

Project INKTVIS: bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie

Een eerste kostenbeeld uit een prototype dat scenario's, beleidsimpact en kostenverdeling in het energiesysteem samenbrengt

TNO Publiek › TNO 2026 R10002

10 februari 2026

TNO 2026 R10002 – 10 februari 2026

Project INKTVIS: bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie

Een eerste kostenbeeld uit een prototype dat
scenario's, beleidsimpact en kostenverdeling in het
energiesysteem samenbrengt

Auteurs	Aart Kooiman Mobi van der Linden Johannes Schurink Deepti Siddhanti Noelia Martin Gregorio
Rubricering rapport	TNO Publiek
Titel	TNO Publiek
Rapporttekst	TNO Publiek TNO Publiek
Aantal pagina's	128 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	2

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2026 TNO

Inhoudsopgave

Management summary	5
1 Inleiding.....	11
1.1 Aanleiding en context	11
1.2 Scope en onderzoeksvragen	12
1.3 INKTVIS als prototype	12
1.4 Samenhang met onderzoeksprogramma EIK	12
2 Methodologie	14
2.1 Gebruikte scenario-beelden	15
2.2 Systeemkosten	22
2.3 Dragerskosten	26
2.4 Impact overheid	28
2.5 Eindgebruikerskosten	32
2.6 Bandbreedte prijsvolatiliteit	33
3 Resultaten jaarlijkse systeemkosten	34
3.1 Keten koolstof.....	40
3.2 Keten elektriciteit	42
3.3 Keten waterstof	44
3.4 Keten warmte	46
3.5 Investerings bij eindverbruikers	48
4 Resultaten investeringsopgave.....	51
4.1 Investerings bij eindverbruikers	55
4.2 Investerings in elektriciteit	57
4.3 Overige investeringen.....	60
5 Resultaten kosten per drager	62
5.1 Drager koolstof	63
5.2 Drager elektriciteit.....	65
5.3 Drager waterstof.....	67
5.4 Drager warmte.....	68
6 Indicatief beeld voor de overheidsinkomsten	70
6.1 Energiebelasting.....	72
6.2 Accijns	73
6.3 ETS	74
7 Indicatief beeld kosten voor eindverbruikers	76
7.1 Gebouwde omgeving	80
7.2 Industrie	84
7.3 Binnenlands transport.....	87
7.4 Internationaal transport.....	90
7.5 Landbouw.....	92
8 Verdiepende analyses	94
8.1 Elektriciteitsgebruik en flexibiliteit	94
8.2 Financieringslasten.....	97
8.3 Beleidsopties	101
8.4 Subsidies.....	106

9	Discussie methodologie	112
9.1	Algemene en definitiekwesties	112
9.2	Modellering scenario's	113
9.3	Opzet scenario's	116
9.4	Opmaken integraal kostenbeeld	117
10	Conclusies	119
10.1	Belangrijkste inzichten	119
10.2	Interpretatie en doorwerking	120
	Referenties	121
Bijlagen		
Bijlage A:	Categorisering energiedragers	123
Bijlage B:	Categorie-indeling voor opties	127

Management summary

De afgelopen jaren is de behoefte aan een scherper en systemisch beeld van de kosten van de energietransitie sterk gegroeid. In het eerste Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) was nog niet ingegaan op de financiële onderbouwing. In diverse beleidsdocumenten daarna klinkt de oproep om beter kosteninzicht duidelijk door. Het Interdepartementaal Beleidsonderzoek Schakelen naar de toekomst (IBO, 2025) benadrukt dat beter inzicht in de toekomstige kosten en baten nodig is voor het maatschappelijk draagvlak. De recente Klimaat & Energie -nota (KGG, 2025) onderstreept dit opnieuw: inzicht in de kosten en baten van het energiesysteem is noodzakelijk om de transitie naar een klimaatneutraal, betaalbaar en robuust energiesysteem succesvol te kunnen realiseren.

Om aan deze beleidsvraag te beantwoorden, is vanuit de Kenniscoalitie Energietransitie (KCET) – een samenwerkingsverband van TNO, PBL, CPB, CBS en RVO – het meerjarige onderzoeksprogramma Energietransitie Integraal Kostenbeeld (EIK) gelanceerd. Dit programma beoogt een structurele kennisbasis te ontwikkelen over de kosten en baten van het Nederlandse energiesysteem. In zo'n integraal kostenbeeld komen verschillende perspectieven samen: de totale systeemkosten, de doorwerking naar eindverbruikers, de impact op overheidsfinanciën, de levensvatbaarheid van businesscases in de energiesector, de maatschappelijke baten en externaliteiten, de macro-economische inbedding en, waar relevant, verdiepingen voor specifieke eindverbruikersgroepen.

INKTVIS als voorloper van een breder kostenbeeld

Het project Investerings, Kosten en Verdeling in Samenhang (INKTVIS) is een voorloper van het EIK-programma, maar maakt daar geen onderdeel van uit. Project INKTVIS is in september 2024 gestart en uitgevoerd door TNO, het Ministerie van Klimaat en Groene Groei en RVO. Binnen dit project is een eerste prototype ontwikkeld van de INKTVIS-tool ontwikkeld. Een rekenmethodiek die uiteindelijk uit energiesysteemscenario's een integraal kostenbeeld moet extraheren. Op dit moment omvat de INKTVIS-tool (1) de systeemkosten van het Nederlandse energiesysteem en (2) de indicatieve doorwerking hiervan naar eindverbruikers en overheidsfinanciën op hoofdcategorieën. Dit rapport presenteert de resultaten van dit prototypewerk.

Scenario's, OPERA en de nieuwe nacalculatie

Het systeemkostenbeeld in INKTVIS is gebaseerd op scenario's die ontwikkeld zijn met het systeemoptimalisatiemodel OPERA.¹ OPERA is tot nu toe primair ingezet om energetische systeemkeuzes te analyseren—bijvoorbeeld kostenoptimale inzet van bronnen, infrastructuur en flexibiliteit. In dit project rekken we het gebruik van OPERA op door het model ook te benutten voor het genereren van een systeemkostenbeeld. Daarmee lopen we tegen de grenzen aan van wat OPERA in de huidige vorm kan. Sommige beperkingen waren vooraf bekend, andere zijn zichtbaar geworden tijdens de ontwikkeling van dit prototype. Een deel hiervan kon binnen dit project worden opgelost, en een deel vraagt verbetering van OPERA of aanvullende rekenmethodiek in vervolgonderzoek.

¹ Een van de in dit rapport gehanteerde scenario-beelden is ontleend aan de 2026-industriescenario's, die met het systeemoptimalisatiemodel OPERA zijn ontwikkeld. Voor deze kostenanalyse volstaat een beschrijving op hoofdlijnen van de belangrijkste aannames en drijvende krachten; de meer gedetailleerde energetische beelden en de bredere systeemuitwerking worden op een later moment, na afronding van de scenariostudie, gepubliceerd.

De doorvertaling van het systeemkostenbeeld naar eindverbruikers en overheid is binnen INKTVIS nieuw ontwikkeld, als een nacalculatie op de OPERA-resultaten. Dit omvat een pragmatische methodiek voor het toerekenen van kosten aan energiedragers, eindverbruikerscategorieën en beleidsinstrumenten. Een belangrijke beperking van deze methodiek is dat kosten gemiddeld over de tijd per energiedrager worden toegerekend. Hierdoor worden verschillen tussen momenten van energiegebruik niet zichtbaar, zoals het onderscheid tussen gebruik tijdens piekuren en daluren, terwijl deze momenten in de praktijk wel tot verschillende systeemkosten kunnen leiden. In werkelijkheid kunnen deze verschillen groot. In toekomstige EIK-werkpakketten zal deze aanpak daarom verder worden verfijnd en aangescherpt.

Eerste inzichten uit het prototype

Ondanks het voorlopige karakter van de resultaten komt een aantal duidelijke inzichten naar voren. Ter illustratie zijn twee Sankeydiagrammen opgenomen: één voor het KEV-reconstructiescenario in 2025, als representatie van het huidige energiesysteem (Figuur 1.1), en één voor het scenario Competitief & import in 2050, als illustratief beeld van een mogelijke toekomstige systeemrichting (Figuur 1.2). Deze diagrammen laten de samenhang zien tussen de totale systeemkosten, de allocatie daarvan over waardeketens, de doorwerking naar eindgebruikers en de rol van belastingen en heffingen door de overheid. In het Sankeydiagram voor 2050 is per inzicht gemarkeerd naar welk type kosten moet worden gekeken; deze vormen de basis voor de hieronder genummerde inzichten.

1. Een van de hoofdconclusies is dat de totale systeemkosten gepaard gaan met aanzienlijke prijsonzekerheid. Voor de bandbreedtes van energiekosten is aangesloten bij de Klimaat- en Energieverkenning 2025, en voor technologiekosten is gerekend met een variatie van $\pm 50\%$. Een gevoeligheidsanalyse laat zien dat dit alleen al kan leiden tot een bandbreedte van -32 tot +45 miljard euro per jaar in de totale jaarlijkse systeemkosten. Voor het juiste perspectief is deze bandbreedte ook in de resultaten in dit rapport meegenomen, en verdere resultaten in dit rapport moeten in dit bredere onzekerheidsperspectief worden gelezen. De geschetste onzekerheden hebben niet alleen betrekking op de absolute hoogte van de systeemkosten, maar ook op de onderlinge verschillen tussen scenario's. Deze verschillen laten zien welke richting en orde van grootte samenhangt met alternatieve beleidskeuzes, maar de omvang van die verschillen is zelf eveneens afhankelijk van aannames over technologie- en brandstofkosten. Bij andere aannames over deze kosten kunnen de relatieve kostenverschillen tussen scenario's daarom groter, kleiner of anders verdeeld uitvallen.
2. De kosten van het energiesysteem nemen toe in scenario's die koersen op het realiseren van de klimaatdoelen. Deze analyse richt zich uitsluitend op de systeemkosten van de energievoorziening; baten van vermeden broeikasgasemissies en andere externe effecten zijn hierin niet meegenomen. De resultaten geven daarmee geen oordeel over de totale maatschappelijke kosten-batenbalans van het halen van klimaatdoelen, maar laten zien hoe de kosten van het energiesysteem zich ontwikkelen bij verschillende beleidsrichtingen. In het KEV-reconstructiescenario, met uitsluitend vastgesteld beleid en resulterend in circa 70% emissiereductie in 2050, nemen de systeemkosten gemiddeld met ongeveer 1,0% per jaar toe. In scenario's die koersen op klimaatneutraliteit in 2050 ligt de gemiddelde jaarlijkse kostenstijging hoger, namelijk tussen 1,3% en 2,2% per jaar. Deze kostenstijgingen blijven echter in de pas met de economische groei waarop de scenario's zijn gebaseerd. Hierdoor blijft het aandeel van de energiekosten in de totale economie in deze scenario's ongeveer stabiel, ondanks de realisatie van een klimaatneutrale energievoorziening.
3. De kostenstructuur verandert ingrijpend. De afhankelijkheid van fossiele brandstoffen neemt af, en daardoor dalen de kosten van de import van energiedragers. Daarvoor in de

plaats komt een toename van de kapitaalskosten voor elektriciteitsopwekking, infrastructuur, flexibiliteit en — richting netto-nul emissies — importkosten van klimaatneutrale brandstoffen (biobased, synthetisch of waterstof).

4. Deze verschuiving in de kostenstructuur werkt ook door in de manier waarop gebruikers voor energie betalen. De variabele energiekosten – waarmee de productie en balancering van energie worden gedekt – blijven in de scenario's grofweg op hetzelfde niveau. Daartegenover staat een sterke toename van de vaste netwerkkosten voor de energieinfrastructuur, die ongeveer verdubbelen als gevolg van hogere investeringen in het elektriciteitsnet. Daarnaast krijgen eindverbruikers te maken met hogere investeringen in eigen duurzame installaties. De kapitaalslasten voor huishoudens en bedrijven nemen daardoor aanzienlijk toe, onder meer door meerkosten voor elektrische voertuigen, warmtepompen en isolatiemaatregelen, bovenop de kosten van het energiesysteem zelf.
5. Zowel vastgesteld klimaatbeleid als het realiseren van de klimaatdoelstellingen vereist investeringsniveaus die een veelvoud zijn van wat historisch gebruikelijk was. Waar de jaarlijkse investeringen vóór 2025 worden geraamd op circa 18 miljard euro, nemen deze in de periode 2025–2030 in alle scenario's sterk toe tot ongeveer 42–59 miljard euro per jaar. Dit betekent een toename met een factor twee tot drie ten opzichte van het historische niveau. Daarbij is waarschijnlijk dat de feitelijke investeringen in de jaren direct vóór 2025 al hoger lagen dan deze raming, vanwege de versnellende opschaling in onder meer elektriciteitsnetten en zon- en windenergie.
6. Beleidskeuzes bepalen in sterke mate waar de kosten van de energietransitie terecht komen. In deze analyse is uitgegaan van een partieel beleidskader, waarin bestaande beleidsinstrumenten ongewijzigd zijn doorgetrokken, zonder te beoordelen of deze instrumenten in hun huidige vorm voldoende financiële en regulerende prikkels geven om de klimaatdoelen te realiseren. In dit kader kunnen energiegerelateerde overheidsinkomsten richting 2050 afnemen, terwijl de behoefte aan subsidies juist toeneemt. Dit is geen onvermijdelijk of normatief oordeel, maar onderstreept dat keuzes over de verdeling van kosten tussen overheid, bedrijven en huishoudens expliciet en politiek moeten worden gemaakt.
7. Deze analyse laat zien dat keuzes over prikkels en financiering substantiële financiële effecten kunnen hebben voor de rijksbegroting. De analyse van overheidsinkomsten uit energiebelasting, accijns en ETS laat zien dat deze richting 2050 in de meeste scenario's met ongeveer 7-10 miljard euro per jaar teruglopen. Een eerste, meer verkennende analyse van de subsidiebehoefte wijst erop dat daarnaast sprake kan zijn van aanvullende subsidielasten, oplopend tot in de orde van meer dan 14 miljard euro per jaar. Deze uitkomsten zijn echter omgeven met grotere onzekerheden en vragen om nadere verdieping. Gezamenlijk onderstrepen deze resultaten dat beleidskeuzes rond prikkels en financiering niet marginaal zijn, maar direct van invloed kunnen zijn op de houdbaarheid van het publieke budget. De cijfers geven vooral een indicatie van de orde van grootte en vormen een startpunt voor verdere analyse en beleidsmatige afweging.
8. De huidige analyse geeft inzicht in de verdeling van kosten en beleidsprikkels over sectoren, maar moet met voorzichtigheid worden geïnterpreteerd. Voor de gebouwde omgeving en mobiliteit lijken de meerkosten relatief beperkt, doordat hogere investeringen deels worden gecompenseerd door lagere gebruikskosten en lagere belastingdruk. Sectoren die afhankelijk zijn van groene moleculen, zoals industrie en internationaal transport, ervaren daarentegen duidelijk hogere kosten. Voor de gebouwde omgeving zijn de uitkomsten bijvoorbeeld gevoelig voor aannames over de toerekening van elektriciteitskosten. Een beperkt aantal piekuren met hoge prijzen kan, ondanks overwegend gemiddeld verbruik door warmtepompen, een relatief grote invloed hebben op de toegerekende kosten. In vervolgonderzoek binnen het programma Energietransitie Integraal Kostenbeeld wordt verkend hoe een meer tijdsafhankelijke kostentoekening dit beeld kan beïnvloeden.

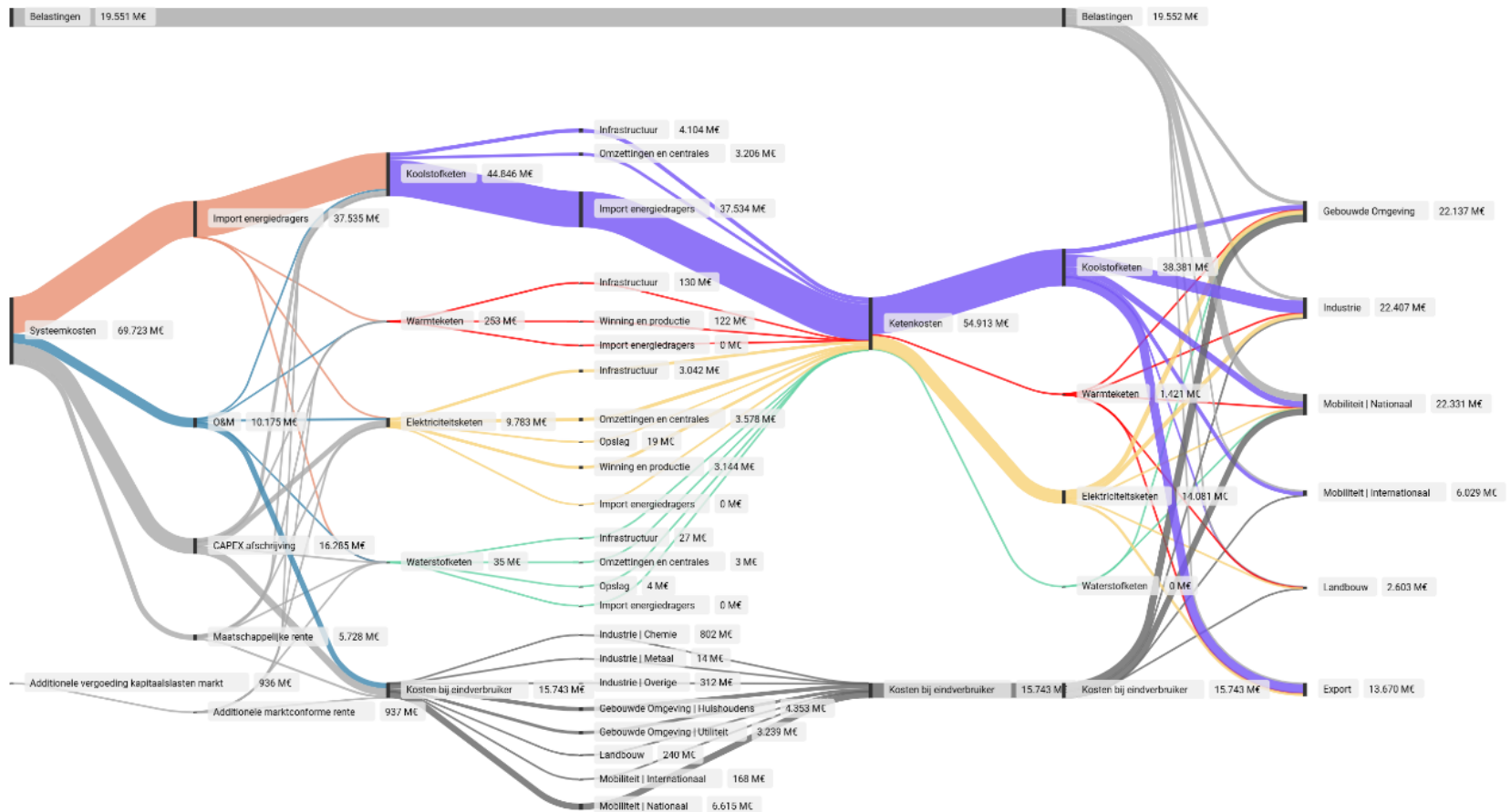
Voorzichtigheid in interpretatie

Het is belangrijk dit rapport te lezen als een exploratieve eerste versie. Het werk vormt een prototype, gebaseerd op bestaande scenario's en tooling, en met pragmatische aannames. De opzet van de modellering binnen OPERA en de scenario's was niet bedoeld om een volledig consistent kostenbeeld te maken; de INKTVIS-berekeningen zijn hier als nacalculatie aan toegevoegd om in beperkte tijd een totaalbeeld te schetsen en de complexiteit beheersbaar te houden. Dit betekent dat er een aanzienlijke lijst van omissies en onzekerheden bestaat, waar de lezer zich van bewust moet zijn bij de interpretatie en gebruik van resultaten.

