CO₂-uitstoot niet direct gemeten wordt, vereist deze benadering wel versimpelde aannames én regelmatige aanpassingen van de tarieven omdat elektriciteit in Nederland steeds meer uit duurzame bronnen zal komen en dus de CO₂-uitstoot die hiermee gepaard is, zal dalen over de tijd.

Bij een CO₂-heffing zou nader moeten worden besloten welke uitvoeringsorganisatie de uitvoering draagt. Uitsluitel over de uitvoerbaarheid, de kosten en de termijnen voor de Belastingdienst verloopt via een uitvoeringstoets. Dat traject vindt in beginsel plaats in de fase dat de wetgeving in concept gereed is.

Niveau van overheidsoptreden:

Dit betreft een nationale maatregel, waarbij Europese wetgeving geen rol speelt.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	Struc.
ODE behouden met andere grondslag	0	0	0	0	0 (in 2023)

Beleidsoptie 11: De kosten van net op zee uit algemene middelen i.p.v. nettarieven betalen

Deze beleidsoptie stelt voor om de kosten van het net op zee uit algemene middelen te bekostigen in plaats van via de nettarieven op de energierekening. Als gevolg van de energietransitie moet het elektriciteitsnet worden uitgebreid. De efficiënte kosten van het elektriciteitsnet worden via de nettarieven van de gebruikers in rekening gebracht. Een belangrijke uitbreiding van het elektriciteitsnet is het net op zee. De kosten van de netten op zee van de reeds geplande tenders tot 2030 lopen op tot circa € 700 miljoen per jaar. Bij een hogere CO₂-reductiedoelstelling (55%-doelstelling) wordt er rekening gehouden met extra wind op zee en dus ook hogere kosten voor het net op zee.

In het klimaatakkoord is afgesproken om de kosten van het net op zee via de nettarieven te bekostigen. De kosten van het net op zee kunnen ook uit de algemene middelen gefinancierd worden om zo de hoogte van de nettarieven voor elektriciteit te beperken.

Effecten, voor- en nadelen:

Het net op zee bekostigen via de nettarieven verhoogt de energierekening voor huishoudens en bedrijven. Een voorzichtige inschatting van de kosten van het net op zee (op basis van de huidige routekaart windenergie op zee 2030) is dat deze oplopen tot ordegrrootte 15% van de totale kosten van het elektriciteitsnet op land. Het verwerken van de kosten van het net op zee in de nettarieven zal dus gemiddeld tot een dergelijke kostenstijging van de nettarieven leiden. Waarbij extra windparken op zee ervoor kunnen zorgen dat deze stijging nog hoger wordt.

Europese regels staan het niet toe dat lidstaten in te grote mate bepalen hoe kosten van elektriciteitsnetten worden verdeeld over netgebruikers ("de tarievenstructuur"). De onafhankelijk toezichthouder (ACM) heeft hier een veel grotere rol in. Recente jurisprudentie wijst erop dat de rol van de toezichthouder verder toeneemt en de invloed van de wetgever wordt beperkt. Hoge tariefstijgingen voor bepaalde type gebruikers zijn daarom niet uit te sluiten. Dit kan ook elektrificatie bij bepaalde bedrijven onaantrekkelijk maken.

Het bekostigen van het net op zee vanuit de algemene middelen geeft de wetgever in principe meer ruimte om te sturen op de kostenverdeling. Dit zal wel een lastenverzwaring (hogere belastingen) of bezuiniging tot gevolg hebben. Hoe deze kosten verdeeld worden onder partijen is uiteraard afhankelijk van hoe de dekking op de begroting wordt ingevuld. Huishoudens en kleinere bedrijven dragen in algemene zin relatief veel bij aan de algemene middelen. Het bekostigen van het net op zee uit de algemene middelen kan netto leiden tot een lastenverzwaring voor huishoudens en kleine bedrijven.

Uitvoering:

De kosten van het eerste deel van het net op zee (2019-2023) worden vanuit de ODE als subsidie aan TenneT betaald. Hier is toen voor gekozen om grootverbruikers te ontzien. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat, als onderdeel van het wetsvoorstel Energiewet, de kosten van de latere delen van het net op zee (2024-2030) via de nettarieven betaald gaan worden (bedragen zoals hierboven genoemd), met als doel dat grootverbruikers die in de ODE zijn

vrijgesteld ook en/of meer zouden bijdragen. Deze afspraak wordt momenteel nog uitgewerkt.

Om de kosten van het net op zee via de algemene middelen te laten lopen is een subsidie aan TenneT als netbeheerder op zee nodig (net als bij de eerste fase van het net op zee). De systematiek van het uitkeren van subsidie aan TenneT voor de windparken die nu getenderd zijn heeft een "informeel akkoord" gekregen van de Europese Commissie. Indien een andere systematiek wordt gebruikt is het nodig om hierover met de Europese Commissie te overleggen.