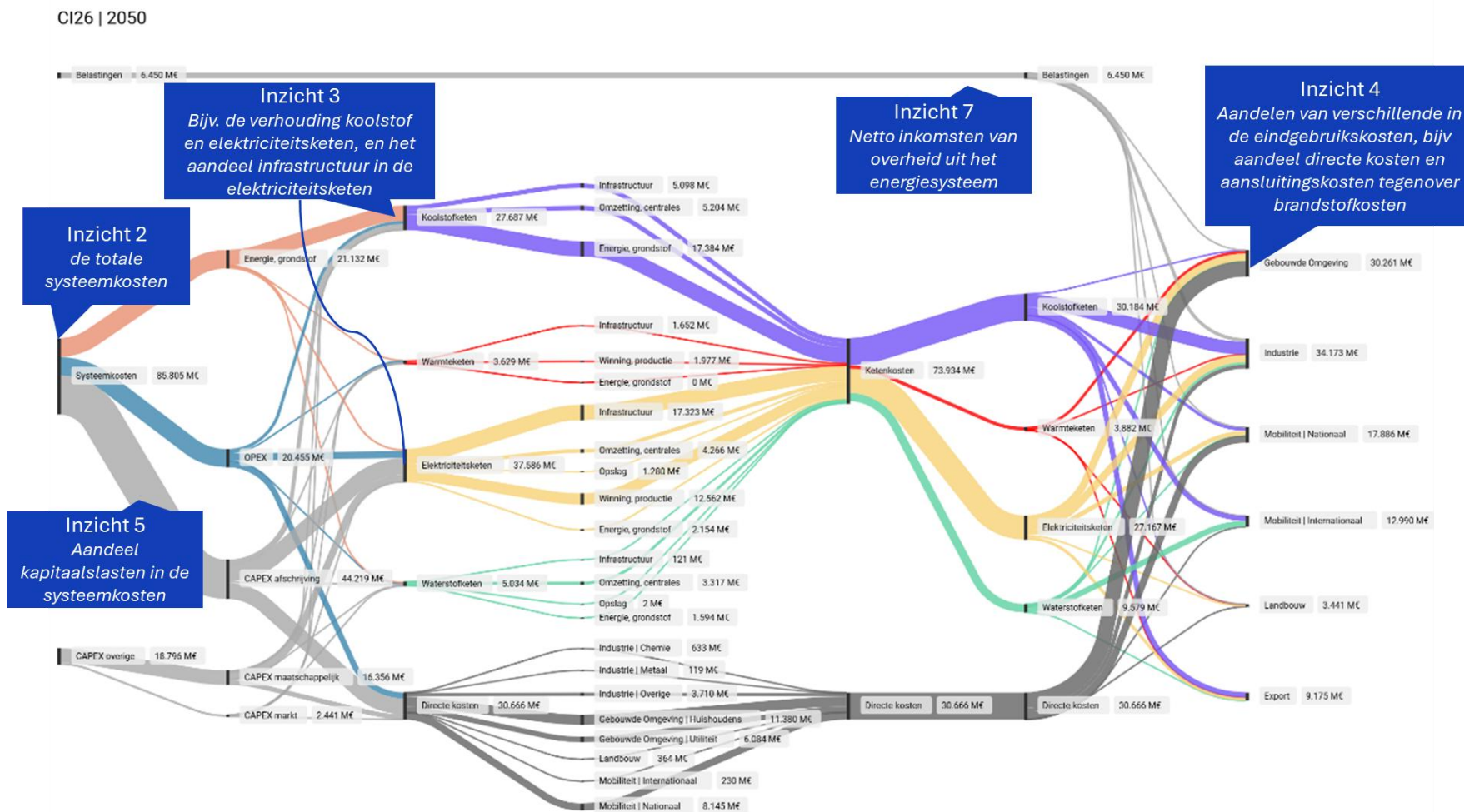
Parallel hieraan is dezelfde INKTVIS-tooling gebruikt als nacalculatie op de Netbeheer Nederland-scenario's, opgebouwd binnen het energietransitiemodel (ETM). Ook hier geldt dat het model niet was ontworpen voor een integrale kostenanalyse. Vergelijkingen tussen deze beelden, zoals beschreven in het werk van Kalavasta, laten bij nader inzoomen zien dat kosten en investeringsopgaven van specifieke toepassingen en technieken sterk verschillen. Opvallend is dat in het werk van Kalavasta opslag en andere flexibiliteitsopties een veel grotere kostenrol spelen. Dit wijst op concrete verbeterpunten binnen het programma Energietransitie Integraal Kostenbeeld.

Alles bij elkaar krijgen de eerste inzichten voorlopig de status van 'werkhypotheses' voor EIK werkpakket 2. Deze moeten opnieuw worden beoordeeld zodra binnen EIK een substantieel deel van de aanbevelingen is doorgevoerd. Het streven is dat het KCET uiterlijk eind 2027 een rapport kan uitbrengen met een kostenbeeld waarin deze verbeteringen en het aanvullende onderzoek zijn verwerkt, zodat deze inzichten kunnen meewegen bij de herijking van het Nationaal Programma Energiesysteem (NPE) die op grond van de Energiewet in 2028 plaatsvindt.

KEV reconstructie | 2025



Figuur 1.1: Sankey-diagram met de totale systeemkosten (links) en verdeling over ketens en eindverbruikers (midden en rechts respectievelijk), voor KEV reconstructie 2025



Figuur 1.2: Sankey-diagram met de totale systeemkosten (links) en verdeling over ketens en eindverbruikers (midden en rechts respectievelijk), voor CI26 2050

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en context

De afgelopen jaren is de behoefte aan een scherper en systeembreed beeld van de kosten van de energietransitie sterk gegroeid. In het eerste Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) was nog niet ingegaan op de financiële onderbouwing. In diverse beleidsdocumenten daarna klinkt de oproep om beter kosteninzicht duidelijk door. Het Interdepartementaal Beleidsonderzoek Schakelen naar de toekomst benadrukt dat beter inzicht in de toekomstige kosten en baten nodig is voor het maatschappelijk draagvlak. De recente nota Klimaat en Energie onderstreept dit opnieuw: inzicht in de kosten en baten van het energiesysteem is noodzakelijk om de transitie naar een klimaatneutraal, betaalbaar en robuust energiesysteem succesvol te kunnen realiseren.

Deze oproepen zijn logisch. Economische overwegingen zijn een kernonderdeel van een effectieve en realistische klimaatstrategie. Zie hieronder een aantal voorbeelden van hoe het ontbreken van een goed kostenbeeld negatief kan uitpakken voor een klimaatstrategie:

-) **Suboptimale keuzes:** beleid zonder analyse van kosteneffectiviteit leidt tot middelen bij maatregelen die weinig CO₂ reduceren ten opzichte van hun kosten, waarvan de rekening uiteindelijk betaald moet worden.
-) **Verlies van draagvlak en vertraging:** burgers en bedrijven krijgen onverwachts te maken met snel oplopende kosten, wat kan leiden tot weerstand en politieke druk. Maatregelen blijken financieel tegen te vallen, investeringen worden uitgesteld, of beleid moet worden aangepast wanneer de werkelijke kosten hoger uitvallen dan verwacht.
-) **Onrechtvaardige kostenverdeling:** wanneer economische gevolgen niet vooraf goed zijn doorgerekend, kunnen kwetsbare of minder kapitaalkrachtige groepen onbedoeld en onnodig hard worden geraakt.

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft daarom initiatieven omarmd om de behoefte aan een scherper financieel beeld in te vullen. Daarbij wordt voortgebouwd op de sterke basis aan energiestenari'o's die Nederland heeft om het energiebeleid te onderbouwen, waaronder:

-) **Netbeheer Nederland:** Netbeheerders brengen elke twee jaar vergezichten uit, eerst onder de vlag *Net voor de Toekomst*, later de *Integrale Infrastructuurverkenning '30-'50* en nu *Netbeheer Nederland Scenario's*.
-) **TNO:** TNO heeft in 2024 de inmiddels derde versie van de ADAPT en TRANSFORM scenario's gepubliceerd, na eerdere versies in 2020 en 2022.
-) **PBL:** De *Toekomstverkenning Klimaatneutraal 2050* is in 2024 gepubliceerd.

Invest-NL heeft vanaf 2022 een initiatief ontwikkeld om kennisgaten rond kosten van de energietransitie te vullen op basis van deze scenariobasis. Onder de vlag *'Financieel Inzicht in Transitie'* hebben zij in 2024 een pilotproject uitgevoerd, waarbij gekeken wordt naar systeemkosten, de financieringsbehoefte, financieringsconstructies en eindverbruikerskosten op basis van de *Integrale Infrastructuurverkenning '30-'50*. Dit rapport geeft de resultaten en lessen weer die in deze periode zijn opgedaan.

1.2 Scope en onderzoeksvragen

Het rapport richt zich op de belangrijkste lessen voor de Nederlandse klimaatstrategie, die volgen uit de economische onderbouwing van de energietransitie:

-) **Systeemkosten:** Wat zijn de ontwikkelingen in systeemkosten van een maatschappelijk kostenoptimaal systeem op basis van de bestaande scenario's? Wat betekent dit voor de investeringsopgave en de prijzen van verschillende energiedragers?
-) **Kostenverdeling:** Bij wie komen de kosten terecht? Hoe ontwikkelen de energiekosten zich voor verschillende eindverbruikers? En wat zijn de trends voor de overheid in de Rijksbegroting?

Dit rapport richt zich op de energiescenario's van TNO en PBL. Binnen de context van dit project is daarnaast een reproductie van de Klimaat en Energieverkenning ontwikkeld, en wordt gebruikgemaakt van een nog niet gepubliceerde scenariostudie die specifiek is opgesteld om de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem te ondersteunen. De Netbeheer Nederland-scenario's zijn in een parallel traject onderzocht door onderzoeksbureau Kalavasta (Koerhuis, 2025) (met gebruik van het INKTVIS-prototype) en vallen daarom buiten de scope van dit rapport.

1.3 INKTVIS als prototype

Het project INKTVIS is opgezet als gezamenlijke kennisontwikkeling, waarbij gebruik is gemaakt van de scenariobasis van TNO en PBL. De aanpak begon met het in kaart brengen van de systeemkosten, waarna deze kosten zijn gealloceerd naar specifieke eindverbruikers. Vervolgens is een eerste beeld van de kosten voor de overheid toegevoegd. Het doel van deze werkwijze is tweeledig: enerzijds het verkrijgen van meer inzicht in de kostensamenhang van het energiesysteem, en anderzijds het toetsen van de haalbaarheid van een integrale kostenplaat waarin verschillende economische perspectieven samenkomen. Denk hierbij aan systeemkosten, eindverbruikerskosten, het kostenbeeld voor de overheid, de energieketen en de financiële sector.

Vanaf het begin is duidelijk gemaakt dat INKTVIS een prototype is, niet een tool die finale antwoorden geeft. Om voortgang te boeken zijn sterke vereenvoudigingen toegepast, en we zijn ons bewust van de beperkingen die dit met zich meebrengt. Toch levert het prototype nu al waardevolle inzichten op in onderdelen van de kostenplaat. Dit is relevant, omdat we op een belangrijk moment staan: komende zomer wordt het Nationaal Plan Energiesysteem geactualiseerd. Ondanks het voorlopige karakter van het werk is ervoor gekozen om de resultaten wel naar buiten te brengen. INKTVIS vormt op dit moment het best beschikbare beeld en vormt daarmee belangrijke input voor het NPE. In dit rapport worden de onzekerheden expliciet benoemd, en de geïdentificeerde lacunes zullen in vervolgonderzoek worden ingevuld. Dit zal leiden tot verdere aanscherping van het beeld en mogelijk tot verschuivingen in de hoofdboodschap(pen).

1.4 Samenhang met onderzoeksprogramma EIK

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft een verzoek gedaan aan de Kenniscoalitie Energietransitie (KCET) – een samenwerkingsverband van TNO, PBL, CPB, CBS en RVO – om een structurele aanpak te ontwikkelen voor het maken van een integraal kostenbeeld. Dit heeft uitgemond in het onderzoeksprogramma EIK (Energietransitie Integraal Kostenbeeld) (KCET, 2025) – dat in september 2025 van start is gegaan. Het programma heeft als doel

een robuuste kennisbasis op te bouwen van data, modellen en methodieken, zodat beleidsmakers en politiek beter inzicht krijgen in de financiële consequenties van keuzes voor het energiesysteem. Het zal daarmee bijdragen aan transparante en goed onderbouwde besluitvorming over de energietransitie.

Ten dele zal dit onderzoeksprogramma voortbouwen op het werk dat in INKTVIS is gedaan. Het prototype heeft laten zien dat het mogelijk is om verschillende economische perspectieven – systeemkosten, eindverbruikerskosten en een kostenbeeld voor de overheid – samen te brengen in één raamwerk, maar ook waar mogelijke valkuilen zitten. EIK gebruikt deze inzichten als startpunt en werkt aan het adresseren van tekortkomingen, zoals gefragmenteerde data en onvoldoende geharmoniseerde definities. Door deze basis te versterken en uit te breiden, kan het EIK-programma op termijn een integraal kostenbeeld leveren dat niet alleen de kosten op systeemniveau toont, maar ook de verdeling over huishoudens, bedrijven en overheid, inclusief macro-economische effecten en externe baten. Hierbij houden we de NPE-cyclus aan: bij elke NPE-update volgt een nieuw rapport met een verbeterde integrale kostenplaat.

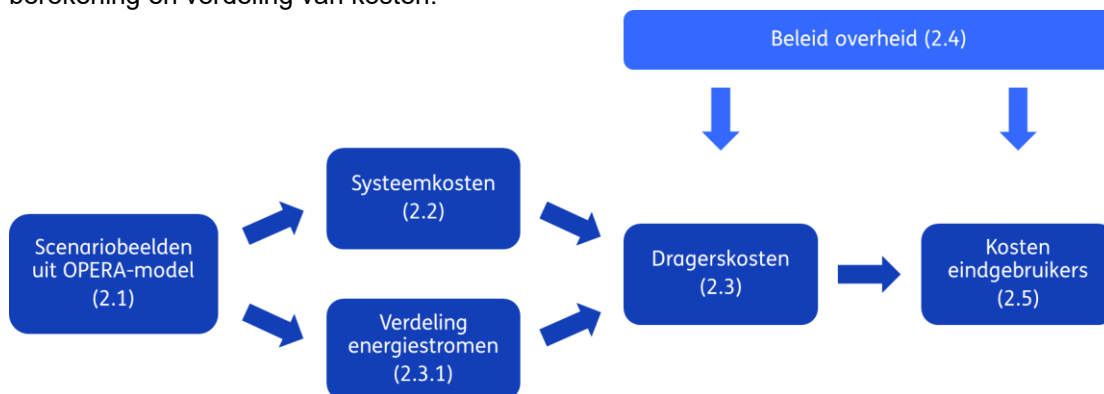
2 Methodologie

Dit hoofdstuk beschrijft de rekenkundige methode die wordt toegepast binnen de INKTVIS-tool. Het doel van het project is om een integraal kostenbeeld van het Nederlandse energiesysteem op te stellen voor de periode 2025–2050, inclusief de consequenties voor de systeemkosten, de kosten voor eindverbruikers en – waar relevant – de kosten voor de Rijksoverheid.

Binnen dit project is hiervoor een rekentool ontwikkeld in Python, die bestaande energiewaarscenario's vertaalt naar een samenhangend kostenbeeld. Deze tool wordt in dit rapport aangeduid als de INKTVIS-tool. De INKTVIS-tool maakt het mogelijk om inzicht te krijgen in waar kosten in het energiesysteem optreden en hoe deze kosten worden verdeeld over verschillende groepen eindverbruikers.

De gebruikte scenario-beelden zijn afkomstig uit bestaande projecten en zijn doorgerekend met het OPERA-energiesysteemmodel, dat het energiesysteem optimaliseert ten aanzien van de systeemkosten onder verschillende aannames en randvoorwaarden. Door meerdere toekomstbeelden te gebruiken, maakt de INKTVIS-tool de onzekerheid in de uitkomsten expliciet zichtbaar.

De methode van INKTVIS volgt in globale lijnen de structuur zoals gevisualiseerd in [Figuur 2.1](#). Er wordt gebruik gemaakt van bestaande energiewaarscenario's - voortkomend uit het energiesysteemmodel OPERA. Resultaten en parameters uit dit model worden gecombineerd tot een beeld van de systeemkosten. De verdeling van energiestromen in het model wordt gebruikt om kosten toe te schrijven aan de productie van energiedragers, en op basis daarvan wordt de verdeling van de kosten over eindverbruikers berekend. In elk van deze stappen oefent een selectie van beleidsinstrumenten invloed uit op de precieze berekening en verdeling van kosten.



Figuur 2.1: Algemene aanpak met stappen INKTVIS-tool. Tussen haakjes staan de hoofdstuknummers die het desbetreffende concept toelichten.

De rest van dit hoofdstuk gaat in op de precieze methode die in elk van de stappen gebruikt wordt.

2.1 Gebruikte scenariobeelden

INKTVIS maakt gebruik van scenario's voor de ontwikkeling van het Nederlandse energiesysteem die zijn doorgerekend met het OPERA-model. OPERA is een optimalisatiemodel van het Nederlandse energiesysteem, ontwikkeld door PBL en TNO. Het OPERA-model staat beschreven in paragraaf 2.3 van de ADAPT & TRANSFORM studie (Van Stralen, J.N.P., 2021), en in wetenschappelijke literatuur (Scheepers, et al., 2024a)

Scenario's die zijn doorgerekend met OPERA worden gebruikt als startpunt voor de analyse van INKTVIS. Hierbij wordt met name gebruik gemaakt van de volgende resultaten:

-) De opgestelde capaciteit per technologie in het energiesysteem. Bijvoorbeeld het aantal GW aan wind op zee.
-) De energiestromen per technologie in het systeem, zoals de import, productie, omzetting, en het verbruik van energiedragers.
-) De uitstoot van broeikasgassen per technologie in het systeem.
-) De techno-economische parameters die het OPERA model als aanname gebruikt. Bijvoorbeeld de investeringskosten voor een warmtepomp. Maar ook de prijs voor de import van dragers als olie en aardgas.

Voor INKTVIS worden meerdere scenariostudies gebruikt die elk verschillende toekomstbeelden van het Nederlandse energiesysteem weergeven:

1. Scenariostudie van TNO kent twee basisscenario's: ADAPT en TRANSFORM
2. De Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (TVKN 2050) van PBL gebruikt drie basisscenario's: Pragmatisch-Ruim (PR), Specifiek-Ruim (SR) en Pragmatisch-Beperkt (PB).
3. Ten behoeve van de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) is een nieuwe scenarioset ontwikkeld: de 2026 industriescenario's
4. De klimaat- en Energieverkenning (KEV) maakt twee projecties (vastgesteld beleid en vastgesteld en voorgenomen beleid). Voor INKTVIS is een reconstructie gemaakt van de projectie met vastgesteld beleid.

De in dit rapport gebruikte scenariobeelden uit de 2026-industriescenario's worden in een afzonderlijke scenariostudie nader uitgewerkt en op een later moment gepubliceerd. Ten behoeve van deze kostenanalyse volstaat een beschrijving op hoofdlijnen van de belangrijkste drijvende krachten en uitgangspunten van deze scenario's; deze zijn verderop in deze paragraaf opgenomen. Daarmee is het scenario — in termen van richting, positionering en relevante energiebeelden voor de duiding van het kostenbeeld — afdoende beschreven voor het doel van dit rapport. De twee scenario's bieden zo passende handvatten voor de analyse op het hier gehanteerde detailniveau. In de scenariostudie zelf vormen zij basisscenario's voor een systeemdynamische uitwerking van energiesysteemkeuzes en samenhangende effecten. De bijbehorende, meer gedetailleerde energetische beelden worden bij publicatie van de scenariostudie openbaar gemaakt.

De vier scenariostudies worden hieronder toegelicht.

ADAPT en TRANSFORM

De ADAPT- en TRANSFORM-scenario's zijn door TNO ontwikkeld om een beeld te geven van mogelijke transitiepaden naar een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 (Scheepers, 2024). Uitgangspunt van de scenario's is dat de klimaatdoelstellingen van 2050 behaald worden. In ADAPT wordt hierbij verondersteld dat de huidige levensstijl en economische structuur behouden blijft. Daarnaast blijft er een rol voor fossiele energiedragers in combinatie met het gebruik van CO₂-opslag. Ambities om grondstoffen voor productie van

chemicaliën en plastics te verduurzamen en broeikasgasemissies in de internationale lucht- en scheepvaart te reduceren zijn beperkt. Het TRANSFORM-scenario veronderstelt daarentegen wel een leefstijlverandering, wat leidt tot een lagere vraag naar industriële en agrarische producten en tot verschuiving in de binnenlandse mobiliteit en tot minder vliegverkeer. Ook is er in dit scenario meer nadruk op circulaire economie, waaronder toepassing van duurzame grondstoffen, en een beperkt gebruik van CO₂-opslag. De brandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart worden in TRANSFORM volledig verduurzaamd.

Het TRANSFORM-scenario gaat uit van een competitieve industrie op basis van import van ruwe grondstoffen. In drie varianten van dit scenario wordt verondersteld dat de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie wijzigt ten opzichte van het buitenland al dan niet in combinatie met import van halffabricaten.

TVKN 2050

De TVKN-scenario's (Daniëls en Strengers, 2024) zijn ontwikkeld door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) als onderdeel van een brede verkenning van mogelijke paden naar een klimaatneutraal Nederland in 2050. PBL heeft ruim dertig varianten doorgerekend, waarvan drie een centrale rol spelen in de analyse. In al deze centrale trajecten blijft Nederland in 2050 netto nul broeikasgasemissies hebben, inclusief de bunkerbrandstoffen die in Nederland worden getankt voor internationale lucht- en scheepvaart.

De drie hoofdsenario's verschillen vooral op twee punten: de aangenomen beschikbaarheid van duurzame grondstoffen, zoals biograndstoffen en groene waterstof, en de wijze waarop klimaatneutraliteit wordt ingevuld. Twee scenario's (Pragmatisch-Ruim en Specifiek-Ruim) gaan uit van een ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof, terwijl het Pragmatisch-Beperkt scenario uitgaat van beperkte beschikbaarheid van deze grondstoffen. Naast deze verschillen in grondstoffenveronderstellingen variëren de scenario's ook in de technische invulling van klimaatneutraliteit. Het Specifiek-Ruim scenario veronderstelt bijvoorbeeld een volledige uitfasering van fossiele brandstoffen en een plafond op het primaire energiegebruik in 2050, terwijl de 'pragmatische' varianten hier minder strikte eisen aan verbinden.

Over sectorale aannames bevat het TVKN-kader enkele gemeenschappelijke uitgangspunten: de economische structuur verandert niet wezenlijk ten opzichte van nu en de industrie behoudt min of meer haar omvang, met transitie via technologische veranderingen in plaats van krimp. Bunkerbrandstoffen worden in alle scenario's meegenomen als onderdeel van de nationale klimaatneutraliteitsopgave, waarbij hun verduurzaming (bijv. via duurzame biobrandstoffen of synthetische alternatieven) een onderdeel is van de paden naar nul emissies. Verder spelen technologieën zoals CO₂-afvang en -opslag (CCS) in de scenario's een rol als één van de manieren om restemissies te reduceren of te compenseren, en variëren de scenario's in de mate waarin CCS wordt ingezet als onderdeel van de transitie.

2026-industriescenario's

Door TNO zijn twee scenario's opgesteld ten behoeve van extra inzichten voor de actualisatie van het NPE in 2026. Deze 2026-industriescenario's (zoals er hierna aan gerefereerd zal worden) zijn afgeleid van twee varianten van het TRANSFORM-scenario (zie hierboven). In het Competitive & Import 2026 (CI26) scenario wordt verondersteld dat de Nederlandse energie-intensieve industrie² concurrerend blijft met het buitenland maar de

² Raffinaderijen, organische basischemie, kunstmestproductie en staalproductie.

producten maakt uit geïmporteerde halffabricaten³ in plaats van uit ruwe grondstoffen. Het Less Competitive & Import 2026 (LCI26) scenario veronderstelt dat, als gevolg van internationale concurrentie, de Nederlandse energie-intensieve industrie krimpt en dat halffabricaten worden geïmporteerd. In beide scenario's worden biobrandstoffen en synthetische brandstoffen geïmporteerd en een ruime opslag van CO₂ verondersteld. Ten opzichte van het oorspronkelijke TRANSFORM-scenario zijn de techno-economische parameters voor wind op zee, elektrolyse voor waterstofproductie en kernenergie aangepast waardoor deze technieken hogere kosten hebben. De 2026-industriescenario's worden gebruikt als basisscenario's om na te gaan wat de impact is op het energiesysteem bij verandering van aannames over elektriciteits- en waterstofaanbod, energie-import en CO₂-opslag.

KEV-reconstructie

De Klimaat- en energieverkenning (KEV) beoordeelt het energie- en klimaatbeleid ten opzichte van doelstellingen voor broeikasgasemissies, hernieuwbare energie en energie-efficiëntie in 2030. Met behulp van verschillende modellen wordt het beleid gesimuleerd. Er worden twee projecties gemaakt (vastgesteld beleid en vastgesteld en voorgenomen beleid) die doorlopen tot 2040. Met behulp van het OPERA-model is een reconstructie gemaakt van de projectie voor vastgesteld beleid uit de KEV 2024 waarbij de broeikasgasemissies en het energiegebruik per eindgebruiksector (industrie, gebouwde omgeving, agrarische sector, binnenlands transport en internationaal transport) in 2030 en 2040 minder dan 10% afwijken van de waarden in de KEV. Deze reconstructie is vervolgens doorgetrokken tot 2050.

Beschrijving drijvende factoren

Hierboven zijn de verhaallijnen beschreven op basis waarvan de scenario's zijn geconstrueerd. Deze verhaallijnen helpen om de scenario's beter te begrijpen en om te duiden waar verschillen in het kostenbeeld vandaan komen. In tabel 2.1 en 2.2 zijn de belangrijkste modelparameters samengevat. De meest bepalende parameters zijn:

) **De doelen**

- **Aanvullende doelstellingen:** sommige scenario's sturen niet alleen op de totale reductie van broeikasgasemissies, maar hanteren ook sectorale broeikasgasemissiedoelstellingen, uitfasering fossiel, of doelen voor energiebesparing. Deze aanvullende doelen leiden tot gerichte investeringen in specifieke sectoren of toepassingen. Hierdoor wordt de oplossingsruimte voor het model smaller: het systeem wordt nog steeds kostenoptimaal bepaald, maar binnen de randvoorwaarde dat meerdere beleidsdoelen gelijktijdig worden gehaald. In de praktijk resulteert dit doorgaans in hogere totale systeemkosten dan bij een scenario dat uitsluitend stuurt op kosteneffectieve emissiereductie. Bij de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's hanteert TNO dergelijke aanvullende doelstellingen bij het bepalen van het energiesysteem in 2030.
- **Emissiedoelstelling:** in de KEV-reproductie worden de emissiedoelen niet rechtstreeks opgelegd. In plaats daarvan wordt gewerkt met een oplopende CO₂-prijs, waardoor alleen de meest kosteneffectieve maatregelen worden genomen en de emissiedoelen niet per definitie worden gehaald.

³ Halffabricaten zijn voor raffinaderijen: bio-olie, ethanol, waterstof; voor organische basischemie: bio-nafta, bio-olie, ethanol, biomethanol, plastic afval, waterstof; voor kunstmestproductie: ammoniak en waterstof; voor staalproductie hot briquetted iron (HBI) en waterstof.

) **De technologische mogelijkheden**

- **Zon-PV en wind:** de veronderstelde potentie bepaalt in hoge mate hoeveel hernieuwbare elektriciteit kan worden ingezet. Zo gaat ADAPT uit van aanzienlijk minder wind op zee, terwijl TRANSFORM en andere scenario's ruimere aannames hanteren. Ook bij zon-PV is er variatie: niet in alle scenario's wordt het technisch maximale potentieel benut, en op relatief dure locaties wordt zon-PV soms niet gerealiseerd wanneer dat niet noodzakelijk is voor het realiseren van de doelstellingen.
- **CCS:** CO₂-afvang en -opslag maakt het mogelijk om delen van het energiesysteem langer fossiel in te vullen - door direct fossiele CO₂ af te vangen en op te slaan of indirect door realiseren van negatieve emissies die langer fossiele CO₂-emissies toelaat bij opties waar geen CO₂-afvang mogelijk is. De inzet van CCS verschilt sterk per scenario: relatief beperkt in TRANSFORM, juist omvangrijk in ADAPT en de 2026-industriescenario's, met een duidelijke spreiding in de scenario's uit de Toekomstverkenning Klimaatneutraal 2050.
- **Overige potentiëlen:** Bovenstaande technologieën zijn niet uitputtend. Voor technologieën zoals kernenergie en geothermie is in deze analyse uitgegaan van een technisch, fysiek en maatschappelijk bepaald potentieel, dat fungeert als bovengrens voor de mogelijke inzet. In hoeverre deze potentiëlen daadwerkelijk worden benut, hangt vervolgens af van de economische aantrekkelijkheid van de technologie binnen de kostenoptimale energiemix.

) **De omvang van de vraag**

- **Industriële vraag:** De energie-intensieve industrie vormt momenteel een groot aandeel van de totale energievraag en is daarmee sterk bepalend voor de benodigde systeemomvang. Een grotere industriële vraag vereist in eerste instantie meer energieaanbod en daarmee een grotere opbouw van productie-, conversie- en infrastructuurcapaciteit. Door technologische en potentieelbeperkingen kan het zo zijn dat bij een hogere vraag ook relatief duurdere opties worden ingezet (bijvoorbeeld efficiëntere technologieën of kostbaardere energiebronnen), wat kan leiden tot hogere systeemkosten. De scenario's laten hierin een duidelijke spreiding zien, met als globale volgorde van grote naar kleine industriële vraag: ADAPT, de TVKN-scenario's, TRANSFORM, het CI26-scenario en tenslotte de scenario's die expliciet zijn geconstrueerd met een kleinere industrie.
- **Vraag algemeen:** Meer in het algemeen geldt dat de totale energievraag over alle sectoren een cruciale driver is voor systeemkosten en systeeminrichting. Naast de industrie is er ook aanzienlijke onzekerheid over de toekomstige vraag naar bunkerbrandstoffen (internationale scheepvaart en luchtvaart), die een groot beslag kan leggen op duurzame energiedragers en conversiecapaciteit. Hogere vraag in deze sectoren vergroot de benodigde systeemomvang en kan, via dezelfde aanbod- en potentieelbeperkingen, eveneens leiden tot hogere marginale kosten in het energiesysteem.

) **Internationale handel en beschikbaarheid van grondstoffen**

- Naast bovenstaande parameters zijn ook de aannames over internationale handel van energie en grondstoffen sterk bepalend voor de uitkomsten. Dit betreft zowel de modellering van import en export van elektriciteit en waterstof met buurlanden, als de mate waarin Nederland een beroep kan doen op grondstoffen uit de rest van de wereld. Waar dit momenteel hoofdzakelijk fossiele energiedragers betreft, verschuift dit in de toekomst richting biogene, synthetische en waterstof(dragers). Deze aannames zijn zelfs een van de belangrijkste onderscheidende elementen tussen de scenario's in de Toekomstverkenning Klimaatneutraal 2050. Verder valt op dat de 2026-industriescenario's aanzienlijke importen veronderstellen. De impact hiervan is groot, maar lastig te vangen in één enkele KPI in [Tabel 2.1](#).

) **Kosten van technologieën en importen**

- **Technologiekosten:** In een kostenoptimalisatie zijn kosten een doorslaggevende factor voor de uiteindelijke systeeminrichting. Deze kosten worden bepaald uit technologie-parameters (investeringskosten, levensduur, OPEX en efficiëntie). Daarnaast gaat het om de kosten van importen, waaronder fossiele brandstoffen, biomassa, elektriciteit, waterstof, synthetische brandstoffen en biobrandstoffen. Voor de technologiekosten is in de verschillende studies grotendeels gebruikgemaakt van nagenoeg dezelfde dataset, wat de vergelijkbaarheid vergroot. Een belangrijke uitzondering vormt het NPE-referentiescenario, waarin bepaalde technologieën anders zijn geprijsd, waaronder kernenergie en windenergie.
- **Kosten importen:** De aannames voor importprijzen verschillen per scenario en zijn gebaseerd op uiteenlopende bronnen.⁴ Dit beïnvloedt de optimale technologiemix en de dispatch in de scenario's, en daarmee indirect de systeemkosten. Voor de uiteindelijke kostenvergelijking zijn echter de prijzen uit de meest recente KEV gehanteerd, zodat de kostenplaat onderling consistent is, ook wanneer de onderliggende systeeminrichting tot stand is gekomen op basis van verschillende prijsverwachtingen.

⁴ Voor fossiele brandstoffen en biomassa is aangesloten bij verschillende edities van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV), terwijl importprijzen voor biobrandstoffen en synthetische brandstoffen in de onderliggende scenariostudies afzonderlijk zijn bepaald. Importprijzen voor elektriciteit en waterstof zijn in sommige scenario's ontleend aan marktmodellen.

Tabel 2.1: Overzicht belangrijkste modelparameters per scenario

Scenario	Doelen 2030	Doelen 2050	Reductie fossiele olieproducten in bunkerbrandstoffen 2050	Productie chemie	Productie staal	Productie kunstmest
	% GHG reductie & andere doelen	% GHG reductie	% t.o.v. 2019	Mton product in 2050	Mton staal in 2050	Mton NH3 in 2050
ADAPT	55% + sectorale doelen + energie-besparingsdoelen	100%	50%	22,3	7,2	3,2
TRANSFORM		100%	95%	12,5	5,4	1,3
TRANSFORM – Competitief & import		100%	95%	12,5	5,4	1,3
TRANSFORM – Minder competitief		100%	95%	9,5	2,7	0,8
TRANSFORM – Minder competitief & import		100%	95%	9,5	2,7	0,8
Specifiek Ruim	55%	100% ⁵	100%	15,4	7,2	3,2
Pragmatisch Ruim		100%	100%	15,4	7,2	3,2
Pragmatisch Beperkt		100%	100%	15,4	7,2	3,2
CI26		100%	100%	13,0	2,7	1,3
LCI26		100%	100%	9,9	0,75	0,8
KEV reconstructie	47% ⁶	70% ⁷	Geen expliciet doel	19,4	7,2	3,2

⁵ Het Specifiek-Ruim scenario vereist een uitfasering van fossiele brandstoffen in 2050, alsmede een plafond op het primair energiegebruik in 2050.

⁶ Niet geïntroduceerd in het model als een emissiereductietarget, maar door een CO₂-prijs; resultaten van 2030 t/m 2040 zijn gekalibreerd op de KEV 2024

⁷ Niet geïntroduceerd in het model als een emissiereductietarget, maar door een CO₂-prijs

Tabel 2.2: Overzicht belangrijkste modelparameters per scenario (vervolg)

Scenario	Opgesteld vermogen wind	Opgesteld vermogen zon-pv	Opgesteld vermogen nieuwe kerncentrales ⁸	Capaciteit CCS	Nationaal verbruikssaldo biobrandstof ⁹	Nationaal verbruikssaldo waterstof ⁹	Nationaal verbruikssaldo synthetische brandstoffen ⁹
	GW in 2050	GW in 2050	GW in 2050	Mton CO ₂ in 2050	PJ in 2050	PJ in 2050	PJ in 2050
ADAPT	40	109	3	40	891	-61	1
TRANSFORM	70	132	3	15	860	69	1
TRANSFORM – Competitief & import	70	88	3	15	909	281	68
TRANSFORM – Minder competitief	70	82	3	15	811	-2	102
TRANSFORM – Minder competitief & import	66	77	3	15	735	311	124
Specifiek Ruim	70	114	0	20	1000	286	1
Pragmatisch Ruim	70	102	3	40	1235	-1	1
Pragmatisch Beperkt	70	96	3	30	801	184	1
CI26	35	99	4,7	38	555	50	110
LCI26	23	80	3,6	23	740	50	110
KEV reconstructie	18	62	0	13	412	1	1

⁸ Zonder Small Modular Reactors

⁹ Zoals gedefinieerd in paragraaf 2.1.1. Biofuels beslaan zowel dragers binnen 'Biobased – Complex' als 'Biobased – Eenvoudig'. Waterstof omvat ook waterstofdragers.

2.1.1 Categorisering van opties en dragers

De gebruikte OPERA-scenario's kennen samen meer dan 600 technologieën ('opties') en circa 100 verschillende energiedragers. Om het overzicht hierin te bewaren, zijn alle opties en dragers uit het model gecategoriseerd.

Dragers

Alle energiedragers worden gegroepeerd tot één van acht 'dragersgroepen'. Door soortgelijke dragers samen te groeperen is het makkelijker om de productie, transport, distributie en omzetting van deze dragersgroepen uiteindelijk te koppelen aan specifieke ketens binnen het energiesysteem. Dit is van belang bij de toekenning van kosten. De volgende acht dragersgroepen worden onderscheiden:

-) Elektriciteit
-) Warmte
-) Waterstof
-) Koolstof
 - Synthetisch
 - Fossiel – Eenvoudig (bijv. aardgas en LNG)
 - Fossiel – Complex (bijv. benzine, diesel, overige olieproducten)
 - Biobased – Eenvoudig (bijv. biomassa uit hout of afval)
 - Biobased – Complex (bijv. biobrandstoffen als bio-ethanol).

De uitzondering hierop is de OPERA-drager 'omgevingswarmte'. Vanwege de aard van omgevingswarmte (bijv. ter plaatse beschikbaar en geen leveringsketen aan verbonden) zijn hier geen kosten aan verbonden en weegt deze niet mee in de verdeling van kosten.

Opties

Elke OPERA-optie wordt toebedeeld aan een sector. Dit is of een van de 8 hierboven beschreven aanbodsectoren (elk gerelateerd aan een specifieke dragersgroep), of een van de vijf in het NPE onderscheiden eindgebruikscategorieën: gebouwde omgeving, transport (nationaal en internationaal), industrie en landbouw. De acht aanbodsectoren betreffen elk de hele waardeketen van technologieën en infrastructuur die bijdraagt aan de productie van de betreffende dragersgroep. Zo omvat de elektriciteitsketen technologieën zoals zon-pv, batterijen, of gascentrales.

Naast een toebedeling naar ketens, worden opties ook gegroepeerd naar een categorie. Een categorie is een groep opties die grotendeels hetzelfde 'nut' vervullen in het energiesysteem. Voorbeelden van categorieën zijn het elektriciteitsnet op zee, de productie van groene waterstof, warmtepompen in huishoudens, of de chemische industrie. Elke categorie is deel van een sector en een subsector (zie Bijlage B). Wederom wordt hier onderscheid gemaakt tussen de vraagkant van het energiesysteem (eindverbruikers) en de aanbodkant (energiewaardeketens). Deze categorisering is onder andere nuttig gebleken voor het doorrekenen van overheidsbeleid. Zo kan bijvoorbeeld per categorie gespecificeerd worden hoe hoog bepaalde subsidie- of belastingtarieven liggen.

2.2 Systeemkosten

De eerste stap in de INKTVIS-methode is de berekening van de kosten van het Nederlandse energiesysteem: de systeemkosten voor Nederland oftewel de nationale kosten. Hierbij worden de kosten berekend per individuele technologie-optie, zodat inzichtelijk wordt waar in het systeem welke kosten gemaakt worden. De systeemkosten bestaan uit drie

componenten: jaarlijkse kapitaalslasten (CAPEX, berekend uit investeringskosten en levensduur), jaarlijkse operationele lasten (OPEX) en brandstofkosten. Naast de systeemkosten wordt ook een berekening gemaakt van de jaarlijks benodigde kasstroom om investeringen in de transitie van het energiesysteem te financieren (de 'investeringsopgave').

2.2.1 CAPEX en OPEX uit installaties

De CAPEX omvat de geannualiseerde kapitaalskosten verbonden aan de investering van een installatie, en de OPEX de niet-energie gerelateerde operationele kosten zoals onderhoud en arbeid. Voor de berekening van de CAPEX en OPEX wordt gebruik gemaakt van twee gegevens uit OPERA: de opgestelde capaciteit per optie voor elk gegeven jaar; en de 'kosten-kentallen' die in het model aangenomen worden, zoals de benodigde investeringskosten per eenheid capaciteit en de levensduur.

CAPEX

De jaarlijkse kapitaalskosten zijn opgesplitst naar een gedeelte rente (nodig om de upfront investering te financieren) en een gedeelte afschrijving. Om deze componenten te berekenen wordt in de eerste plaats de totale huidige vermogensbasis van de optie achterhaald:

$$Vermogensbasis_{it} = \text{Staannde capaciteit}_{it} \times \text{Kental investering}_{it}$$

Hierbij is de vermogensbasis van optie i in jaar t het product van de staande capaciteit (uitgedrukt in bijv. GW) en het investerings-kental van de desbetreffende optie (bijv. in benodigde euro's per GW aan capaciteit). In dit rapport is ervoor gekozen om de hele kapitaalgoederenvoorraad te waarderen tegen het momentane kostenniveau.

Voor de afschrijving wordt aangenomen dat de vermogensbasis van een installatie lineair wordt afgeschreven gedurende de levensduur. Hiermee zijn de jaarlijkse afschrijvingskosten van optie i in jaar t op de volgende manier gedefinieerd:

$$Afschrijving_{it} = Vermogensbasis_{it} \div Levensduur_i$$

De jaarlijkse rentekosten van een optie worden berekend aan de hand van de annuïteiten formule, minus het gedeelte dat aan afschrijvingen opgaat¹⁰:

$$Rentelasten_{it} = Vermogensbasis_{it} \times \frac{r_i}{1 - (1 + r_i)^{-levensduur_i}} - Afschrijving_{it}$$

Waarbij r de rentevoet van de desbetreffende optie is. In het bepalen van de rentevoet zijn twee methodes mogelijk. De eerste methode is om de rentevoet te baseren op de sociale disconteringsvoet, waarbij elke optie dezelfde rentevoet gebruikt. Deze aanpak geeft een beeld van de maatschappelijke kosten van een investering, maar geen beeld van daadwerkelijke betaalde rentes door de betreffende investeerder. De tweede methode is om de rentevoet te baseren op het daadwerkelijke rendement dat een investering in een technologie op de markt zou moeten opleveren (de WACC¹¹). Hierbij kan het rendement tussen opties gedifferentieerd worden, en moeten de rentelasten geïnterpreteerd worden als de lasten voor de gebruiker van de optie (en niet zozeer als de maatschappelijke waarde).

¹⁰ Bij een annuïtaire financiering is het doel om het totale jaarlijkse kapitaalsbedrag (aflossing plus rentelasten) constant te houden. Gebruikelijk varieert hierbij de verhouding tussen aflossing en rentelasten over de looptijd, met hogere rentelasten in de beginjaren en hogere aflossingen later. In dit rapport is ervoor gekozen om het jaarlijkse bedrag gelijk te houden én tegelijkertijd de verhouding tussen rentelasten en afschrijving constant te verdelen. Deze keuze heeft alleen invloed op paragraaf 8.2, waar rentelasten en afschrijving afzonderlijk worden weergegeven; in de overige delen van het rapport wordt deze splitsing niet toegepast.

¹¹ Weighted average cost of capital.

Beide methodes leveren een waardevol inzicht. In hoofdstuk 3 wordt gebruik gemaakt van de sociale disconteringsvoet, om aan te sluiten bij de geldende conventies voor het bepalen van maatschappelijke kosten. Voor alle overige hoofdstukken zijn de resultaten gebaseerd op de WACC-methode om zo dichterbij de daadwerkelijke lasten van gebruikers te komen.

De reële sociale disconteringsvoet is vastgesteld op 2,8%, zoals vastgesteld door de werkgroep maatschappelijke discontovoet van het ministerie van Financiën (2025). De gehanteerde WACC's variëren tussen 2,8% en 6,5%, afhankelijk van de technologie. Deze differentiatie is gebaseerd op de gedachte dat publieke investeringen en investeringen door huishoudens doorgaans worden gedaan tegen een lager vereist rendement¹² dan private investeringen, die hogere rendementseisen stellen vanwege winstdoelstellingen en risicoperceptie. De toegepaste waarden zijn op dit moment gebaseerd op expertinschattingen en vormen daarmee een pragmatische benadering binnen het prototype. In de praktijk is de WACC sterk afhankelijk van het gepercipieerde risico van een investering, dat kan verschillen per technologie, marktstructuur en beleidscontext. Binnen het EIK-programma wordt deze aanname daarom opnieuw bezien en verder onderbouwd, zodat toekomstige analyses beter aansluiten bij realistische risicoprofielen en financieringscondities.