Subsidie voor het net op zee is in principe mogelijk op grond van Europese regels omdat het gecombineerd is met toezicht van de ACM op de efficiënte kosten, de bevoegdheid van de ACM om de toegestane inkomsten zonder tussenkomst van EZK te besluiten en het feit dat de aangeslotenen op het net op zee met elkaar financieel concurreren via de SDE+ tender (de aansluiting is daarom geen staatssteun).

Niveau van overheidsoptreden:

Bij de uitrol van windparken is een hoge mate van overheidsregie nodig. Dit geldt ook voor het aanleggen van het net op zee. De aanleg van dit net op zee wordt vanuit de overheid bepaald in het Ontwikkelkader net op zee (artikel 16e Elektriciteitswet 1998). Het aanpassen van de financiering van het net op zee (via algemene middelen in plaats van nettarieven) leidt dus niet tot een grotere mate van overheidsinterventie.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	Struc.
Beperken nettarief elektriciteit door net op zee uit algemene middelen i.p.v. nettarieven	0	100	200	300	700 mln. per jaar

**De budgettaire reeks is nog onzeker en de cijfers kunnen verschuiven in de tijd. Deze bedragen gaan uit van alleen de huidige routekaart wind op zee 2030 (tot 11 GW). Alles wat hier bovenop komt a.g.v. de 55% reductiedoelstelling leidt tot circa € 100 miljoen per jaar extra per GW. De kosten worden substantieel vanaf 2024 (als het eerste net in gebruik wordt genomen) en lopen dan redelijk continue stapsgewijs op tot 2030.*

Beleidsoptie 12: Beperken stijging nettarieef gas door specifieke kosten uit de algemene middelen i.p.v. nettarieven te betalen

Deze beleidsoptie stelt voor om de stijging van het nettarieef gas op de energierekening te beperken door specifieke kosten uit de algemene middelen i.p.v. nettarieven te betalen. Als gevolg van het overheidsbeleid gericht op het verlagen van de gaswinning en het aardgasvrij maken van de gebouwde omgeving, neemt de benutting van het gasnet af. De kosten van het gasnet nemen naar verwachting minder sterk af. Het netto resultaat is dat het overheidsbeleid ervoor zorgt dat de nettarieven gas voor gasgebruikers gaan stijgen. Dit zorgt voor een hogere energierekening voor huishoudens en bedrijven.

De stijging van de nettarieven gas kan beperkt worden door een deel van de kosten van het gasnet uit de algemene middelen te bekostigen. De volgende componenten kunnen alternatief bekostigd worden:

1. verwijderen gasaansluiting vanaf de meterkast in de woning naar het gasnet.
2. tariefstijging als gevolg van een lagere benutting van het aardgasnet.
3. verwijderingskosten gasnet in wijken met een alternatieve warmtevoorziening.

Effecten, voor- en nadelen:

Het bekostigen van de afbouw van het gas via de nettarieven verhoogt de energierekening voor huishoudens en bedrijven. Het socialiseren van de verwijderkosten van gasaansluitingen per 1 maart 2021¹⁰⁸ zorgt met name voor hogere nettarieven van huishoudens en (kleine) bedrijven, dit effect loopt de komende jaren op naarmate meer huishoudens van het gasnet af gaan. De tariefstijging als gevolg van een lagere benutting van het gasnet is nu al zichtbaar bij de tarieven voor het landelijke gastransportnet. Deze tariefstijging raakt ook grote gasverbruikers. De voorgestelde tariefstijging van GTS voor 2022, de beheerder van het landelijke gastransportnet, hangt grotendeels samen met een lagere benutting van het gasnet.¹⁰⁹ De komende jaren worden nog geen hoge kosten verwacht voor het verwijderen van gasnetten.

De ACM kan binnen de tariefregulering de verdeling van netkosten in de tijd bijsturen. De ACM heeft besloten¹¹⁰ om met ingang van 2022 afschrijvingskosten in de tijd naar voren te halen. Wanneer het gebruik van het gasnet onverwacht snel afneemt, dan heeft de ACM beperkt de ruimte om de kostenverdeling bij te sturen. Dit komt omdat de ACM alleen kan bijsturen bij de start van een nieuwe reguleringsperiode en de kosten alleen kan verdelen onder de resterende aangesloten van het gasnet.

Europese regels staan het niet toe dat lidstaten in te grote mate bepalen hoe de kosten van gasnetten worden bepaald (bijvoorbeeld afschrijvingstempo) of worden verdeeld over netgebruikers ("de tarievenstructuur"). Recente jurisprudentie wijst

¹⁰⁸ ACM, Afnemer krijgt geen kosten meer in rekening gebracht bij een verzoek om zijn gasaansluiting te verwijderen, 2021. <https://www.acm.nl/nl/publicaties/afnemer-krijgt-geen-kosten-meer-rekening-gebracht-bij-een-verzoek-om-zijn-gasaansluiting-te-verwijderen>

¹⁰⁹ GTS dient tarievenvoorstel in voor 2022.