OPEX

Voor de berekening van de OPEX (exclusief de energiekosten) wordt gebruik gemaakt van de OPERA-kentallen voor de vaste operationele kosten per technologie. Dit kental weerspiegelt de vaste operationele kosten die per eenheid capaciteit gemaakt moeten worden. Bovenop de vaste OPEX worden de variabele OPEX (excl. energiekosten) toegevoegd. De variabele OPEX zijn direct afkomstig uit het OPERA-model.

$$OPEX_{it} = \text{Staande capaciteit}_{it} \times \text{Kental vaste OPEX}_{it} + \text{Variabele OPEX}_{it}$$

Uitzondering: kosten elektriciteitsinfrastructuur

De bovengenoemde methode geeft de generieke aanpak voor de berekening van CAPEX en OPEX. Op deze aanpak zijn echter twee uitzonderingen voor specifieke sectoren. De eerste uitzondering betreft de kapitaalskosten van de elektriciteitsinfrastructuur (het net op land en het net op zee). Uit een vergelijking met de FIEN-studie (Strategy& pwc, 2024) van de netbeheerder is gebleken dat de kosten van het elektriciteitsnet onderschat worden in het OPERA model. Met het oog op het grote aandeel van elektriciteitsinfrastructuur in de kostenplaat, is ervoor gekozen om de berekende kapitaalskosten hiervoor te corrigeren

Deze alternatieve bron is de FIEN+ studie, die in 2024 is uitgevoerd in opdracht van Netbeheer Nederland (Strategy& pwc, 2024). Deze studie geeft een inschatting van de financiële kosten van het elektriciteitsnet van 2024 – 2040. Deze kosten zijn verder geëxtrapoleerd naar 2050 en opgedeeld naar kosten voor het net op land en kosten voor het net op zee. Hierbij is ook beredeneerd dat de kosten voor het net op zee sterk samenhangen met de hoeveelheid wind op zee. Aangezien de hoeveelheid wind op zee sterk kan verschillen per OPERA-scenario, is gekozen om de net op zee-kosten (zoals overgenomen uit het FIEN+ rapport) lineair te schalen met de opgestelde capaciteit aan wind op zee uit de OPERA-scenario's. Hierbij is alleen het gedeelte wind op zee meegenomen waarvoor een elektriciteitskabel naar land nodig is; offshore elektrolyse wordt niet meegenomen.

Uitzondering: CAPEX mobiliteit

¹² In de praktijk wijkt het gedrag van consumenten vaak af van een strikt economisch calculerende benadering. Zo kan aanschaf van technologieën zoals thuisbatterijen plaatsvinden terwijl deze nog niet rendabel zijn, terwijl andere investeringen zoals elektrische auto's worden uitgesteld vanwege hoge aanschafkosten. De feitelijke 'hanteerbare rentevoet' door consumenten varieert daardoor sterk en wordt mede beïnvloed door sociaal wenselijk gedrag (bijvoorbeeld het gedrag van burens) en de beschikbaarheid van kapitaal.

Een tweede uitzondering gaat om de CAPEX voor opties in de sector binnenlandse mobiliteit. Dit omvat opties zoals personenauto's en vrachtwagens. De investeringskentallen voor deze opties zijn in OPERA gebaseerd op de totale aanschafkosten van een technologie (bijv. de totale prijs van een elektrische auto of een benzine auto). Een berekening van de kosten van deze opties zou dus de totale waarde van het Nederlandse wagenpark omvatten. Echter zijn we vooral geïnteresseerd in de extra kosten die gepaard gaan met het overstappen van 'grijze' opties (bijv. een benzine auto) naar 'groene' opties (bijv. een elektrische auto). Dit geeft een beter beeld van de kosten van de energietransitie.

Om deze reden zijn de investeringskentallen van opties in de binnenlandse mobiliteit herzien. Voor elke 'groene' optie is een 'grijze' referentie-optie geïdentificeerd. Voor een elektrische bestelbus is de referentie-optie bijvoorbeeld een diesel bestelbus. Vervolgens wordt het verschil in investeringskosten tussen de twee opties gezien als het nieuwe investeringskentale voor de groene optie. Het nieuwe investeringskentale voor de grijze optie komt hiermee op nul.

2.2.2 Brandstofkosten uit primair verbruik

Naast CAPEX en OPEX is de derde component van de systeemkosten het energieverbruik. In het energiesysteem worden via meerdere opties energiedragers geproduceerd en geconsumeerd. Een groot deel van deze consumptie valt echter weg in de systeemkosten: als een eindgebruiker kosten heeft aan het gebruik van benzine, maar deze benzine elders in Nederland in een raffinaderij geproduceerd wordt, dan heffen deze kosten en opbrengsten elkaar op. Het enige gedeelte van brandstofverbruik dat daadwerkelijk bijdraagt aan de totale systeemkosten is het netto importsaldo.

De netto energiekosten worden berekend door eerst het netto verbruik van elke energiedrager te achterhalen uit de OPERA-resultaten. Dit is gelijk aan de totale consumptie minus de totale productie van de energiedrager in Nederland. Dit netto verbruik wordt vervolgens vermenigvuldigd met een importprijs. De gebruikte importprijzen zijn overgenomen uit het KEV Reconstructie-scenariobeeld. Deze prijzen zijn op hun beurt weer deels overgenomen uit de Klimaat- en Energieverkenning 2025 (zoals voor fossiele brandstoffen en biomassa), en deels gebaseerd op aannames of gekoppelde marktmodellen (zoals voor elektriciteit en waterstof).

Een uitzondering wordt gemaakt voor energiedragers waarbij Nederland een netto-exportpositie heeft. Voor deze dragers wordt export behandeld als een aparte eindverbruikssector, waarvan de voorziening onderdeel is van de nationale kosten. De inkomsten uit export worden niet berekend op basis van de aangenomen prijzen, maar gewaardeerd tegen de endogene berekende systeemprijzen (zie Paragraaf 2.3). Hierdoor komt de maatschappelijke opbrengst uit export in de berekening op nul uit. Het voordeel van deze aanpak is dat de kosten voor Nederlandse eindverbruikers niet worden beïnvloed door de onzekerheden rondom mogelijke winsten uit buitenlandse handel.

2.2.3 Investeringsopgave

De CAPEX, OPEX en energiekosten vormen samen de systeemkosten. Parallel hieraan wordt ook de investeringsopgave van de energietransitie berekend. De investeringsopgave weerspiegelt de daadwerkelijke investering die elk jaar nodig is om de uitbreiding en vervangingen van het energiesysteem te financieren. Dit betreft dus de jaarlijkse investeringen, en niet de geannualiseerde kapitaalkosten zoals in Hoofdstuk 2.3.1 beschreven.

De investeringsopgave voor optie i in jaar t wordt als volgt berekend:

$$Investeringsopgave_{it} = Toegevoegde\ capaciteit_{it} \times Kental\ investering_{it}$$

De jaarlijks toegevoegde capaciteit bestaat hierin uit twee delen:

$$Toegevoegde\ capaciteit_{it} = Additionele\ capaciteit_{it} + Vervangen\ capaciteit_{it}$$

‘Additionele capaciteit’ omvat de toevoeging van capaciteit die voorheen nog niet bestond. Als de capaciteit zon-pv bijvoorbeeld in jaar 1 bestond uit 10 GW, en in jaar 2 uit 12 GW, dan is de additionele capaciteit 2 GW. Naast additionele capaciteit moet ook rekening gehouden worden met vervangen capaciteit. Dit bestaat uit activa die volledig zijn afgeschreven en aan het einde van hun levensduur vervangen moeten worden. In het geval dat de toegevoegde capaciteit negatief is (bijvoorbeeld door uitfasering van een technologie) wordt aangenomen dat dit niet zal leiden tot een negatieve ‘investering’. In plaats daarvan wordt de investeringsopgave op nul gezet.

Een speciaal geval vindt plaats in het jaar 2030. Omdat de meeste OPERA-scenario's beginnen in 2030, zijn er geen gegevens van de capaciteit voor dit jaar. Om alsnog de toegevoegde capaciteit voor dit jaar te kunnen berekenen, wordt het 2025 jaar uit het KEV Reconstructie scenario gebruikt als referentie. Voor jaren vóór 2025 wordt verondersteld dat de activa lineair zijn opgebouwd: voor een optie met een levensduur van 20 jaar en een capaciteit van 10 GW in 2025 zou dit bijvoorbeeld betekenen dat de capaciteit vanaf 2005 jaarlijks met 0,5 GW wordt uitgebreid.

2.3 Draggerskosten

Na het in kaart brengen van de kosten van het energiesysteem, worden deze omgerekend naar de kosten per energiedrager. Dit maakt het mogelijk om de gemiddelde kosten per energie-eenheid (in EUR/PJ) te berekenen, per dragersgroep.

Hierbij maken we de aanname dat alle gebruikers van een bepaalde energiedrager op alle momenten hetzelfde betalen voor die drager, ongeacht of het gaat om directe eindverbruikers of om gebruik binnen andere ketens. Het logische gevolg hiervan is dat, naast de nationale kosten van de drager zelf, ook de toerekening van kosten aan andere ketens moet worden meegenomen. Ter illustratie wordt dit uitgewerkt voor waterstof.

De kosten voor de productie van een dragersgroep zoals waterstof bestaan uit twee hoofdbestanddelen:

-) De nationale kosten van de drager zelf, inclusief CAPEX en OPEX in de eigen productieketen (bijvoorbeeld de kapitaalskosten van een elektrolyse-installatie) en kosten door netto-import van brandstoffen (bijvoorbeeld geïmporteerde waterstof).
-) Kosten door het verbruik van energie uit een andere productieketen, zoals elektriciteit die door electrolyzers wordt gebruikt in geval van groene waterstof.

Niet al deze kosten komen uiteindelijk bij de directe eindverbruikers van waterstof terecht. Een deel van de geproduceerde waterstof wordt namelijk weer gebruikt in een andere keten, bijvoorbeeld voor de productie van synthetische brandstoffen. De kosten die met deze waterstof gepaard gaan moeten dan ook worden doorgegeven aan de keten voor synthetische brandstoffen.

Om de kosten per dragersgroep goed te berekenen, worden de volgende twee stappen toegepast:

1. Per dragersgroep wordt berekend welk deel direct door eindverbruikers wordt gebruikt en welk deel binnen andere productieketens terecht komt. Dit levert de zogenaamde “allocatiefactoren”.
2. Aan de hand van de allocatiefactoren worden de systeemkosten toegerekend aan de productie van de acht dragersgroepen, waarmee de gemiddelde kosten per PJ energie kunnen worden bepaald.

2.3.1 Verdeling energiestromen

Voor elk van de acht dragersgroepen worden ‘allocatiefactoren’ berekend. De allocatiefactoren geven inzicht in de energiestromen tussen verschillende productieketens en de eindverbruikers. Elke individuele allocatiefactor is gedefinieerd als: het verbruik van dragersgroep x in keten y, als een percentage van het totale verbruik van dragersgroep x door andere ketens. Het verbruik van dragersgroep x in de eigen keten en verliezen van dragersgroep x (bijv. door transformatie) worden niet meegerekend. De allocatiefactoren worden voor elke scenario-jaar combinatie berekend. Een voorbeeld van deze allocatiefactoren is te zien in **Tabel 2.3**, waarin de energiestromen in 2050 voor het KEV Reconstructie scenario te zien zijn.

Tabel 2.3: Voorbeeld matrix allocatiefactoren. Elke rij laat een dragersgroep zien. Elke kolom laat zien welk percentage van deze dragersgroep verbruikt wordt door een bepaalde (productie)keten. De percentages van elke dragersgroep tellen op tot 100%. Dit is een voorbeeld; daadwerkelijke factoren verschillen per scenario en per jaar.

		Output								
		Elektriciteit	Warmte	Waterstof	Synthetisch	Fossiel - Eenvoudig	Fossiel - Complex	Biobased - Eenvoudig	Biobased - Complex	Eindverbruik
Input	Elektriciteit		1%	5%	2%	0%	1%	1%	0%	90%
	Warmte	0%		0%	0%	0%	15%	0%	2%	83%
	Waterstof	0%	2%		67%	0%	21%	0%	5%	5%
	Synthetisch	0%	0%	0%		0%	0%	0%	0%	100%
	Fossiel - Eenvoudig	11%	5%	40%	1%		0%	0%	0%	42%
	Fossiel - Complex	0%	1%	0%	0%	0%		0%	0%	99%
	Biobased - Eenvoudig	9%	22%	2%	0%	1%	0%		19%	47%
	Biobased - Complex	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%		92%

2.3.2 Berekening dragerskosten

Na het berekenen van de allocatiefactoren kunnen de dragerskosten berekend worden. Dit gebeurt als volgt: per productieketen worden de totale kosten opgehaald. Deze kosten bestaan uit de CAPEX, OPEX, en brandstofkosten van alle opties die onder de productieketen vallen. Vervolgens wordt een iteratieproces¹³ ingezet waarin telkens de volgende stappen doorlopen worden:

1. De ketenkosten worden opgesplitst volgens de allocatiefactoren. Als de elektriciteitsdrager bijvoorbeeld voor 5% gebruikt wordt door de waterstofketen, dan wordt 5% van de kosten in de elektriciteitsketen toebedeeld aan de waterstofketen.
2. Elk deel van de ketenkosten wordt 'doorgegeven' aan de desbetreffende keten. In het bovenstaande voorbeeld wordt de 5% van de ketenkosten dus doorgeschoven naar de waterstofketen. Een deel van de ketenkosten zal ook bij eindverbruikers terecht komen.
3. Alle 'binnenkomende' kosten vanuit andere productieketens worden bij elkaar opgeteld. Dit nieuwe bedrag aan kosten vormt de input voor stap 1 in de volgende iteratie.

Doordat er elke iteratie een deel van de kosten bij de eindverbruikers terecht komt, blijven er steeds minder kosten over die nog verdeeld moeten worden tussen de productieketens. Dit proces wordt net zo lang herhaald totdat de overgebleven kosten insignificant zijn geworden (lees: een paar duizend euro).

Na het iteratieproces is bekend hoeveel kosten er vanuit elke productieketen naar de eindverbruikers zijn geschoven. Door deze kosten te delen door de hoeveelheid van een bepaalde dragersgroep (in PJ) die door eindverbruikers geconsumeerd wordt, worden de gemiddelde kosten in EUR/PJ berekend. Dit zijn de gemiddelde kosten die door eindverbruikers gedekt moeten worden om de productie van een bepaalde dragersgroep economisch te verantwoorden. Dit is echter niet hetzelfde als de prijs van een drager, aangezien prijzen op een markt tot stand komen, en bijvoorbeeld op basis van marginale variabele productiekosten, en daarmee op bepaalde momenten in het jaar hoger of lager kunnen uitvallen dan de gemiddelde kosten per PJ.

2.4 Impact overheid

De eerder beschreven methode geeft een beeld van de kosten van het energiesysteem. Hier boven op wordt ook geprobeerd een indicatief beeld te schetsen van de invloed van overheidsbeleid. Vijf beleidsinstrumenten zijn geselecteerd die naar verwachting de grootste invloed hebben op de kosten van energie: energiebelasting, brandstoffenaccijns, het EU ETS, de SDE++, de ISDE.

2.4.1 Energiebelasting

De energiebelasting (EB) is een extra belasting op het verbruik van aardgas en elektriciteit door eindverbruikers. De belasting wordt berekend door per eindverbruikers-categorie het netto verbruik van aardgas en van elektriciteit te meten. Dit netto verbruik wordt vermenigvuldigd met een tarief om tot de totale belastinglast te komen. Door de belasting te baseren op het netto verbruik (i.p.v. het bruto verbruik) worden installaties zoals warmtekrachtkoppeling (WKK's) ontzien. Dit is in lijn met de huidige vormgeving van de EB (Belastingdienst, 2026).

¹³ Omdat sommige dragersgroepen en energieketens een cirkelafhankelijkheid kunnen hebben (zoals elektriciteit die voor waterstof gebruikt wordt, die weer voor elektriciteitsopwekking gebruikt wordt), wordt een iteratief proces toegepast.

Er wordt aangenomen dat de huidige invulling van de energiebelasting (EB) in stand blijft: de tarieven blijven constant. Wel is er een differentiatie van EB-tarieven tussen verschillende groepen eindverbruikers, waarbij huishoudens doorgaans een hoger tarief betalen dan de industrie. Hierbij is uitgegaan van CBS-data van energieverbruik, waarbij het verbruik was verdeeld naar SBI-code en verbruiksschijf (CBS, 2024). Dit verbruik is vervolgens vermenigvuldigd met de tarieven voor 2030 uit het Belastingplan 2025, waarbij rekening is gehouden met eventuele belastingvrijstellingen. Tot slot is een mapping gemaakt van SBI-code naar de verbruikscategorieën in OPERA, zodat de tarieven consistent konden worden toegepast binnen de scenario-analyse.

Op de totale kosten van de EB wordt nog de vaste vermindering energiebelasting toegepast. Deze vaste vermindering van 520 euro (excl. btw) per aansluiting wordt vermenigvuldigd met het aantal aansluitingen (9,14 miljoen). De totale vermindering wordt toegepast op de EB-kosten van huishoudens (goed voor 91% van de vermindering) en op de kosten van niet-huishoudens (9% van de vermindering). Deze cijfers zijn afkomstig uit een intern document van het ministerie van KGG (2026).

De berekende belastinglast per eindgebruiker wordt uiteindelijk verrekend in de gemiddelde kosten van energie (EUR/PJ). Zo kan worden bijgehouden welk percentage van de eindgebruikerskosten opgaat aan de EB.

2.4.2 Accijns

De accijns op brandstoffen is relevant voor drie soorten dragers: benzine, diesel en LPG. Hieronder vallen de volledig fossiele varianten, maar ook de bio- en synthetische varianten (zoals biodiesel of synthetische diesel). Accijns wordt op dezelfde manier meegenomen als de energiebelasting, als een belasting op het eindverbruik van een energiedrager. De tarieven worden echter niet gedifferentieerd per eindgebruiker. De volgende tarieven worden gehanteerd, in lijn met de geldende tarieven in 2025 (Rijksoverheid, 2025):

Energiedrager	Tarief (EUR ₂₀₂₄ / GJ)
Benzine	24,66
Diesel	14,33
LPG	7,44

Wederom wordt aangenomen dat tarieven constant blijft en dat de aard van de belasting niet veranderd.

2.4.3 ETS I & II

Het EU Emissions Trading System (ETS) is een systeem waarin Europese bedrijven betalen voor hun CO₂-uitstoot via emissierechten (EUA's). Deze rechten worden verkregen via een veiling, kunnen overgekocht worden van andere bedrijven, of kunnen gratis worden ontvangen van de Emissieautoriteit. In de eerste twee gevallen betalen gereguleerde bedrijven een bedrag per ton CO₂-uitstoot dat overeen komt met de dan geldende EUA-prijs.

Hiervoor zijn de volgende prijzen aangenomen – in lijn met de Klimaat en Energieverkenning (PBL, 2025) tot 2030 en daarna geëxtrapoleerd¹⁴:

Jaar	CO ₂ -prijs (EUR ₂₀₂₄ / ton)
2025	75
2030	100
2035	150
2040	200
2045	200
2050	200

Het ETS bestaat uit het huidige bestaande systeem (waarnaar we refereren als “ETS I”). Dit systeem dekt uitstoot in de energiesector, de industrie en (een deel van) de internationale lucht- en scheepvaart. Hiernaast zal een tweede systeem, ETS II, operationeel worden vanaf 2027 (EC, 2026). ETS II dekt uitstoot in de gebouwde omgeving, nationaal transport en de landbouw. Voor zowel ETS I als ETS II worden dezelfde CO₂-prijzen gehanteerd.

Er wordt aangenomen dat een deel van de uitstoot in industrie gratis mag plaatsvinden, via de uitgaaf van gratis emissierechten. Hierbij worden de gratis rechten naar rato van uitstoot verdeeld over de verschillende industriële subsectoren. Wel wordt verondersteld dat de hoeveelheid gratis rechten wordt afgebouwd, via het volgende pad¹⁵:

Jaar	Gratis emissierechten industrie Nederland (Mt CO ₂)
2025	32,0 (NEa, 2025)
2030	15,0
2035	7,5
2040 en later	0

De totale kosten aan emissierechten worden per productieketen en per eindgebruiker berekend. Uitstootgegevens zijn afkomstig uit de OPERA-resultaten. Negatieve emissies (bijvoorbeeld uit BECCS of DAC) gaan gepaard met een vergoeding (negatieve ETS-kosten). De ETS-kosten in de productieketens van het energiesysteem worden verwerkt in de dragerskosten volgens dezelfde methode beschreven in Paragraaf 2.4, en komen via deze weg terecht in de energiekosten van eindverbruikers. De ETS-kosten die direct door eindverbruikers zelf gemaakt worden (bijv. via uitstoot in de industrie) worden als aparte post toegevoegd aan het beeld van de eindgebruikerskosten (zie ook Paragraaf 2.6).

¹⁴ Voor de periode na 2030 zijn geen betrouwbare tijdsreeksen beschikbaar. Een oplopende prijs is aangenomen om te reflecteren dat toepassingen die steeds moeilijker zijn om te verduurzamen moeten worden aangepakt, en dus de benodigde marginale CO₂ prijs hoger moet zijn.

¹⁵ De hoeveelheid gratis ETS-emissierechten in 2025 is gekalibreerd op basis van publiek beschikbare data van de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa). Voor de jaren na 2025 zijn op dit moment geen officiële projecties of vastgestelde hoeveelheden beschikbaar. Wel zijn de Europese toewijzingsregels voor de periode na 2025 bekend. In het licht van de geleidelijke invoering van het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) en de daarmee samenhangende betere bescherming van de EU-markt tegen koolstoflekkage, ligt een afname van de gratis toewijzing in de tijd voor de hand. Deze verwachte ontwikkeling is, conform de geldende regelgeving, indicatief verwerkt in de gehanteerde tijdsreeks.

Naast de kosten voor de verschillende sectoren in het energiesysteem, heeft het ETS als keerzijde dat het inkomsten genereert voor de Nederlandse overheid. Deze inkomsten hangen echter af van de hoeveelheid rechten die de Nederlandse overheid mag veilen, alsmede mogelijke afdrachten aan bijvoorbeeld het Europese Social Climate Fund (SCF). De precieze berekening hiervan wordt uitgelicht in Hoofdstuk 6.3

2.4.4 SDE++

De SDE++ (Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie) is een exploitatiesubsidie die gericht is op het stimuleren van kosteneffectieve CO₂-reductie. De regeling staat open voor een breed palet aan technieken, waaronder hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte, groen gas, waterstofproductie, elektrificatie van industriële processen en CCS. De systematiek is gebaseerd op een tendermechanisme: projecten dienen jaarlijks een aanvraag in binnen vooraf vastgestelde openstellingsrondes. Daarbij wordt gewerkt met een gefaseerde openstelling waarbij technieken met lagere verwachte subsidiebehoefte (in euro per vermeden ton CO₂) eerder kunnen indienen. Toekenning vindt in beginsel plaats aan de meest kosteneffectieve opties, binnen het beschikbare budget en eventuele compartimentering van categorieën.

De SDE++ functioneert in de kern als een Contract for Difference (CfD). Voor elke categorie wordt een zogeheten basisbedrag vastgesteld (het maximale subsidiebedrag per eenheid productie of vermeden emissie), evenals een correctiebedrag dat is gekoppeld aan de relevante marktprijs (bijvoorbeeld elektriciteits- of gasprijs). De daadwerkelijke uitkering per jaar is het verschil tussen het basisbedrag en het correctiebedrag, met als bovengrens het toegekende subsidieplafond. Als de marktprijs stijgt, daalt de subsidie-uitkering; bij zeer hoge marktprijzen kan de uitkering zelfs op nul uitkomen. Omgekeerd leidt een lage marktprijs tot hogere uitkeringen. Daarmee is de uiteindelijke subsidiehoogte onzeker en afhankelijk van toekomstige marktontwikkelingen. Daarnaast geldt een maximaal budget per jaar en per openstellingsronde, wat de totale uitgaven begrenst.

Voor dit project is om praktische redenen gekozen voor een sterk vereenvoudigde benadering van de SDE++. In plaats van het modelleren van biedrondes, categorie-specifieke basis- en correctiebedragen en marktprijsafhankelijke uitkeringen, is gewerkt met een vast subsidietarief per eenheid productie of vermeden CO₂. Binnen de scope van het project zijn alleen die categorieën meegenomen die goed te koppelen waren aan de OPERA-verbruikscategorieën en waarvoor een directe doorwerking in het kostenbeeld kon worden gemodelleerd: elektriciteit uit zon-PV, productie van groene waterstof via elektrolyse, productie van groen gas en CCS. Voor deze categorieën is een vast tarief gehanteerd van €15,76 per GJ voor productie en €110 per ton CO₂ voor CCS (prijsniveau 2024), gebaseerd op de gemiddelde subsidie-intensiteit in de periode vóór de energiecrisis (2021–2023). Tevens is aangenomen dat het tarief constant blijft in de tijd en dat alleen productie uit recent gerealiseerde installaties (gedefinieerd als maximaal 15 jaar oud) in aanmerking komt voor subsidie.

Deze aanpak is nadrukkelijk rudimentair. Er wordt geen rekening gehouden met het CfD-karakter van de regeling, met variaties in marktprijzen, met tenderdynamiek of met budgetplafonds. Ook wordt geen onderscheid gemaakt tussen verschillende technologie-subcategorieën met uiteenlopende kostenniveaus en leerpaden. Het verleden biedt bovendien beperkt houvast voor de toekomst: als de transitie slaagt, zullen sommige technieken in kosten dalen en minder subsidie behoeven, terwijl in latere fasen mogelijk juist duurdere, moeilijker opschaalbare opties in de mix komen. Een vaste subsidie-intensiteit van bijvoorbeeld €17 per GJ is daarmee geen structureel robuuste voorspeller van toekomstige uitgaven.

Desondanks is het zinvol deze vereenvoudigde exercitie uit te voeren, zij het beperkt tot de deep-dive analyse in hoofdstuk 8.4 (analoog aan de benadering bij de ISDE). Het doel is niet om precieze budgettaire ramingen te geven, maar om inzichtelijk te maken hoe subsidies doorwerken in het kostenbeeld van het energiesysteem. Het aangenomen subsidiebedrag verlaagt de kosten in de relevante ketens en werkt daarmee door naar eindgebruikersprijzen. Subsidies op elektriciteitsproductie vertalen zich in een lagere elektriciteitsprijs en daarmee indirect ook in een lagere waterstofprijs voor eindgebruikers. Subsidies voor elektrificatie landen veelal direct bij eindverbruikers. Subsidies op CCS beïnvloeden zowel de kosten in koolstofketens als – afhankelijk van de sector – direct de kosten voor eindgebruikers. De exercitie maakt daarmee zichtbaar hoe gevoelig overheidsfinanciën én eindgebruikerskosten zijn voor de veronderstelde subsidie-intensiteit.

2.4.5 ISDE

De ISDE is een subsidie voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving. Hieronder vallen met name technologieën als isolatie en (hybride) warmtepompen. De ISDE vertaalt zich binnen INKTVIS als een gedeeltelijke vergoeding van de investeringskosten voor eindverbruikers. Hierbij wordt gesteld dat eindverbruikers 25% (RVO, 2026a) (RVO, 2026b) van hun investeringsopgave aan isolatie en warmtepompen gecompenseerd krijgen.

2.5 Eindgebruikerskosten

De totale kosten die elke eindverbruikerscategorie betaalt bestaan uit drie componenten:

-) De CAPEX en OPEX die over de eigen installaties gemaakt worden
-) Energiekosten
-) Belastingen en subsidies

De CAPEX en OPEX bestaan uit de geannualiseerde CAPEX en OPEX voor eindverbruikers zoals ze in Hoofdstuk 2.2 zijn berekend. Dit gaat om de kosten voor eigen installaties, zoals boilers in fabrieken of warmtepompen in de gebouwde omgeving.

De energiekosten per eindgebruiker worden berekend door het netto energieverbruik per dragersgroep (in PJ) te vermenigvuldigen met de gemiddelde dragerskosten zoals berekend in Hoofdstuk 2.3 (in EUR/PJ).

Een deel van de belastingen & subsidies is al verwerkt in de gemiddelde dragerskosten, en komt daarmee terug in de energiekosten die eindverbruikers betalen. Dit zijn de energiebelasting, brandstoffenaccijns, de SDE++, en de ETS-kosten die in de energiesector gemaakt worden. Een ander gedeelte komt naar voren als aparte kosten-/batenpost voor eindverbruikers. Dit zijn de ISDE-baten (geannualiseerd om vergelijkbaar te zijn met de geannualiseerde CAPEX) en de ETS-kosten over de uitstoot door eindverbruikers zelf.

Tezamen geven deze drie componenten de netto kosten gemaakt door elke eindverbruikerscategorie.

De OPERA-scenario's kunnen verschillen in de aangenomen omvang van bepaalde eindverbruikerscategorieën. Zo verschillen de verschillende scenario's in de economische omvang van de industrie. Om verschillende scenario's toch met elkaar te kunnen vergelijken, worden de totale kosten per eindgebruiker omgerekend naar gemiddelde kosten per eenheid activiteit. De "eenheid activiteit" verschilt per eindgebruiker. Voorbeelden hiervan zijn de geproduceerde hoeveelheid staal in tonnen, het aantal huishoudens in de gebouwde

omgeving, of het aantal gemaakte voertuigkilometers in de transportsector. Een resultaat is dan bijvoorbeeld de eindverbruikerskosten per ton geproduceerd staal.

2.6 Bandbreedte prijsvolatiliteit

De onzekerheid door prijsvolatiliteit is inherent aan economische analyses. Daarom is in dit rapport gekozen om te werken met een bandbreedte waarbinnen de resultaten zich bewegen. Alle scenario's zijn doorgerekend met hoge en lage energieprijzen, gebaseerd op de bandbreedtes zoals weergegeven in de Klimaat- en Energieverkenning 2025. Daarnaast zijn de kosten van alle technologieën, waaronder investeringskosten van bijvoorbeeld wind op zee, kernenergie en elektriciteitsinfrastructuur, gevarieerd met $\pm 50\%$ om de gevoeligheid van de resultaten te verkennen. Beide kostenvariëaties zijn voorstelbaar: energieprijzen zijn volatiel en gebaseerd op een bron, terwijl technologiekosten in het recente verleden ook sterk fluctueerden, afhankelijk van materiaalkosten en de beschikbaarheid van geschoold personeel. In de grafieken wordt deze variatie weergegeven als een grijs vlak: de onderkant toont het laagste resultaat van alle scenario's gecombineerd met lage kostenaannames, de bovenkant het hoogste resultaat van alle scenario's met hoge kostenaannames. Het gaat dus niet om de bandbreedte van één specifiek scenario, maar om de spreiding over alle tien de scenario's, inclusief de onzekerheid in energieprijzen en investeringskosten.

3 Resultaten jaarlijkse systeemkosten

Dit hoofdstuk rapporteert de systeemkosten die zijn berekend voor de verschillende geanalyseerde scenario's, evenals de verschillende bouwstenen waaruit deze kosten zijn samengesteld. De kosten zijn ingedeeld in de ketens die het energiesysteem vormen: koolstof (3.1), elektriciteit (3.2), waterstof (3.3), warmte (3.4) en de investeringen van eindverbruikers (3.5).

Het verschil tussen de totale kosten van de scenario's wordt sterk beïnvloed door de onderliggende verhaallijnen en aannames (bijvoorbeeld industriële en economische groei en de daarmee samenhangende energievraag, technologiekosten, energiepotentieel en duurzaamheidsambities – zie Paragraaf 2.1 voor de scenariobeschrijving), en door methodologische keuzes (zie Hoofdstuk 9 voor geïdentificeerde methodologische aspecten). Enkele uitgelichte verschillen:

-) De meeste scenario's veronderstellen dat de vastgestelde doelen voor broeikasgasreductie worden gerealiseerd. Het KEV-reconstructiescenario vormt hierop een uitzondering en fungeert als een referentie: dit scenario houdt uitsluitend rekening met emissiereducties die voortvloeien uit vastgesteld beleid, waardoor de klimaatdoelen niet worden gehaald.
-) Sommige scenario's, zoals de Minder competitief-varianten, LCI26 en de industrievarianten C&I, MC en MC&I binnen TRANSFORM, uit van een afnemende industriële activiteit.
-) Verder maken aanvullende sectorale broeikasgasemissiedoelstellingen en doelstellingen voor het eindverbruik van energie (zoals in ADAPT en TRANSFORM), evenals beperkingen in de mogelijkheden om via buitenlandse handel de binnenlandse mismatch tussen productiemix en gevraagde energiemix op te lossen (bijvoorbeeld in de TVKN-scenario's voor 2050) of expliciete keuzes voor het uitfaseren van fossiele brandstoffen (zoals in TVKN SR-20), de onderlinge vergelijking tussen scenario's complexer.

Voor een juiste interpretatie van de resultaten is het belangrijk deze verschillen in uitgangspunten en benaderingen in gedachten te houden.

Interpretatie van de bandbreedte

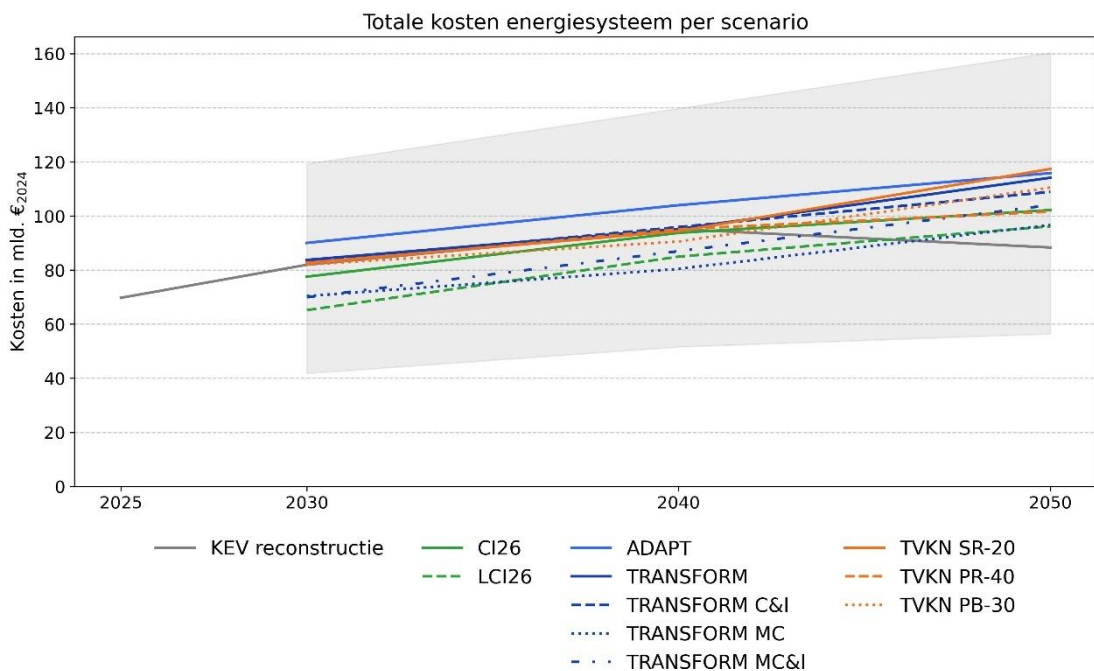
De gepresenteerde bandbreedte is geconstrueerd op basis van flinke uitersten, maar wel binnen spreidingen die in het verleden zijn geobserveerd. Dit resulteert in een grote variatie in uitkomsten: van -27 tot +24 miljard euro in 2025 en oplopend naar -34 tot +40 miljard euro in 2050. Het is belangrijk om deze onzekerheid in ogenschouw te nemen bij het sturen op de ontwikkeling van het energiesysteem: niet te precies willen sturen op de kosten van de transitie.

Deze onzekerheid is inherent en maakt het weinig zinvol om exact op een bepaald kostenniveau uit te komen – zowel voor de totalen als voor afzonderlijke onderdelen. Voor een deel is wel te sturen, maar dan moet duidelijk zijn waar de prijsonzekerheid uit bestaat. Een exacte analyse valt buiten de scope van dit rapport, maar het spreekt voor zich dat de aard van de onzekerheid verandert naarmate het systeem evolueert.

De inkoop van fossiele brandstoffen vormt nu een groot deel van de kosten, inclusief de volatiliteit van brandstofprijzen. Het systeem is daardoor gevoelig voor prijsschokken. In een duurzaam systeem verschuift dit naar investeringen in technologie, waarbij vooral prijsrisico op duurzame technologie relevant wordt.

Voor een deel kan op prijsrisico worden gestuurd, bijvoorbeeld door te investeren in betrouwbare waardeketens en het benutten van leercurves. Tegelijk blijven er externe onzekerheden waar beleid robuust tegen moet zijn.

Op dit moment spelen beide factoren: investeringen in fossiele brandstoffen om het huidige systeem draaiende te houden én investeringen in het toekomstige systeem. Naarmate meer is geïnvesteerd, wordt duidelijk tegen welke prijs dit is gebeurd en neemt de afhankelijkheid van brandstoffen af. De onzekerheid zal dus afnemen over tijd. Door het geannualiseerde karakter van de weergave komt dit nu niet sterk naar voren.



Figuur 3.1: Totale kosten energiesysteem per scenario

Figuur 3.1¹⁶ toont de ontwikkeling van de geannualiseerde kosten van het Nederlandse energiesysteem tussen de geanalyseerde periode in de verschillende beschouwde scenario's. De systeemkosten worden berekend zoals beschreven in Paragraaf 2.2, en houden daarom rekening met een sociale disconteringsvoet WACC van 2,8% in alle scenario's om het gemaximaliseerde welvaart vanuit maatschappelijk perspectief van het energiesysteem weer te geven. De belangrijkste inzichten uit de figuur zijn:

-) De resultaten van de scenario's hebben betrekking op de periode 2030-2050. Om een basis te bieden voor de evolutie van deze kosten, wordt het KEV-reconstructiescenario gebruikt om het kostenniveau voor 2025 te schatten, wat resulteert in 71 miljard euro. De totale kosten variëren tussen 66 en 91 miljard euro, 82 en 106 miljard euro en 90 en 120 miljard euro voor respectievelijk de jaren 2030, 2040 en 2050.

Verschillen in 2030

Er is al in 2030 een opmerkelijk verschil in de totale kosten tussen de scenario's, namelijk ongeveer 25 miljard euro. Deze verschillen manifesteren zich vooral tussen de ADAPT- en TRANSFORM-scenariobasis enerzijds en de 2026-industriescenario's anderzijds; bij de TVKN-scenario's zijn de kostenverschillen in 2030 aanzienlijk kleiner.

De hogere kosten in ADAPT ten opzichte van TRANSFORM hangen samen met hogere activiteitsniveaus: door leefstijlveranderingen ligt de vraag naar energie en industriële productie in TRANSFORM lager, wat resulteert in lagere systeemkosten en minder investeringen door eindverbruikers. De 2026-industriescenario's kennen in 2030 nog lagere kosten dan de TRANSFORM-scenariobasis. Dit komt doordat zij uitgaan van een kleinere industriële omvang en/of een grotere import van halffabricaten, waardoor minder primaire omzetting binnen Nederland nodig is en de kosten van met name de elektriciteits- en koolstofketen lager uitvallen.

Een aanvullende verklaring voor de kostenverschillen in 2030 ligt in de rol van sectorale doelstellingen en het EED-doel. Deze extra beleidsdoelen kunnen leiden tot hogere kosten, omdat zij in sommige scenario's aanleiding geven tot andere keuzes in het energiesysteem en extra investeringen. In de 2026-industriescenario's is dit effect echter beperkt: door de combinatie van een kleinere industrie en het geldende CO₂-doel wordt aan deze aanvullende doelen in 2030 grotendeels automatisch voldaan. In ADAPT en TRANSFORM daarentegen vragen deze doelen wel om aanvullende systeemkeuzes, wat bijdraagt aan hogere kosten.

-) Over het algemeen laten de trajecten van de systeemkosten in de verschillende scenario's een gemeenschappelijke trend zien, waarbij ze blijven stijgen tot 2050, met uitzondering van het KEV-reconstructiescenario, waarvan de kosten voor dat jaar dalen ten opzichte van 2040. Deze gemeenschappelijke stijging in de andere scenario's vertaalt zich in een jaarlijkse kostenstijging van 2025 tot 2050 in de orde van grootte van 1,0-2,1%. In 2050 kent het TVKN-scenario SR-20 de hoogste systeemkosten, met 117 miljard euro, gevolgd door ADAPT en TRANSFORM met respectievelijk 116 en 114 miljard euro.

¹⁶ De specifieke kosten voor de scenario's 'Competitief & import' en 'Minder competitief & import' van TRANSFORM voor het jaar 2040 worden **niet weergegeven in de figuur en in de overige figuren in het rapport**, waarin alleen de waarden voor 2030 en 2050 worden weergegeven. Dit is een methodologische beslissing, aangezien deze scenarioresultaten die werden gebruikt om de kosten te berekenen, een aanzienlijke piek in de invoer van waterstof en ammoniak lieten zien, die methodologisch niet deugdelijk werden geacht en daarom niet in aanmerking worden genomen/worden weergegeven om bevooroordeelde of onbetrouwbare conclusies over de kosten in dit rapport te voorkomen.

-) De verschillen in systeemkosten tussen de scenario's worden in belangrijke mate verklaard door verschillen in het niveau, de samenstelling en de verduurzamingsgraad van economische en maatschappelijke activiteiten. Scenario's met een hogere mate van energie- en materiaalintensieve activiteit kennen een hogere energievraag en daarmee hogere totale systeemkosten, wat verklaart waarom ADAPT structureel hogere kosten laat zien dan TRANSFORM¹⁷. Hoewel beide scenario's uitgaan van een vergelijkbare macro-economische ontwikkeling, veronderstelt TRANSFORM een verschuiving naar een minder energie-intensieve economie en hogere duurzaamheidsambities¹⁸, wat resulteert in een lager energieverbruik en lagere systeemkosten. Een vergelijkbaar effect is zichtbaar tussen CI26 en LCI26, waar de kleinere omvang van de energie-intensieve industrie leidt tot lagere systeemkosten. In algemene zin geldt dat scenario's met minder energie-intensieve activiteiten en een verdergaande afbouw van fossiele inzet lagere systeemkosten kennen dan scenario's met een meer energie-intensieve economische structuur.¹⁹
-) Het KEV-reconstructiescenario, waarin de klimaatdoelstellingen niet worden gehaald en het energiesysteem grotendeels fossiel blijft, laat een duidelijk afwijkend kostenpad zien ten opzichte van de overige scenario's. In dit scenario stijgen de totale jaarlijkse systeemkosten met 1,0% tussen 2025 en 2050: tussen 2025 en 2040 stijgen ze met circa 2,1% per jaar (van 70 miljard euro naar ongeveer 95 miljard euro), waarna de kosten richting 2050 dalen tot circa 88 miljard euro (-0,7% per jaar). In vergelijking met de scenario's waarin de klimaatdoelstellingen wel worden gerealiseerd, resulteert dit in een ander kostenprofiel over de tijd. Het verschil in de kostenontwikkeling tussen het KEV-reconstructiescenario en de overige scenario's (circa 0,3–1,2% over de periode 2025–2050) weerspiegelt in belangrijke mate de extra investeringen die nodig zijn om de klimaatdoelstellingen te realiseren. De opbouw van de kosten is duidelijk anders (zie ook rest van het hoofdstuk), maar dit leidt pas in de periode tot 2050 tot substantiële verschillen in het totaal.
-) Ter duiding van deze kostenontwikkeling is het relevant deze te plaatsen naast de bredere economische context. De gemiddelde historische economische groei in Nederland sinds 2008 bedraagt ongeveer 1,3% per jaar (Wereldbank, 2025), terwijl de WLO-scenario's uitgaan van een gemiddelde jaarlijkse groei tussen 0,5 en 2%. De basisvarianten van ADAPT en TRANSFORM veronderstellen een economische groei van circa 1,7% per jaar, en positioneren zich daarmee aan de hogere kant van deze bandbreedte (zie paragraaf 2.1). Bij aanzienlijk lagere economische groei zou ook een lager niveau van economische activiteit en energievraag horen, wat logischerwijs leidt tot lagere systeemkosten. Tegen deze achtergrond is het consistent om de kostenontwikkeling in deze studie primair te relateren aan de hogere groeiscenario's. In dat licht lopen de totale jaarlijkse systeemkosten in de scenario's waarin klimaatdoelen worden gehaald grofweg in de pas met de economische groei, waardoor de omvang van de energievoorziening in verhouding tot de totale economie over de tijd ongeveer constant blijft.