<https://www.gasunietransportservices.nl/nieuws/gts-dient-tarievenvoorstel-in-voor-2022>

¹¹⁰ ACM, Methodebesluit GTS 2022-2026. <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-gts-2022-2026>

erop dat de rol van de toezichhouder verder toeneemt en de invloed van de wetgever wordt beperkt. Dit kan betekenen dat de wetgever niet meer mag sturen op de verdeling van de kosten van het verwijderen van gasaansluitingen.

Het bekostigen van de afbouw van het gas via de algemene middelen beperkt de prikkel voor huishoudens en (kleine) bedrijven om over te stappen op een warmtevoorziening gebaseerd op elektriciteit of een warmtenet. Dit vraagt om een politieke afweging, gelet op het effect op de energierekening. Daarnaast maakt de onzekerheid over het tempo van de energietransitie het moeilijk om vooraf in te schatten wat de kosten zijn. Hierdoor zijn de budgettaire gevolgen onzeker.

Uitvoering:

De kosten voor het verwijderen en vervroegd afschrijven van gasleidingen kunnen als een subsidie aan de netbeheerder worden betaald, mits de EC hiermee instemt. Het bedrag dat de netbeheerder aan subsidie ontvangt, wordt in mindering gebracht op het bedrag dat de netbeheerder bij haar afnemers in rekening mag brengen. De positie van de EC is nog niet bekend. Een alternatief is om netgebruikers via subsidies te compenseren in plaats van de netbeheerder. Voor burgers spelen geen staatsteunaspecten, voor bedrijven wel.

Niveau van overheidsoptreden:

Veel regulering van transport en distributie van aardgas ligt vast in Europese verordeningen en richtlijnen. Nederland is met zijn uitgebreide gasnet redelijk uniek. Dit past naar verwachting binnen de staatssteunkaders.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

Het verwijderen van een gasaansluiting kost ongeveer € 750 per aansluiting. De bandbreedte voor het aantal verwijderde gasaansluitingen per jaar zit op 20.000 tot 200.000 (in 2030). De kosten hiervan zijn circa € 15 tot 150 miljoen per jaar. De kosten voor het verwijderen van gasaansluitingen kunnen vanaf 2024 worden bekostigd door middel van een subsidie aan de netbeheerder.

De ACM heeft het besluit genomen om afschrijvingskosten van het landelijke gasnet van GTS in de tijd naar voren te halen en de ACM overweegt dit ook te doen voor de regionale gasnetten. Deze keuzes van de ACM hangen direct samen met de (verwachte) daling van de benutting van het gasnet. Gebruikers kunnen vanaf 2024 gecompenseerd worden voor de versnelde afschrijving door middel van een subsidie aan de netbeheerder.

De kosten voor het verwijderen van leidingen in de straat kunnen vergelijkbaar zijn aan de verwijderkosten van gasaansluitingen, afhankelijk van het tijdstip van verwijdering. Het verwijderen van gasnetten zal doorgaans gebeuren op een natuurlijk moment. Daarom zijn de komende jaren de kosten beperkt en worden geen budgettaire gevolgen voorzien tot en met 2026.

	2023	2024	2025	2026	Struc.
Subsidie verwijderen gasaansluitingen	0	-30	-45	-60	-150 (vanaf 2030)

Subsidie ter compensatie versnelde afschrijving gasnet	0	-260	-230	-200	-200 (vanaf 2027)
Subsidie verwijderkosten gasnetten	0	0	0	0	-100 (vanaf 2032)

Beleidsoptie 13.1: Isoleren naar de standaard energielabel: huur

Deze beleidsoptie moet in samenhang gezien worden met mogelijke aanpassingen in de verhuurderheffing. In de brief aan de Tweede Kamer¹¹¹ over Opgave & Middelen van woningcorporaties is geconstateerd dat woningcorporaties onvoldoende middelen hebben om de maatschappelijke opgaven (betaalbaarheid, nieuwbouw, verduurzaming) in te vullen. Door de minister van BZK zijn opties in beeld gebracht om de verhuurderheffing anders in te vullen. Daarbij worden twee pakketten uitgewerkt 1) een lastenverlichting voor verhuurders en 2) oplossingen binnen het stelsel. Het volgende kabinet zal daarover moeten besluiten. Een lastenverlichting voor grote verhuurders (die nu een verhuurderheffing betalen) zal de mogelijkheden om te kunnen investeren in verduurzaming vergroten. Dit is nu niet verder uitgewerkt in afwachting van besluitvorming over de verhuurderheffing. Onderstaande inzet kan dan met name gericht worden op particulier verhuurde woningen.

Deze beleidsoptie stelt voor om de verhuurders te subsidiëren, zodat zij hun woning naar de standaard energielabel kunnen isoleren. Door inzet op verduurzaming naar de standaard van huurwoningen met de slechtste energielabels (G, F en E) kunnen de snelste stappen worden gemaakt qua CO₂-besparing. Verhuurders hebben vaak meerdere woningen en kunnen in potentie schaal creëren bij de renovatie van woningen en een aanjagerrol spelen in de energietransitie in de gebouwde omgeving. De maatregel beslaat de hele huursector, dus zowel corporaties als particuliere verhuurders.

De hiervoor benodigde investeringsruimte bij zowel de particuliere verhuurders als de corporaties¹¹² is echter te beperkt om vanuit maatschappelijk oogpunt gewenste verduurzamingsinvesteringen in voldoende mate te doen. Corporaties kunnen niet investeren vanwege de verhuurderheffing en kleine particuliere verhuurders kunnen het niet bekostigen door de onrendabele top (die ontstaat doordat de investering niet volledig in de huur verrekend kan worden). Ook voor corporaties geldt dat als ze de investering wel kunnen doen, het niet altijd mogelijk is om de volledige investering te verrekenen in de huurprijs. Zo gelden voor woningcorporaties regels over het passend toewijzen van huurwoningen.¹¹³ Particuliere verhuurders hebben ook beperkte ruimte, vooral omdat er geen isolatiesubsidie bestaat voor kleinere private verhuurders.¹¹⁴ Met name bij (kleine) particuliere verhuurders (totaal circa 650.000 woningen) is de omvang van de slechte voorraad relatief groot: circa 36% van de voorraad woningen van private beleggers heeft een label G, F of E, tegenover circa 12% bij corporaties en 10% bij institutionele beleggers. In totaal hebben ongeveer 251.000 particuliere huurwoningen een slecht energielabel en ongeveer 275.000 sociale huurwoningen.

Bij verduurzamingsmaatregelen is sprake van een woningverbetering. De verhuurder moet daarover overeenstemming bereiken met de huurder (en bij woningcomplexen in ieder geval met 70% van de huurders) willen de werkzaamheden doorgang kunnen vinden. Dat betekent dat de mogelijkheden voor

¹¹¹ Brief van de Minister van volkshuisvesting, ruimtelijke ordening en milieubeheer, 2006. TK 29453-52

¹¹² ABF, Woningbouwopgave DAEB en verduurzaming: omvang en kosten voor woningcorporaties, 2020.

¹¹³ Idem, p. 27.

¹¹⁴ PBL, Labelstapjes, huursprongen? - Verduurzaming in de beleggingsstrategie van particuliere verhuurders, 2020.

huurverhoging beperkt zijn. De huurder zal er namelijk zeker van willen zijn dat de hogere huur opweegt tegen een lagere energierekening en meer comfort. Om ervoor te zorgen dat de verduurzamingsinvesteringen toch plaatsvinden zijn op dit type huurwoningen gerichte extra (subsidie)middelen noodzakelijk.

De beleidsoptie behelst een extra subsidie aan verhuurders (particulier en corporaties), waarmee 210.000 extra huurwoningen vergaand kunnen worden geïsoleerd en daarmee geschikt gemaakt om op diverse duurzame warmtebronnen aan te sluiten. Het biedt hen een directe financiële prikkel om een renovatie uit te voeren en het beperkt de onrendabele top (die ontstaat doordat de investering niet volledig in de huur verrekend kan worden) en biedt meer mogelijkheden voor corporaties om de verduurzaming te financieren. Tegelijk bieden beter geïsoleerde huizen meer mogelijkheden om in te spelen op de beschikbare energie uit wind en zon, doordat ze langer warm blijven.

Door de specifieke focus op het verduurzamen van de slechtste energielabels en een hoger subsidiepercentage (initieel 35%, aflopend naar 30%)¹¹⁵ dan nu het geval is bij de ISDE (20%), wordt een sterke verduurzamingsprikkel voor verhuurders met behoud van betaalbaarheid voor de huurders en maximaal CO₂-reductie-effect op korte termijn nagestreefd. Dit percentage is nodig omdat verhuurders niet de volledige investering kunnen terugvragen in de huur. Zonder deze subsidie wordt de verduurzaming grotendeels onrendabel.

De beleidsoptie zou via twee afzonderlijke instrumenten kunnen worden ingericht: (1) voor de particuliere verhuurders door de uitbreiding van de SEEH-regeling¹¹⁶ en (2) voor de woningcorporaties door de verlaging van de verhuurderheffing.¹¹⁷

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: de op de slechte energielabels gerichte extra subsidiemiddelen dragen bij aan de CO₂-besparingsdoelen in 2030 en zorgen tegelijk via de stimulering van opschaling en energetische stappen richting de eindopties voor betere haalbaarheid van de 2050-doelen.