Voor de 2026-industriescenario's en het KEV-reconstructiescenario wordt de verdeling van de systeemkosten over de vijf sectoren nader bekeken. In principe biedt een vergelijking van alle scenario's het meeste inzicht in hoe verschillende beleids- en systeemkeuzes doorwerken in de kosten, waaronder verschillen in import, emissiedoelen en de afbouw van

¹⁷ Hogere systeemkosten betekenen niet automatisch hogere kosten voor eindverbruikers; zij weerspiegelen in veel gevallen een hoger productieniveau en bijbehorende investeringen. De doorwerking naar kosten voor huishoudens en bedrijven wordt afzonderlijk geanalyseerd in hoofdstuk 7.

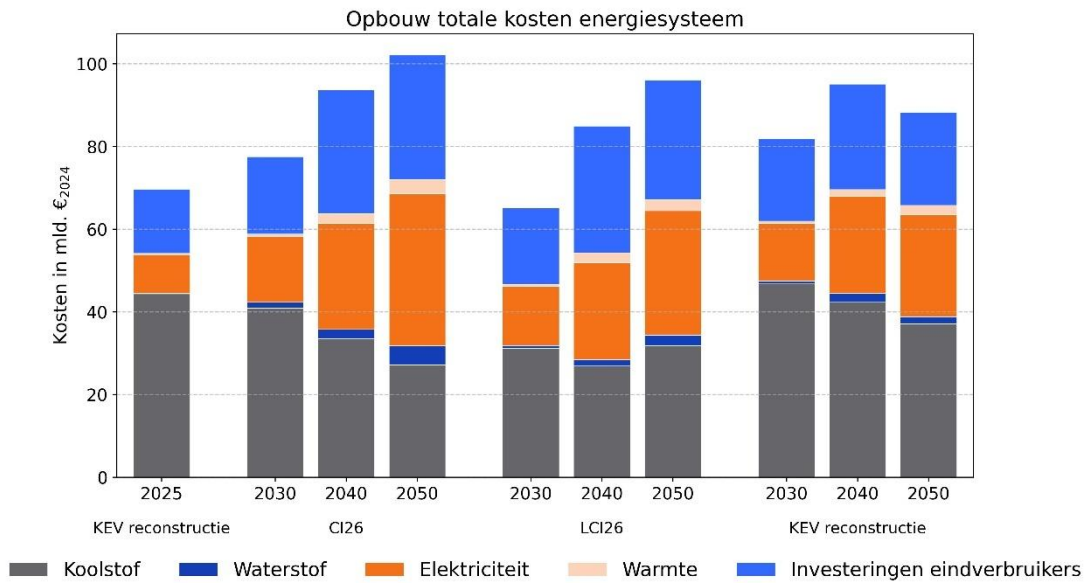
¹⁸ TRANSFORM en de 2026-industriescenario's kennen hogere duurzaamheidsambities dan ADAPT, waaronder respectievelijk circa 95% en 100% afbouw van fossiele olieproducten in bunkerbrandstoffen, wat de samenstelling en kostenstructuur van het energiesysteem beïnvloedt.

¹⁹ Een deel van de kostenverschillen valt buiten de scope van het energiesysteem: scenario's met een kleinere binnenlandse industrie gaan gepaard met meer import of minder export van goederen, waardoor economische effecten deels buiten de nationale systeemkosten tot uitdrukking komen.

fossiele inzet. Om praktische redenen is echter een selectie gemaakt. De keuze om in te zoomen op de 2026-industriescenario's is inhoudelijk gemotiveerd, omdat deze specifiek zijn ontwikkeld ter ondersteuning van het Nationaal Programma Energiesysteem, dat ook het centrale kader van dit rapport vormt. Het KEV-reconstructiescenario fungeert daarbij als contrasterend referentiepunt, doordat het uitgaat van een wezenlijk andere ontwikkeling van het energiesysteem.

Figuur 3.2 toont de uitsplitsing van de nationale kosten en de bijdrage van koolstof, waterstof, elektriciteit, warmte en investeringen door eindverbruikers door de jaren heen. De evolutie van de nationale kosten in deze scenario's weerspiegelt niet alleen een stijging als gevolg van de economische groei en het klimaatbeleid dat daarmee gepaard gaat, maar ook een verschuiving in de sectorale verdeling van de kosten. Dit leidt tot veranderingen in de bijbehorende subsystemen van de nationale kosten, waarbij de invoer van energiedragers voornamelijk wordt vervangen door kapitaalkosten in verband met investeringen in de energie- in de verschillende energiesubsectoren:

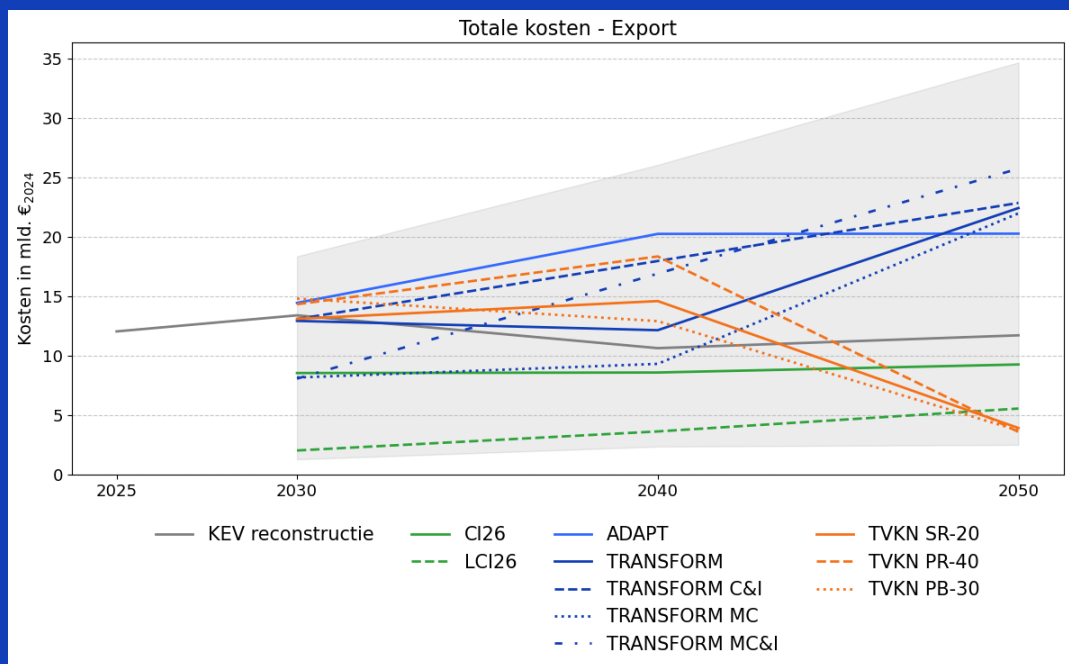
- › Er is een duidelijke algemene trend te zien: tegen 2050 nemen de kosten die samenhangen met koolstofdragers af. In vergelijking met 2025 dalen deze kosten met 16% in het scenario KEV reconstructie, met 39% in CI26 en met 28% in LCI26. Dit komt doordat sectoren minder gebruik gaan maken van fossiele brandstoffen zoals aardgas, olie en steenkool, en hun activiteiten aanpassen.
- › Tegelijkertijd verschuift het energiesysteem steeds meer richting elektriciteit. Sectoren gaan meer elektrificeren, wat vraagt om extra investeringen in de opwekking, opslag en infrastructuur van elektriciteit. Hierdoor nemen de kosten in deze elektriciteitsketen juist toe. In het scenario KEV reconstructie stijgen de elektriciteitgerelateerde kosten in 2050 tot 25 miljard euro, tegenover 9 miljard euro in 2025 (een toename met een factor 2,6). In de scenario's CI26 en LCI26 lopen deze kosten op tot respectievelijk 37 en 30 miljard euro, wat neerkomt op een stijging met een factor 3,9 en 3,2.
- › Bovendien worden de investeringen van eindverbruikers, zoals energiebesparende maatregelen zoals isolatie of de inzet van warmtepompen, en veranderingen in processen in de industrie een pijler van de nationale kosten. KEV reconstructie vertoont een stijging, met name in 2040, maar de bijdrage van de investeringen van eindverbruikers is significanter bij zowel CI26 als LCI26, waardoor de bijdrage aan de totale systeemkosten in 2050 bijna verdubbelt ten opzichte van het niveau van 2025.
- › De rol van warmte en waterstof in de totale nationale kosten van de drie scenario's wordt relevanter tegen 2050, maar blijft vrij beperkt (ook in niet getoonde scenario's) in vergelijking met de andere ketens, met een bijdrage van 1-4% van de totale kosten.



Figuur 3.2: Opbouw totale kosten energiesysteem

Export

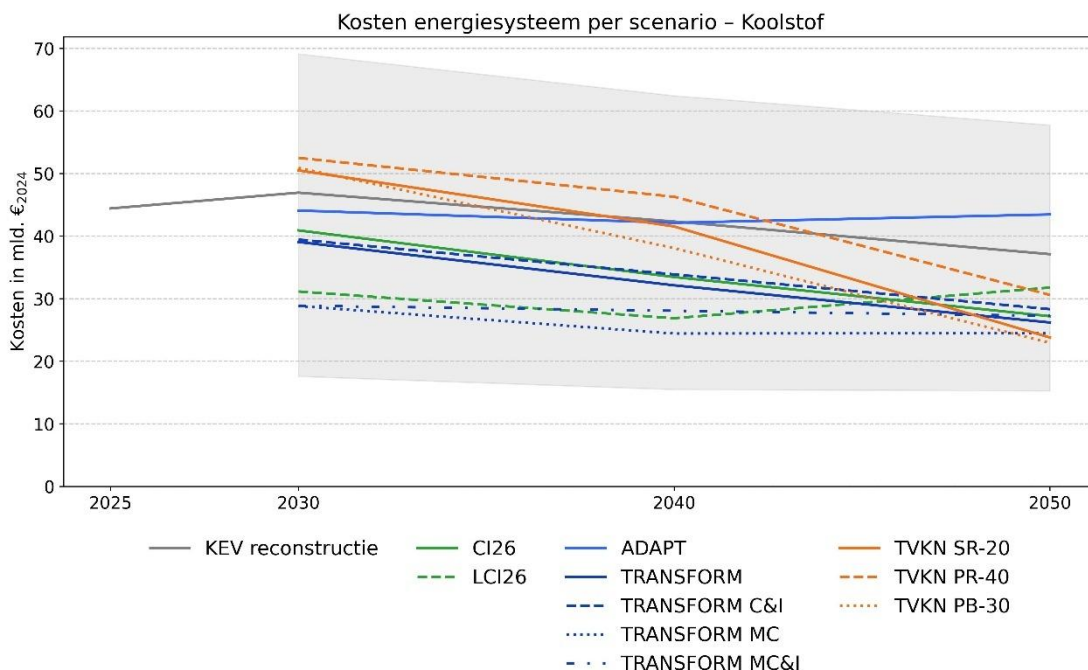
De figuren in dit hoofdstuk tonen de totale nationale kosten om aan de energievraag te voldoen. Een deel van deze vraag komt echter vanuit het buitenland; de bijbehorende kosten worden niet door Nederlandse eindgebruikers gedragen. Hoewel deze exportkosten in de cijfers zijn meegenomen, vormen ze in feite inkomsten voor het Nederlandse energiesysteem. Vanuit het buitenland zijn het kosten voor import van Nederlandse energiedragers; vanuit Nederland zijn het inkomsten. Hierdoor lijken de nationale kosten in deze figuren hoger, omdat de opbrengsten uit export niet in mindering zijn gebracht.



Figuur 3.3: Totale kosten - Export

3.1 Keten koolstof

De nationale kosten binnen de koolstofketen maken deel uit van het op koolstofmoleculen gebaseerde systeem. De componenten van deze keten omvatten koolstofbronnen, zoals brandstoffen van fossiele, biogene of synthetische oorsprong, gerecycled plastic of direct air capture (DAC), het beheer van genoemde koolstof met koolstofafvang en -opslag (CCS) en de bijbehorende infrastructuur. De rol van koolstof in het op moleculen gebaseerde systeem is tweeledig: ten eerste voor energiegebruik en ten tweede als grondstof voor de productie van chemicaliën en kunststoffen. Om het fossiele gebruik van dit op moleculen gebaseerde systeem uit te faseren en de klimaatdoelstellingen in de scenario's te halen, moet het systeem overschakelen van fossiele brandstoffen naar alternatieve routes.

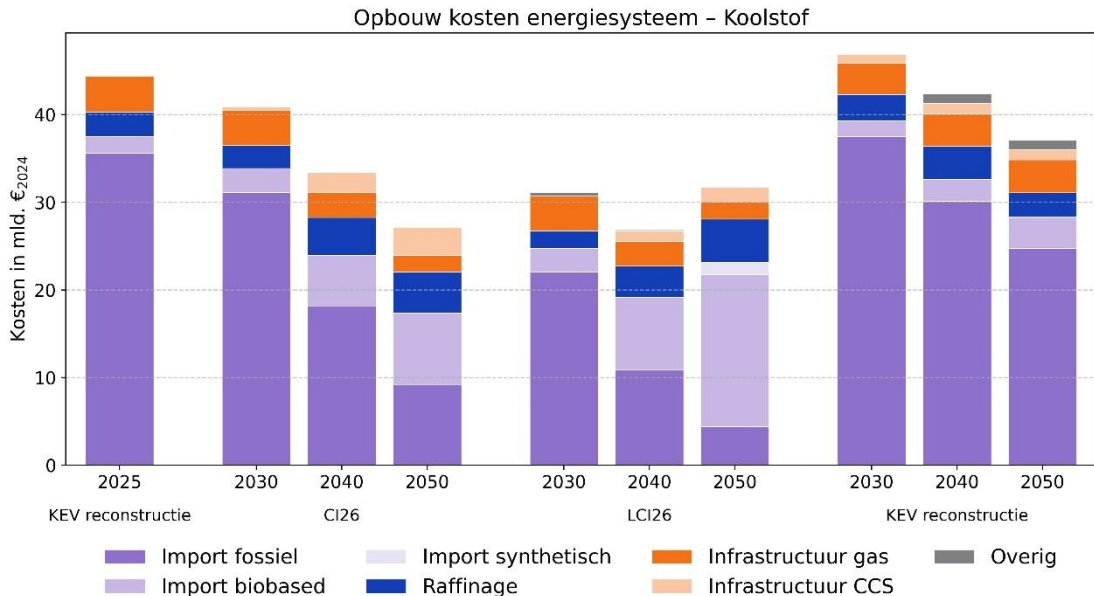


Figuur 3.4: Kosten energiesysteem per scenario - Koolstof

Figuur 3.4 toont de nationale kosten in verband met de koolstofketen in de geanalyseerde scenario's.

-) De koolstofketen in 2030 vertegenwoordigt in alle scenario's ongeveer 49% tot 64% van de totale systeemkosten (tussen 29 en 53 miljard euro). Alle scenario's laten een daling zien van de koolstofgerelateerde kosten tussen 2040 en 2050. De algehele vermindering van de rol van koolstof in de scenario's leidt tot een vermindering van de importbehoefte aan fossiele brandstoffen, wat de waargenomen daling van de kosten verklaart. Tegen 2050 daalt het aandeel ervan in de totale nationale kosten tot 21% tot 42%, met een kostenbijdrage van 24-44 miljard euro.
-) Bepaalde scenario's laten in 2050 een marginale stijging zien ten opzichte van 2040 (d.w.z. ADAPT, LCI26). ADAPT wordt gekenmerkt door de grote rol van CCS in het energiesysteem, dat hierop vertrouwt om de klimaatdoelstellingen te halen. In 2050 nemen de activiteiten van CCS en de raffinaderijen van de 2026-industriescenario's toe, wat leidt tot een stijging van de kosten in dat jaar. De hogere activiteit van de raffinaderijen is geen fossiele raffinage. Het is de brandstofconversie naar andere, niet op fossiele brandstoffen gebaseerde dragers, namelijk synthetische en biobrandstoffen. In

het geval LCI26 is de belangrijkste stijging van de kosten in 2050 het gevolg van de invoer van (bio)brandstoffen.



Figuur 3.5: Opbouw kosten energiesysteem - Koolstof

De koolstofkosten kunnen worden ingedeeld in verschillende kostencategorieën. **Figuur 3.5** toont een indeling van de koolstofgerelateerde kosten voor de KEV- en 2026-industriescenario's over de geanalyseerde jaren. De kosten van de invoer uit biobronnen omvatten geraffineerde biobrandstoffen en ruwe biomassa, en de kosten van raffinaderijen omvatten conversies voor alle soorten brandstoffen (fossiel, bio, synthetisch). Enkele belangrijke conclusies uit de figuur zijn:

-) Een groot deel van de kosten in 2025 en 2030 wordt veroorzaakt door de invoer van fossiele brandstoffen. Deze bijdrage verschuift over de tijd, waarbij een scherpe daling naar 2040 en 2050 wordt waargenomen, met name onder LCI26. De 2026-industriescenario's gaan uit van een vervanging van fossiele brandstoffen en een vermindering van hun bijdrage aan de koolstofkosten in CI26 tot ongeveer 9 miljard euro, en in LCI26 tot 4 miljard euro in 2050. Een deel van deze kosten wordt vervangen door de invoer van biobrandstoffen. In de KEV reconstructie is er nog steeds een grote afhankelijkheid van ingevoerde fossiele brandstoffen, die in 2050 25 miljard euro bijdragen aan de koolstofkosten.
-) Een ander verschil tussen de 2026-industriescenario's en de KEV-reconstructie zijn de kosten in verband met de gasinfrastructuur. De 2026-industriescenario's laten een beperkte daling zien van 2 miljard euro in 2050 ten opzichte van 2030, terwijl in het KEV-reconstructie scenario deze kosten gedurende de jaren op hetzelfde niveau blijven (~4 miljard euro), wat aangeeft dat gas nog steeds wordt gebruikt als brandstof voor de verschillende energieactiviteiten.²⁰
-) Een aparte (maar marginale) kostencategorie die in 2050 onder LCI26 voorkomt, is de invoer van synthetische brandstoffen, die 1 miljard euro bedraagt, terwijl de rol van

²⁰ In deze analyse zijn eventuele kosten voor het verwijderen of saneren van gasinfrastructuur niet meegenomen. Conform de huidige regelgeving kan het buiten gebruik stellen van gasnetten gepaard gaan met aanvullende verplichtingen tot verwijdering, wat in de praktijk kan leiden tot hogere kosten dan hier weergegeven. OPERA houdt geen rekening met dergelijke verwijderingskosten.

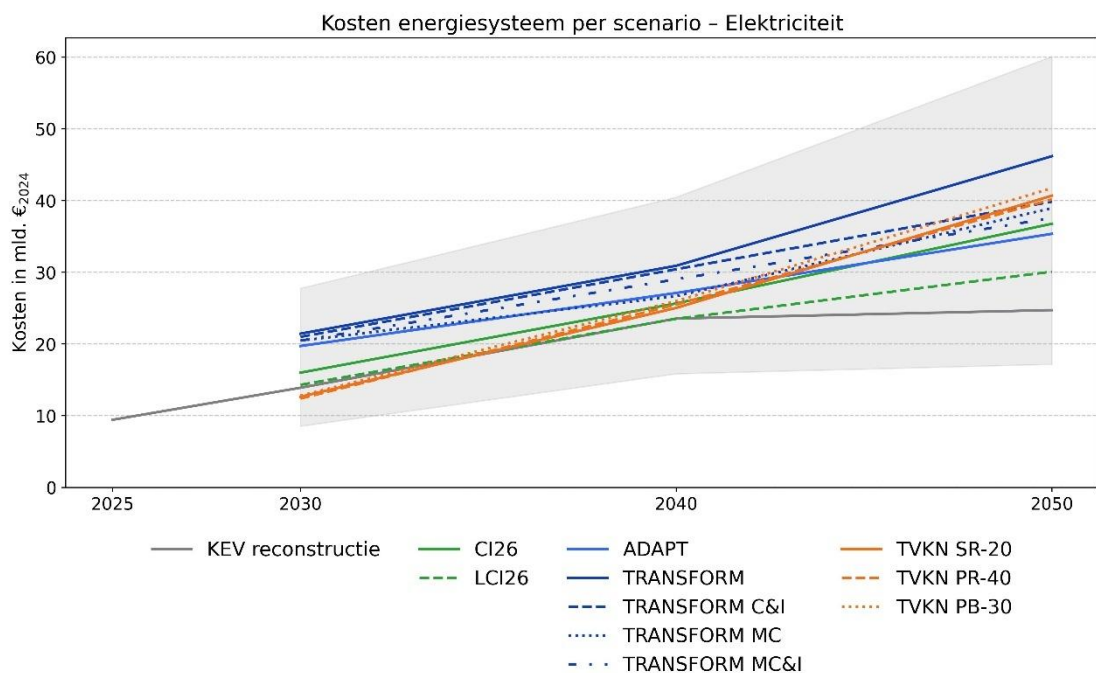
ingevoerde synthetische brandstoffen in de andere twee scenario's niet prominent aanwezig is.

-) Over het algemeen is de daling van de koolstofkosten in de scenario's te danken aan een geringere afhankelijkheid van de invoer van fossiele brandstoffen. De omvang van deze daling varieert per scenario, met bepaalde compenserende effecten van stijgende kosten voor de invoer van biobrandstoffen (bijvoorbeeld LCI26) en raffinage- en CCS-activiteiten.