¹¹⁵ In 2020 is de subsidie op isolatie tijdelijk verhoogd van 20% naar 30%, wat leidde tot een sterke stijging van de vraag. Daar waar onderuitputting was geprognosticeerd leidde de verhoging uiteindelijk tot een overvraging van de subsidie met 50%, waarmee de subsidie het oorspronkelijk beoogde aantal aanvragen benaderde. 40% van het investeringsbedrag is het maximale subsidiepercentage gezien vanuit de staatssteunregels.

¹¹⁶ Eerder konden particuliere verhuurders voor isolatiewerkzaamheden in aanmerking komen op grond van de stimuleringsregeling energieprestatie huursector (STEP). De STEP is echter beëindigd bij invoering van de verhuurderheffing. Uit een recente studie van het PBL wordt geconstateerd dat particuliere beleggers gemiddeld woningen met slechte energielabels bezitten. Relatief eenvoudige en goedkope technieken om te isoleren, zoals spouwmuurisolatie, is bij oude woningen vaak niet mogelijk. De SEEH is een bestaande subsidieregeling voor bestaande koopwoningen in de particuliere sector alsmede in bestaande gebouwen van verenigingen van eigenaars, woonverenigingen en wooncoöperaties, waarvan één of meer leden eigenaar-bewoner zijn. Bij dit voorstel gaat het om het toevoegen van particuliere verhuurders aan het deel van de SEEH voor VvE's dat nog een aantal jaren doorloopt. In gemengde VvE's zit nu ook al een beperkt deel huurwoningen. Het deel van de SEEH voor eigenaar-bewoners zit vanaf 1 januari 2021 in de ISDE.

¹¹⁷ In de regeling vermindering verhuurderheffing (verhuurders > 50 woningen) wordt gerekend met een subsidie voor het aantal labelstappen. Het subsidiebedrag bedraagt maximaal 40% van de investering. Bij de aanvragen uit 2019 gaat het bij verreweg de meeste woningen om 3 á 4 labelstappen (75%). Daar is de subsidie gemiddeld 3.000 euro. Circa 21% maakt 5 á 6 labelstappen. Daar is circa € 5.000 mee gemoed.

Kosten: de optie verlaagt de eindgebruikerskosten¹¹⁸ en socialiseert deze via de rijksbegroting.

Doelmatigheid: de maatregelen die met de beleidsoptie worden gestimuleerd zijn relatief doelmatig in termen van CO₂-besparing richting 2030. Bij het initiële subsidiepercentage van 35% is de kans op oversubsidiëring van sommige maatregelen/verhuurders aanwezig. Dit staat echter in verhouding tot doelbereik. Daarbij is voorzien in een geleidelijke afbouw naar 30% in vier jaar. Bovendien kunnen kleinere particuliere verhuurders – juist de groep met energetisch onzuinige woningen – nu geen aanspraak maken op subsidie, waardoor ze afzien van verduurzaming. Het subsidiepercentage van 35% is, zoals gezegd, nodig om de investering lonend te maken omdat de afschrijvingen niet volledig in de huur verrekend kunnen worden.

Effecten op verdeling en draagvlak: de maatregel voor verhuurders heeft ook een positieve uitwerking op huurders, want zij hebben vaak lagere energielasten na verduurzaming. De maatregel draagt dus bij aan het tegengaan van energiearmoede (een risico voor circa 9-18% van de huishoudens in Nederland).¹¹⁹

Flexibiliteit: door het aanpassen van de subsidievoorwaarden is er flexibiliteit om het doelbereik bij te sturen, al blijft het gebruik afhankelijk van de vormgeving van de norm.

Uitvoering:

De maatregel is in principe uitvoerbaar, maar vereist door de grote schaal en samenhang met andere regelingen verdere analyse. Ook moet er voldoende uitvoeringscapaciteit in de bouwsector zijn voor een dergelijke aanpak.

De SEEH heeft aanpassing om ook subsidie mogelijk te maken voor particuliere verhuurders. Daarnaast heeft de SEEH een ophoging van het subsidieplafond in verband met deze uitbreiding. De SEEH is een ministeriële regeling. De maatregel is daarom op korte termijn inpasbaar in de regeling. Voor corporaties moet worden bezien of de RVV-V een logisch instrument is of dat er een andere regeling moet worden ontwikkeld (zie noot bovenaan document). De regeling wordt uitgevoerd door RVO.

Niveau van overheidsoptreden:

Nationale maatregel.

¹¹⁸ Met de subsidie wordt de energierekening van huurders verlaagd, waardoor zij maandelijks minder kosten maken. Er is geen sprake van een huurverlaging. In veel gevallen gaat de huur zelfs iets omhoog, maar niet met de volledige afschrijving van de investering.

¹¹⁹ Ecorys, De financiële gevolgen van de warmtetransitie. Een onderzoek naar de investeringsuitdaging, effecten op energie-betaalbaarheid en het potentieel van (nieuwe) financieringsvormen, 2019.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	struc
Isoleren naar de standaard huur	-256	-242	-231	-217	-217*

*De subsidie zal vanaf 2026 tot en met 2030 doorlopen met een subsidiepercentage van 30%

Uitgebreidere budgettaire onderbouwing:

	2023	2024	2025	2026	totaal
#woningen (x 1000)	53	53	52	52	210
Totale investering (x mln)	703	703	690	690	2.786
Subsidiebudget (x mln)	246	232	221	207	906
% subsidie	35%	33%	32%	30%	
Uitvoeringskosten (x mln)	10	10	10	10	40
Totaal benodigd rijksbudget (x mln)	256	242	231	217	946

- De ambitie is om 210.000 (extra) huurwoningen (t.o.v. het huidige basispad) te verduurzamen naar de standaard tot en met 2025. Dit vraagt een investering van ongeveer € 2,8 miljard van verhuurders. De totale investeringskosten zijn afgeleid van de kosten van de benodigde maatregelen per label¹²⁰ te vermenigvuldigen met het aantal woningen met dat label. De gemiddelde investeringskosten zijn afkomstig uit het rapport 'Opgaven en Middelen',¹²¹ waarin kosten zijn opgenomen voor de renovatie van een bepaald label naar de standaard.
- Reguliere budgetten zijn niet geschikt om de verduurzaming aan te jagen, omdat de subsidiepercentages voor ingrijpende renovaties van woningen met slechte labels niet stimulerend genoeg zijn en omdat het huidige budget ontoereikend is om de gewenste aantallen te behalen. Voor particuliere verhuurders met minder dan 50 woningen ontbreken subsidiemogelijkheden voor woningisolatie. Verhuurders met meer dan 50 woningen die verhuurderheffing moeten betalen kunnen bij verduurzaming gebruik maken van een aftrek.

¹²⁰ ABF (2020) heeft kosten toegekend aan de verduurzaming van alle labels naar de standaard. Een woning met label E verduurzamen naar de standaard kost gemiddeld €12.725 (voor isolatie, ventilatie en kierdichting), een woning met label F kost gemiddeld € 13.700 en een woning met label G verduurzamen kost € 13.875. De totale kosten zijn af te leiden door de kosten te vermenigvuldigen met het aantal woningen met dat label: label E (12.725 x 256.059), label F (13.700 x 133.327) en label G (13.875 x 136.884). Als je dit terugrekent naar 210.000 woningen is er € 2,79 miljard nodig.

¹²¹ ABF, Woningbouwopgave DAEB en verduurzaming: omvang en kosten voor woningcorporaties, 2020.

Beleids optie 13.2: Isoleren naar de standaard energielabel: koop

Deze beleids optie stelt voor om de woningeigenaren te subsidiëren zodat zij hun woning naar de standaard energielabel kunnen isoleren. Door een tussennorm voor koopwoningen met de slechtste energielabels (G, F en E, 25% van de huidige koopwoningen, ruim een miljoen woningen)¹²² op natuurlijke momenten (zoals bij aankoop) kunnen de snelste stappen worden gemaakt qua CO₂-besparing.

De beleids optie behelst het versnellen van de vergaande isolatie van 250.000 koopwoningen met een slecht label naar de standaard en zorgt voor een CO₂-reductie van 0,25 megaton tot en met 2026.¹²³

Het in één keer isoleren van een slecht label (G, F en E) tot aan de standaard in plaats van telkens kleine stapjes zal bovendien een efficiëntieslag opleveren in het bouwproces. Woningeigenaren isoleren nu vaak nog in kleine stapjes. Bouwers, b.v. vanuit de Stroomversnelling, geven al langer aan dat verduurzaming beter werkt als maatregelen in samenhang kunnen worden ontworpen en uitgevoerd. De isolatie tot de standaard levert direct CO₂-reductie op door een lager gasverbruik voor warmte. Daarnaast levert het *indirect* een bijdrage aan CO₂-reductie, doordat de woningen die geïsoleerd zijn tot de standaard, hierna ook gebruik kunnen maken van een duurzame warmtebron, zoals een warmtepomp. Daarom zet dit fiche in op in één keer isoleren tot de standaard: het zorgt voor efficiëntie in het bouwproces, de woningeigenaar is in één keer klaar en er kan gelijk met duurzame warmte worden gewerkt.