3.2 Keten elektriciteit

De nationale kosten in verband met de elektriciteitsketen worden voornamelijk gevormd door de capaciteitsuitbreiding van opwekkingstechnologieën en de netwerkinfrastructuur.

Het is belangrijk op te merken dat de kosten voor onshore-infrastructuur in alle scenario's gelijk worden behandeld, op basis van de geraamde kosten door het Interdepartementaal Beleidskundig Onderzoek (IBO, 2025). Deze benadering houdt dus geen rekening met de verschillende specifieke infrastructuurbehoeften die bij elke scenario-configuratie horen, wat kan leiden tot een onderschatting of overschatting van de netwerkkosten in vergelijking met het elektrificatieniveau van de scenario's. De kosten voor het offshore-netwerk worden geschat op basis van dezelfde bron, maar worden geschaald naar het niveau van offshore windenergie van elk scenario.



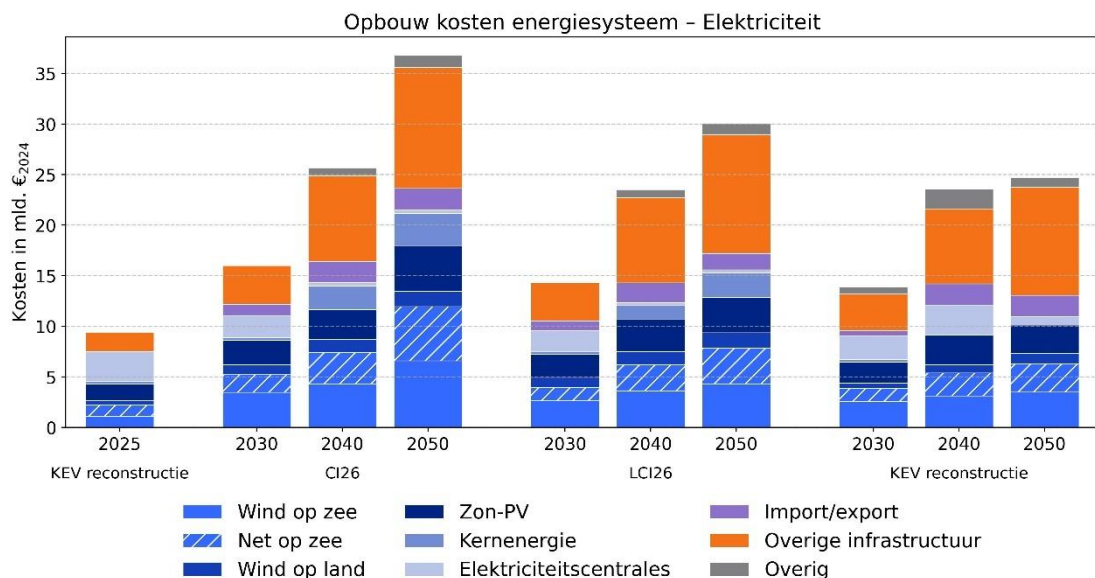
Figuur 3.6: Kosten energiesysteem per scenario - Elektriciteit

Figuur 3.6 toont de kosten van de elektriciteitsketen in de verschillende scenario's. Uit de figuur kunnen enkele belangrijke conclusies worden getrokken:

-) Voor deze keten is een duidelijke trend waarneembaar, waarbij de kosten voor elk zichtjaar stijgen en tegen 2050 toenemen. De bijdrage aan de totale systeemkosten van deze keten neemt diensgevolge toe, van een aandeel van 15-29% in 2030 tot 28-40% in 2050. Deze stijging van de kosten is voornamelijk het gevolg van de uitbreiding van de netwerkinfrastructuur en investeringen in energieproductie (d.w.z. wind, zon, kernenergie,

enz.) als gevolg van de toenemende elektrificatie van het energiesysteem zoals voorzien in de scenario's. Deze kosten bedragen in totaal 25-47 miljard euro in 2050.

-) KEV-reconstructie laat de laagste systeemkosten zien, die in 2040 stijgen tot 24 miljard euro en tegen 2050 op hetzelfde niveau blijven. Aan de andere kant zijn de elektriciteitskosten het hoogst in TRANSFORM, met 46 miljard euro in 2050, gevolgd door de TVKN-scenario's, met 40-42 miljard euro. Deze verschillen in kosten worden veroorzaakt door drie belangrijke factoren: opnieuw de energievraag in de scenario's, de daaruit voortvloeiende technologiemix aan de elektriciteitsvoorzieningszijde (bijvoorbeeld hogere ambities voor de inzet van offshore windenergie), en in mindere mate de technologiekosten die in de scenario's worden verondersteld. In het geval van TRANSFORM en de TVKN-scenario's wordt uitgegaan van een grootschalige inzet van offshore windenergie tegen 2050, die bijna de helft van de elektriciteitskosten in dat jaar vertegenwoordigt (inclusief het offshore-net), wat resulteert in de hoge kosten die in de figuur worden weergegeven.



Figuur 3.7: Opbouw kosten energiesysteem - Elektriciteit

Een nadere beschouwing van de componenten van de elektriciteitssysteemkosten voor de 2026-industrie- en KEV reconstructie-scenario's is weergegeven in **Figuur 3.7**. De belangrijkste conclusies zijn:

-) Zoals eerder genoemd komt het KEV-reconstructiescenario in 2050 uit op 24 miljard euro aan elektriciteitskosten. Deze kostenstijging wordt grotendeels toegeschreven aan investeringen in infrastructuur voor de elektrificatie van het energiesysteem. Daarbij wordt herhaald dat de hiervoor geraamde infrastructuurkosten van bijna 13 miljard euro één-op-één zijn overgenomen uit de IBO-studie en de inschatting van de kosten van het offshore-netwerk, en dus niet endogeen uit de modelering van het scenario zelf voortkomen. Gezien de relatief beperkte rol van elektriciteit in het KEV-reconstructiescenario is het de vraag in hoeverre deze omvang van infrastructuurinvesteringen volledig in lijn is met de aannames van dit scenario. Tegelijkertijd gaat het scenario uit van een beperktere uitrol van wind- en zonne-energie, waardoor de kosten voor deze technologieën tegen 2050 beperkt blijven tot circa 8 miljard euro, duidelijk lager dan in de 2026-industriescenario's.
-) In het CI26-scenario bedragen de netto kosten van de elektriciteitsketen ongeveer 37 miljard euro in 2050, tegenover 16 miljard euro in 2030. Dit is het gevolg van bijna een verdubbeling van de kosten van de uitbreiding van de opwekking (zonne-energie,

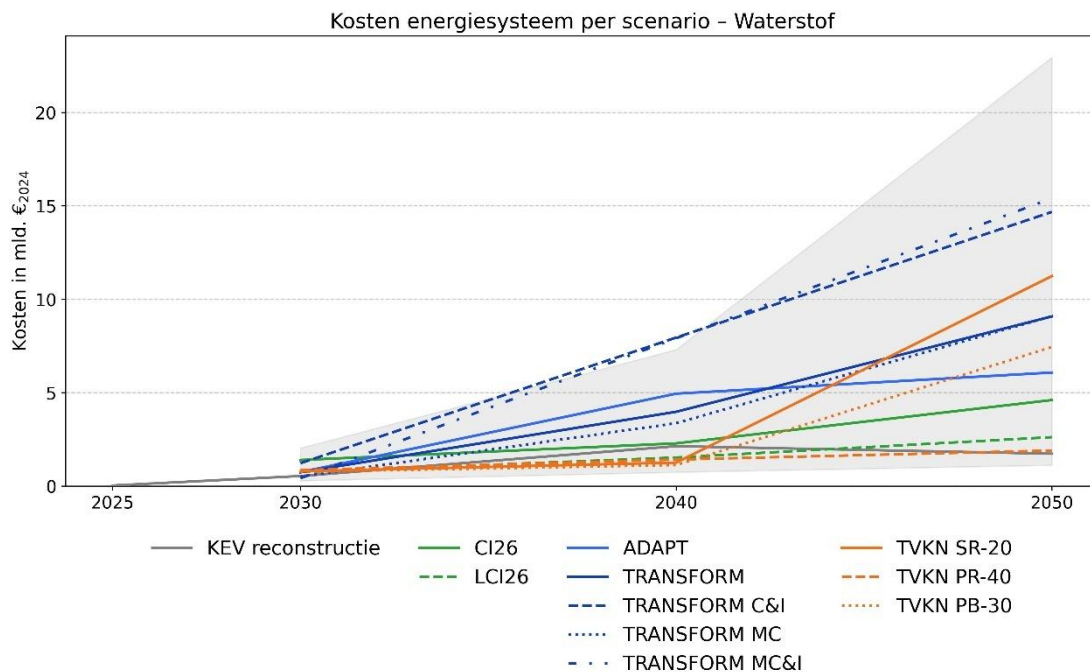
windenergie en elektriciteitscentrales) van 9 miljard euro in 2030 tot 13 miljard euro in 2050. De rest van de kosten bestaat uit de bijbehorende investeringen in de versterking van het elektriciteitsnet (17 miljard euro, inclusief kosten voor het offshore-net).

Soortgelijke trends worden waargenomen in het LCI26-scenario, maar met lagere totale kosten als gevolg van de andere aannames over de vraag in het scenario.

Over het geheel genomen blijven de kosten voor netwerkinfrastructuur een belangrijk onderdeel van de elektriciteitskosten, met een aandeel van ongeveer 24-39% van de nationale kosten in 2030 tot 43-53% in 2050. Het belangrijkste verschil tussen de 2026-industriescenario's en KEV-reconstructie komt neer op de extra productiecapaciteit en het geschaalde offshore-netwerk in verband met de toename van offshore windenergie.

Onder CI26 stijgen de kosten voor dit offshore-netwerk tot 5,4 miljard euro in 2050, vergeleken met 3,5 en 3 miljard euro voor de LCI26 en KEV-reconstructie scenario, die uitgaan van een beperkte uitbreiding van offshore windenergie met 18 en 23 GW, tegenover 35 GW voor CI26.

3.3 Keten waterstof

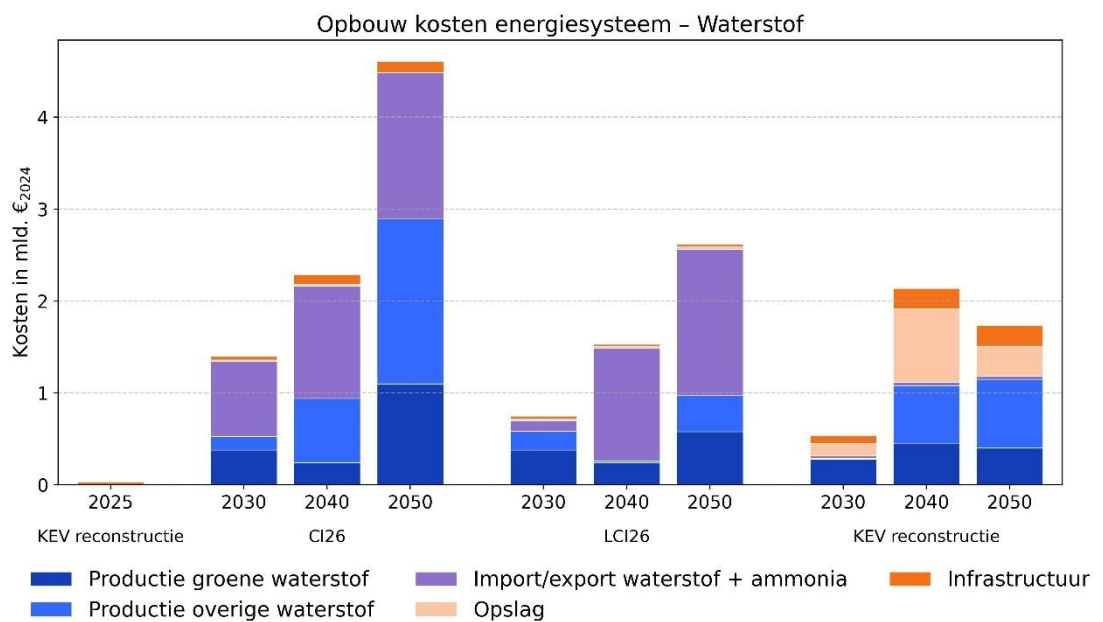


Figuur 3.8: Systeemkosten van de waterstofketen²¹

De kosten van de waterstofketen omvatten de kosten van de binnenlandse productie van waterstof en ammoniak, de import/export van deze energiedragers en de bijbehorende infrastructuur, zoals opslag. Deze energiedragers maken deel uit van het op moleculen gebaseerde systeem en hebben twee belangrijke functies in het systeem, vergelijkbaar met koolstof: als energiebron en als grondstof voor industriële activiteiten (zoals meststoffen of staalproductie) en voor de productie van brandstof in raffinaderijen. **Figuur 3.8** toont de evolutie van deze kosten in de verschillende scenario's. De belangrijkste conclusies van de figuur zijn:

²¹ Zoals eerder benoemd is het resultaat voor TRANSFORM MC en MC&I voor zichtjaar 2040 niet opgenomen in de figuur. Hierdoor lijkt het visueel alsof het resultaat buiten de bandbreedte valt. Dit is niet het geval. Er ligt geen datapunt aan ten grondslag, en het betreft het lineair doortrekken van het 2030 naar het 2050 resultaat.

-) In 2030 is het aandeel van waterstof in de totale nationale kosten in de geanalyseerde scenario's marginaal (minder dan 2%, of 2 miljard euro). De evolutie van deze kosten wordt bepaald door de onderliggende verhaallijnen van de verschillende scenario's. Scenario's met gematigde aannames over de rol van waterstof in het energiesysteem (bijvoorbeeld KEV-reconstructie, CI26, TVKN PR-40) vertonen een stabiel laag kostentraject over de jaren. Het gaat hierbij om zogenoemde verhandelbare waterstof. Waterstof dat binnen industriële processen geproduceerd en direct gebruikt wordt is geen onderdeel van deze resultaten.
-) Tegen 2050 wijzen de kostenramingen op een grote variabiliteit tussen de scenario's, variërend tussen 2 en 15% van de totale kosten. Opvallend is dat de kosten in de TRANSFORM-varianten MC&I en C&I de hoogste kosten van alle scenario's vertonen. Dit wordt veroorzaakt door de kosten in verband met de invoer van ammoniak. Deze scenario's worden gekenmerkt door een grote rol voor invoer in het energiesysteem. Dit leidt tot aanzienlijke hoeveelheden uit het buitenland geïmporteerde, op waterstof gebaseerde moleculen en resulteert in een kostenniveau van ongeveer 15 miljard euro in 2050. De andere scenario's laten een meer gematigde stijging van de kosten voor het waterstofsysteem zien, voornamelijk in verband met de investeringen in de binnenlandse productie van waterstof.



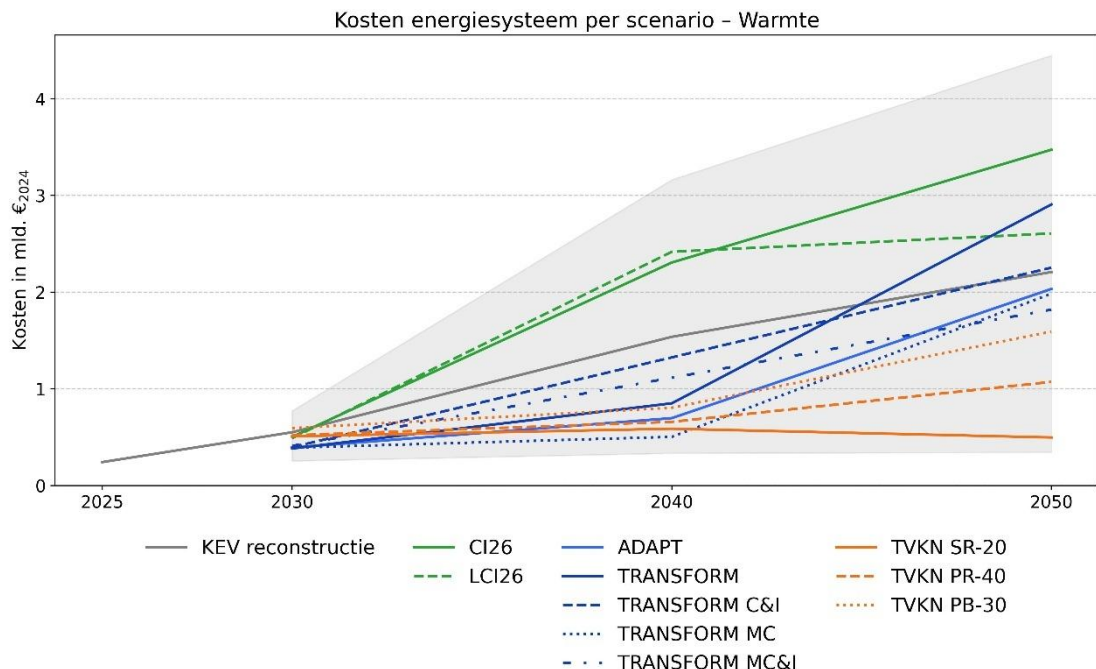
Figuur 3.9: Opbouw kosten energiesysteem - Waterstof

Figuur 3.9 toont de uitsplitsing van de waterstofkosten voor de 2026-industriescenario's en KEV-reconstructiescenario. De belangrijkste inzichten zijn:

-) CI26 vertoont de hoogste waterstofkosten van de drie scenario's, met een kostenniveau in 2040 en 2050 van ongeveer 2,3-4,6 miljard euro. Deze kosten zijn echter beperkt in het licht van de totale nationale kosten (minder dan 5%). Het LCI26-scenario vertoont over de jaren heen zelfs nog lagere kosten, vanwege de algemeen lagere aannames voor de waterstofvraag in het scenario. In dit geval wordt een stijging van de kosten van 0,8 miljard euro in 2030 tot 2,6 miljard euro in 2050 waargenomen, wat neerkomt op 1 tot 3 % van de totale nationale kosten. Ten slotte vertoont KEV-reconstructie de laagste waterstofkosten, met minder dan 2 miljard euro in 2050 (ongeveer 2 % van de totale nationale kosten).

-) In de 2026-industriescenario's maken de invoer van ammoniak het grootste deel uit van de waterstofkosten. In CI26 bedraagt deze kostencategorie 1,2 miljard euro in 2040, om vervolgens verder te stijgen tot bijna 1,6 miljard euro in 2050. Dit scenario gaat ook uit van een toename van de binnenlandse productie, wat resulteert in een groei van deze kostencategorie van 0,5 miljard euro in 2030 tot bijna 3,0 miljard euro in 2050. Voor LCI26 blijft deze binnenlandse productie (van zowel waterstof als ammoniak) ondergeschikt, waarbij men afhankelijk is van invoer om aan de nationale vraag te voldoen, met kosten in 2040 en 2050 van respectievelijk 1,2 miljard euro en 1,6 miljard euro.
-) Het KEV-reconstructie-scenario laat een andere mix van waterstofkosten zien. In dit scenario wordt prioriteit gegeven aan de binnenlandse productie, waardoor deze activiteit samen met waterstofopslag het grootste deel van de waterstofkosten uitmaakt in de geanalyseerde jaren, met een bedrag van bijna 2 miljard euro in 2050. Binnen de 2026-industriescenario's (NPE-ref) wordt geïmporteerde waterstof in OPERA gemodelleerd als relatief flexibel aanbod, waardoor de behoefte aan aanvullende opslag beperkter uitvalt dan in het KEV-reconstructiescenario. In hoeverre deze veronderstelde flexibiliteit van waterstofimport in de praktijk realiseerbaar is, is echter onzeker, aangezien ook bij import buffering en opslag nodig kunnen blijven om vraag- en aanbodschommelingen op te vangen.
-) Over het algemeen laten de scenario's verschillende benaderingen zien van de rol van waterstof in het toekomstige energiesysteem. De 2026-industriescenario's zijn gebaseerd op import en de KEV-scenario's op binnenlandse productie. In de drie scenario's blijven de kosten van groene waterstof gedurende de hele periode vrij beperkt, ruim onder 2 miljard euro.

3.4 Keten warmte²²

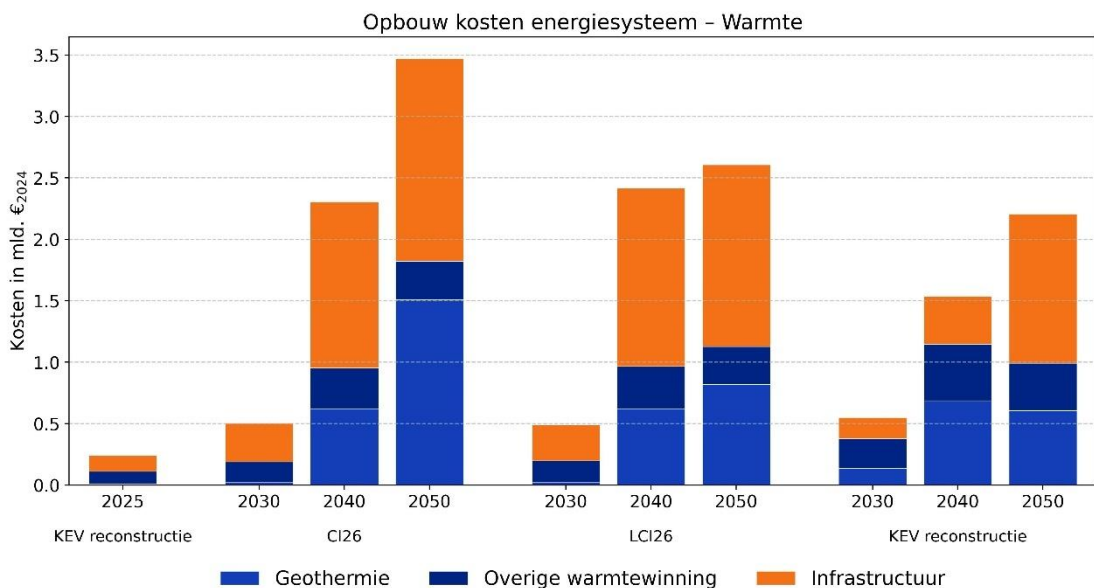


Figuur 3.10: Kosten energiesysteem per scenario - Warmte

²² Een groot deel van het totale energiegebruik is uiteindelijk gericht op het leveren van warmte, zowel voor huishoudelijke toepassingen (ruimteverwarming, warm tapwater) als voor industriële processen. Ook elektriciteits- en brandstofketens staan voor een belangrijk deel in dienst van deze warmteproductie. In de secties over warmte wordt echter uitsluitend gekeken naar energie die direct als warmte wordt geleverd, zoals via warmtenetten en de ontsluiting van (aard-)warmtebronnen, en niet naar warmte die indirect wordt geproduceerd via andere energiedragers.