De specifieke instrumenten zijn hogere subsidie (qua percentage van de investeringskosten: 35% in 2023 aflopend naar 30% in 2026) in combinatie met het positioneren van de isolatiestandaard.¹²⁴ De isolatiestandaard geeft woningeigenaren een duidelijk handelingsperspectief en zal leiden tot een betere benutting van natuurlijke momenten, zoals de aankoop of verbouwing van een nieuwe woning. Gekoppeld aan voorlichting en het (indien nodig) aanbieden van financiering, worden drempels voor het nemen van isolatiemaatregelen zo veel mogelijk weggenomen.¹²⁵

Effecten, voor- en nadelen:

Effect op financiering van energietransitie: de op de slechte energielabels gerichte extra subsidiemiddelen dragen bij aan de CO₂-besparingsdoelen in 2030 en zorgen tegelijk via de stimulering van opschaling en energetische stappen richting de eindopties voor betere haalbaarheid van de 2050-doelen.

¹²² RVO, Monitor Energiebesparing, 2019, p. 24.

¹²³ Deze aanpak en de cijfermatige onderbouwing zijn overgenomen uit fiche '40. Sneller naar isolatienorm koopsector Variant B' (fiche Koopsector), uit het rapport 'Bestemming Parijs' (bijlage 3, annex 5, p. 119 e.v.). In genoemd rapport is uitgegaan van het aanpakken van 100.000 woningen extra per jaar t/m 2030, om de voor dat genoemde rapport bepalende doelstelling te halen.

¹²⁴ Deze percentages zijn ook overgenomen uit de fiche Koopsector in het rapport 'Bestemming Parijs'.

¹²⁵ In een enquête bij de evaluatie van de isolatiesubsidie in 2017 (RVO juni 2018, de Subsidie energiebesparing eigen huis, SEEH) gaf 78% van de gebruikers van de subsidie aan dat ze zonder subsidie geen, minder, minder goede of later maatregelen zouden hebben getroffen. Een verhoging van de SEEH voor minimaal 2 isolatiemaatregelen van 20% naar 30% in het coronajaar 2020 leidde direct tot een sterke stijging van het aantal mensen dat twee maatregelen nam met de subsidie. Een verhoging tot 35% in combinatie met de eis van een integraal isolatiepakket voor de hele woning (tot aan de standaard), zal de doeltreffendheid verder verhogen. Een volgende evaluatie van de SEEH wordt afgerond in 2021.

Kosten: de optie verlaagt de eindgebruikerskosten en socialiseert deze via de rijksbegroting.

Doelmatigheid: de maatregelen die met de beleidsoptie worden gestimuleerd zijn relatief doelmatig in termen van CO₂-besparing richting 2030. Bij het initiële subsidiepercentage van 35% is de kans op oversubsidiëring van sommige maatregelen/huiseigenaren aanwezig.¹²⁶ Tegelijk moet de prikkel groot zijn om woningeigenaren direct tot actie te bewegen. Een hoog percentage staat in verhouding tot doelbereik, de totale CO₂-besparing, samenhang met de norm voor de slechtste labels (uitfasering) en uitvoerbaarheid.

De isolatiestandaard vereist een integraal plan voor de woning. Om de isolatiestandaard goed te laten landen en woningeigenaren mee te krijgen in een grote verduurzamingsrenovatie, is het nodig te werken met aanzienlijk hogere subsidiepercentages dan voorheen. Deze zijn ook nodig, omdat juist de laatste maatregelen om een woning op het juiste niveau te brengen een lagere meeropbrengst hebben in termen van energiebesparing, terwijl ze wel nodig zijn om de woning uiteindelijk te verwarmen met een duurzame bron, zoals een warmtepomp of LT-geothermie. Het 'starttarief' van de subsidie in jaar 1 is 35%, om te zorgen dat de subsidie gelijk tot effect leidt en de opgave voor de bouwsector gespreid wordt door de jaren. In de latere jaren gaat het subsidiepercentage stapsgewijs omlaag tot 30% in 2026. Op die manier blijft er druk bestaan om snel tot verduurzaming over te gaan en blijft de doelmatigheid gewaarborgd. Er kan tevens van uit worden gegaan dat het verbouwen tot de standaard eenvoudiger en goedkoper wordt naarmate isolatiebedrijven hier meer ervaring mee op hebben gedaan.

Effecten op verdeling en draagvlak: de subsidie draagt bij aan het draagvlak voor de achterliggende norm, maar leidt naar verwachting door de gedifferentieerde opzet tegelijkertijd in zichzelf tot grote verdelingseffecten (bijvoorbeeld huishoudens die buiten de voorwaarden vallen).

Flexibiliteit: door het aanpassen van de subsidievoorwaarden is er flexibiliteit om het doelbereik bij te sturen, al blijft het gebruik afhankelijk van de vormgeving van de norm.

Uitvoering:

De subsidie zal worden opgenomen in de reeds bestaande regeling ISDE voor de woningeigenaren en in de SEEH voor Verenigingen van Eigenaren (waar ook koopwoningen in zitten). In de regelingen zal een onderdeel worden toegevoegd dat geheel gericht is op woningeigenaren met slechte energielabels die de isolatiestandaard bereiken. Dit is een integraal pakket aan maatregelen dat de woning in één keer gereed maakt voor de energietransitie. Woningeigenaren werken binnen de huidige regelingen doorgaans met kleinere stappen en meestal niet vanuit een integraal plan voor de woning.

De uitvoerder van de regelingen is de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. De uitvoeringskosten zijn ongeveer 5% bij deze regelingen, in totaal € 50 miljoen in vier jaar. Opdrachtgever van de ISDE is EZK. Opdrachtgever van de SEEH is BZK. De regeling werkt volgens het principe wie het eerst komt, het eerst maalt. Dit zal vooraf helder worden gecommuniceerd. Alle bestaande woningen met een slecht

¹²⁶ Het verduurzamen van slecht geïsoleerde vrijstaande woningen met een hoog verbruik naar de standaard verdient zich bijvoorbeeld doorgaans binnen een paar jaar terug via de energiebesparing. Het is echter uitvoeringstechnisch zeer ingewikkeld/onmogelijk om in de subsidievoorwaarden te differentiëren naar het type woning of inkomen/woningwaarde.

label die nog niet op de standaard zitten, komen in aanmerking. Een maximaal subsidiebedrag voorkomt dat mensen met grote woningen een onevenredig grote bijdrage krijgen. In een eerdere regeling was dit maximale bedrag voor grote aanpakken € 15.000. In de ISDE zit een maximumbedrag per maatregeltype.

Niveau van overheidsoptreden:

Nationale maatregel.

Budgettaire gevolgen in mln. euro's (+ = saldoverbeterend):

	2023	2024	2025	2026	struc
Isoleren naar de standaard koop (x mln)	-244	-325	-315	-251	-251

*De subsidie zal vanaf 2026 tot en met 2030 doorlopen met een subsidiepercentage van 30%

Uitgebreidere budgettaire onderbouwing

	2023	2024	2025	2026	totaal
#woningen (x 1000)	50	70	70	60	250
Totale investering (x mln)	670	938	938	804	3350
Subsidiebudget (x mln)	234	310	300	241	1085
% subsidie	35%	33%	32%	30%	
Uitvoeringskosten (x mln)	10	15	15	10	50
Totaal benodigd rijksbudget (x mln)	244	325	315	251	1135

- Per jaar worden in deze aanpak tot en met 2026 gemiddeld 50.000 koopwoningen met een slecht label extra geïsoleerd tot aan de isolatiestandaard. Dit vergt een investering voor de woningeigenaren van ongeveer € 3,4 miljard. De investeringsbedragen per woning zijn verschillend.¹²⁷ Het gewogen gemiddelde voor de kosten van isolatie van G, F en E labels naar de standaard is € 13.405. Dit is vermenigvuldigd met het aantal woningen per jaar.
- De stimuleringsmaatregel biedt gerichte ondersteuning via een subsidie met een aflopend subsidiepercentage. Om woningeigenaren een prikkel te geven om de verduurzaming zo snel mogelijk te starten, wordt een aflopend

¹²⁷ ABF (2020) heeft kosten toegekend aan labelstappen naar de standaard. Omdat het ABF-rapport het meest actuele onderzoek is, wordt dit bedrag voor koopwoningen ook als uitgangspunt genomen. De stap van een bepaald label naar de standaard kent in dit rapport een bedrag aan investering: van G naar de standaard kost € 13.875, F naar de standaard € 13.700 en van E € 12.275. Het gewogen gemiddelde van de kosten (op basis van een verdeling binnen de slechtste labels van 36% E, 32% F en 32% G, Monitor Energiebesparing RVO 2019) = 13.405 euro.

subsidiepercentage gehanteerd: van 35% in 2021 tot 30% in 2026. Voor deze subsidie is totaal ruim € 1,2 miljard geraamd.

- In 2020 is het subsidiepercentage tijdelijk verhoogd en was sprake van een grote overvraag op de regeling. De aantallen aanvragen op de SEEH bedroegen in de eerste helft van 2020, toen er nog geen verhoogd percentage was, zo'n 400 per week. Na de verhoging in september liep dit op tot ruim 1000 per week in november, met een zeer hoge piek aan het einde van de regeling van meer dan 4.000 aanvragen per week. De bestaande budgetten zijn berekend op de huidige aantallen en typen maatregelen, niet op het isoleren tot de standaard.
- Voor de overige 60-70% van de investering gebruiken woningeigenaren verschillende financieringsbronnen, zoals spaargeld, een hypotheek of consumptief krediet van het Nationaal Warmtefonds.