De kosten in verband met de warmte-infrastructuur (warmtenetten) en gecentraliseerde warmteproductie (bijv. geothermie) vormen de kosten binnen deze keten. De evolutie van de nationale kosten voor elk scenario wordt weergegeven in **Figuur 3.10**. De belangrijkste inzichten uit de figuur zijn:

- › De totale kosten van de warmteketen vertegenwoordigen een klein deel van de totale nationale kosten. Merk op dat in 2030 de meeste scenario's kosten vertonen in de orde van grootte van 0,4-0,6 miljard euro (wat neerkomt op ongeveer 1% van de nationale kosten). Tegen 2050 wordt in alle scenario's een algemene stijging van de warmtekosten waargenomen, met uitzondering van het TVKN-scenario SR-20, dat door de jaren heen stabiel blijft. In dit jaar variëren de warmtekosten tussen 0,5 en 3,5 miljard euro (ongeveer <2-3% van de nationale kosten).
- › De belangrijkste factoren voor de stijging van de warmtekosten in alle scenario's zijn de kosten van warmte-infrastructuur en geothermische energie, die in 2050 samen tussen 75 en 97% van de warmtekosten van de scenario's vertegenwoordigen.
- › De 2026-industriescenario's hebben de grootste capaciteitsuitbreiding voor warmtenetten van alle geanalyseerde gevallen. Een groot deel van de investeringen hiervoor vindt plaats in 2040. In andere scenario's zijn deze investeringen gematigder en vinden ze pas later in 2050 plaats. Deze nadruk op de warmtenetten van de 2026-industriescenario's in 2040 verklaart de opvallende piek in de warmtekosten in dat jaar van 2,3-2,4 miljard euro, zoals te zien is in de figuur.



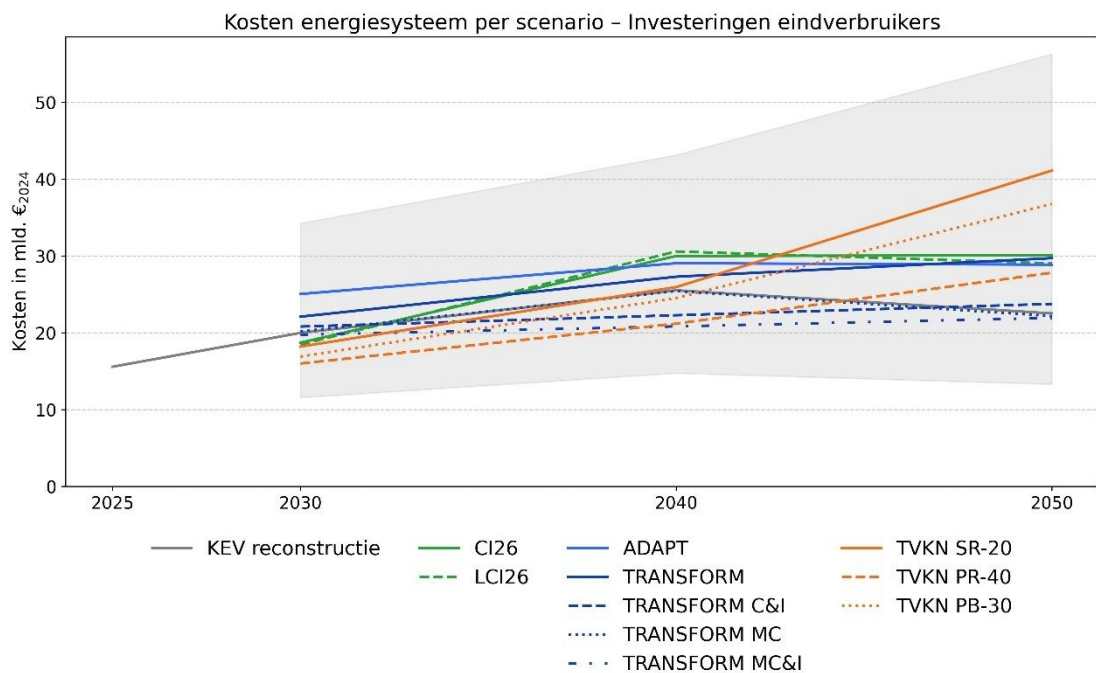
Figuur 3.11: Opbouw kosten energiesysteem - Warmte

De uitsplitsing van de kosten voor de NPE- en KEV-reconstructiescenario's wordt weergegeven in **Figuur 3.11**. De categorie overige warmtewinning omvat warmtebronnen die specifiek worden ingezet voor warmtenetten, waaronder afvalverbranding, industriële restwarmte, elektrische en brandstofgestookte boilers, aquathermie en zonthermie. Enkele conclusies:

- › Het CI26-scenario bereikt de hoogste warmtekosten, bijna 3,5 miljard euro in 2050, gevolgd door het LCI26-scenario (2,6 miljard euro) en het KEV reconstructie-scenario (2,2 miljard euro).
- › In de drie scenario's zullen de warmtekosten tegen 2050 aanzienlijk stijgen ten opzichte van het huidige niveau, als gevolg van de noodzaak om te investeren in warmtenetten. In 2040 bedragen de bijbehorende kosten van deze netten 60% van de warmtekosten in de 2026-industriescenario's. Voor de KEV reconstructie worden de maximale kosten voor deze categorie in 2050 bereikt, waardoor de bijdrage aan de totale warmtekosten in dat jaar 55% bedraagt.
- › De inzet van geothermische energie levert ook een aanzienlijke bijdrage aan de warmtekosten, met name in het NPEREF-scenario, met 1,5 miljard euro in 2050, gevolgd door 0,8 miljard euro voor LCI26 en 0,6 miljard euro in KEV.
- › De kosten voor centrale warmteproductie uit andere niet-geothermische bronnen, zoals ketels (elektrisch en aardgasgestookt, thermische zonne-energie, industriële restwarmte, warmte van afvalverbranding, enz.), blijven relatief stabiel door de jaren heen en tussen de scenario's.

3.5 Investerings bij eindverbruikers

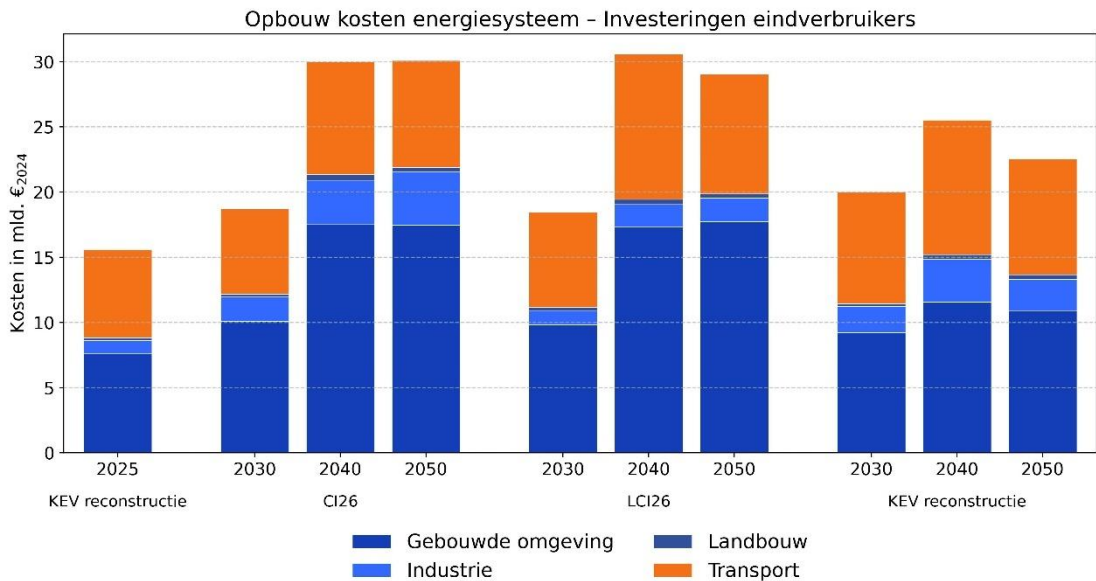
De eindverbruikerssectoren (d.w.z. landbouw, binnenlands transport, gebouwde omgeving en industrie) maken een groot deel uit van de totale systeemkosten. Deze kosten vertegenwoordigen de duurzame beslissingen achter de activiteiten van deze sectoren. Voor de gebouwde omgeving bijvoorbeeld, tonen deze kosten de isolatie van gebouwen of de installatie van verwarmingstechnologieën (bijv. warmtepompen). Voor de industrie vloeien deze kosten voort uit brandstofconversie en klimaatmaatregelen, waarbij in sommige gevallen complete nieuwe conversieketens worden geïntroduceerd, zoals bioraffinage in plaats van fossiele raffinage.



Figuur 3.12: Kosten energiesysteem per scenario – Investerings eindverbruikers

De totale kosten in verband met de investeringen van deze sectoren worden weergegeven in **Figuur 3.12** voor de relevante scenario's. Enkele conclusies uit de figuur zijn:

- › De kosten voor de eindgebruiker dragen in alle scenario's voor een significant deel bij aan de nationale kosten, namelijk tussen 19 en 28% in 2030 (~16-25 mld. €) en tussen 21 en 35% in 2050 (22-41 mld. €). De industrie, de gebouwde omgeving en de mobiliteitssector leveren de grootste bijdrage aan deze keten, terwijl de landbouw een marginaal aandeel heeft in het totaal.
- › De scenario's laten verschillende kostentrajecten zien door de jaren heen, waarbij sommige hun maximale kosten bereiken in 2050 (bijv. TVKN-scenario's, ADAPT en TRANSFORM) en andere in 2040 (bijv. NPEREF). ADAPT en TRANSFORM hebben efficiëntiedoelstellingen in hun scenario's die leiden tot een veel vroegere invoering van isolatiemaatregelen, in dit geval in 2030, wat de hogere kosten van deze scenario's in dat jaar verklaart in vergelijking met de andere, en die voor de rest van de periode relatief stabiel blijven.
- › De TVKN-scenario's vertonen als geheel een relatief hoog kostenniveau richting 2050. Dit hangt samen met onderliggende aannames die leiden tot structurele krapte in de energie- en grondstoffenvoorziening, met name in de industrie. Een belangrijke factor daarbij is de veronderstelling dat de internationale handel in fossiele grondstoffen voor de productie van nafta en ethyleen in 2050 sterk beperkt is. De TVKN-scenario's gaan ervan uit dat andere landen eveneens hun fossiele emissies moeten reduceren, waardoor het niet aannemelijk is dat grote hoeveelheden fossiele nafta en ethyleen uit het buitenland beschikbaar blijven. Dit impliceert dat Nederland deze producten in toenemende mate zelf moet produceren, wat leidt tot hogere kosten in de chemische sector door substantiële binnenlandse investeringen in alternatieve productieroutes en bijbehorende (secundaire) conversieprocessen.
- › Binnen dit blok van relatief kostbare TVKN-scenario's zijn er aanvullende, scenario-specifieke verklaringen voor de hoge kosten in PB-30 en SP-20. In PB-30 is de relatieve beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof ongunstiger dan in andere scenario's. Hierdoor kan minder gebruik worden gemaakt van deze energiedragers als alternatief voor fossiele inputs, wat leidt tot een zwaardere inzet op energiebesparing en elektrificatie. Deze maatregelen zijn in veel sectoren kostbaarder, zeker wanneer zij op grote schaal moeten worden toegepast, en dragen daarmee bij aan het hogere kostenniveau in dit scenario.
- › Voor SP-20 ligt de belangrijkste verklaring in de combinatie van een vergaande uitfasering van fossiele energiedragers en een plafond op het primaire energieverbruik. Deze randvoorwaarden beperken de flexibiliteit in de inzet van energiebronnen en technologieën, waardoor duurdere maatregelen noodzakelijk worden om binnen de gestelde grenzen te blijven. Dit vertaalt zich in hogere systeemkosten, met name in sectoren waar alternatieven voor fossiele energie moeilijk schaalbaar of kapitaalintensief zijn.
- › De afwezigheid van specifieke sectorale emissiereductiedoelstellingen in de TVKN-scenario's verklaart daarbij niet het hoge absolute kostenniveau, maar vooral de stijgende kosten richting 2050. Doordat emissiereducties niet geleidelijk per sector worden afgedwongen, kunnen relatief dure maatregelen worden uitgesteld tot het moment waarop de emissiedoelstelling het strengst is. Dit leidt tot een concentratie van investeringen in de gebouwde omgeving (zoals isolatie en warmtepompen) en mobiliteit (zoals extra investeringen in elektrische voertuigen) in de periode richting 2050, en verklaart daarmee de duidelijke toename van de kosten in dat jaar.



Figuur 3.13: Opbouw kosten energiesysteem – Investerings eindverbruikers

Figuur 3.13 toont de kostenuitsplitsing van deze keten voor de 2026-industrie- en KEV-reconstructiescenario's. De belangrijkste observaties zijn:

- Voor de beide 2026-industriescenario's stijgen de ketenkosten tussen 2030 en 2040 van 18 miljard euro tot 30 miljard euro. Deze stijging is voornamelijk toe te schrijven aan de gebouwde omgeving, door investeringen in warmtepompen in huishoudens en isolatiemaatregelen. Het KEV-reconstructie-scenario vertoont een vergelijkbare trend als de 2026-industriescenario's. De kostenstijging tegen 2040 is lager dan in CI26 vanwege een lagere toepassing van warmtepompen en energiebesparende maatregelen in vergelijking met de 2026-industriescenario's. In deze periode is er een lichte stijging van de nationale transportkosten in de drie scenario's als gevolg van een grotere toepassing van elektrische voertuigen in deze sector. In tegenstelling tot de ontwikkeling van de kosten voor de gebouwde omgeving, wordt in de drie scenario's een vergelijkbaar kostenniveau voor de transportsector waargenomen.

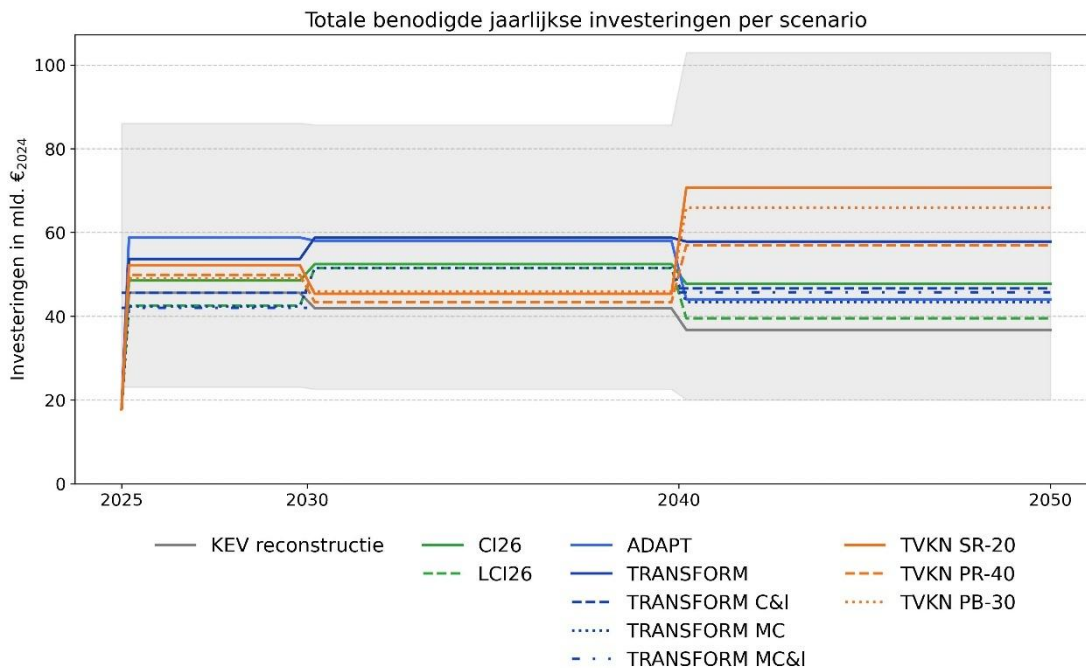
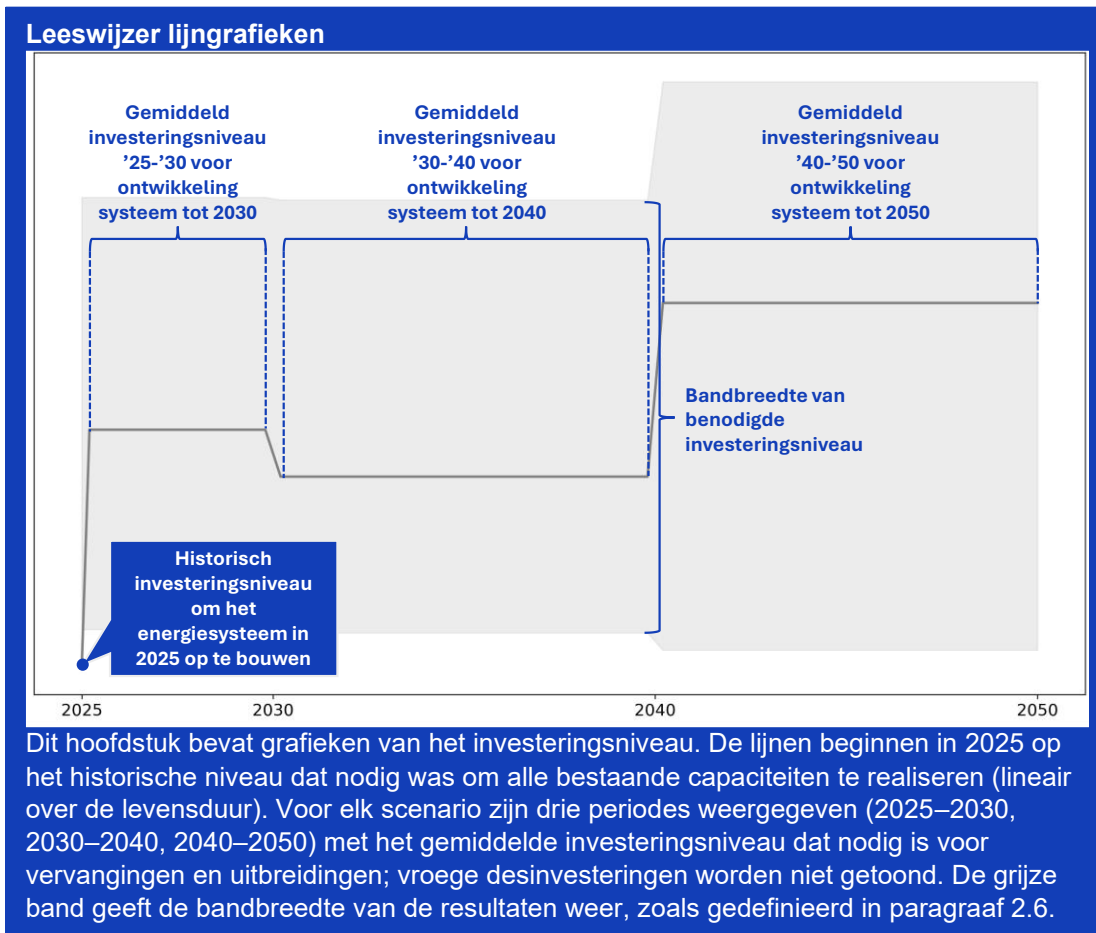
4 Resultaten investeringsopgave

In dit hoofdstuk wordt de ontwikkeling van de kapitaalinvesteringen in de geanalyseerde scenario's onderzocht. De resultaten laten de jaarlijkse investeringsniveaus zien die nodig zijn om per scenario het beoogde Nederlandse energiesysteem te realiseren, uitgedrukt in de extra capaciteit die daarvoor moet worden toegevoegd.

Het gaat hierbij nadrukkelijk om de investeringskosten zelf: de uitgaven die in de betreffende jaren worden gedaan voor nieuwe installaties en infrastructuur. Kasstromen zoals afschrijving en rente zijn hierin niet opgenomen. Dit hoofdstuk geeft daarmee inzicht in de omvang en timing van de jaarlijkse investeringsuitgaven die elk scenario met zich meebrengt.

De berekening van deze kosten wordt toegelicht in de subparagraaf 2.2.3. Het is belangrijk om nogmaals op te merken dat elk scenario zijn eigen aannames in de verhaallijnen heeft, die samen met verschillen in technologiekosten en de daaruit voortvloeiende technologiemix de belangrijkste verschillen in de investeringen bepalen.

Dit hoofdstuk is zo opgebouwd dat eerst het totale investeringsniveau van de scenario's wordt beschreven, waarna wordt ingegaan op de belangrijkste investeringscategorieën: investeringen door eindverbruikers (4.1), investeringen in het elektriciteitssysteem (4.2) en de overige investeringen, die overeenkomen met de waterstof-, koolstof- en warmteketen (4.3).



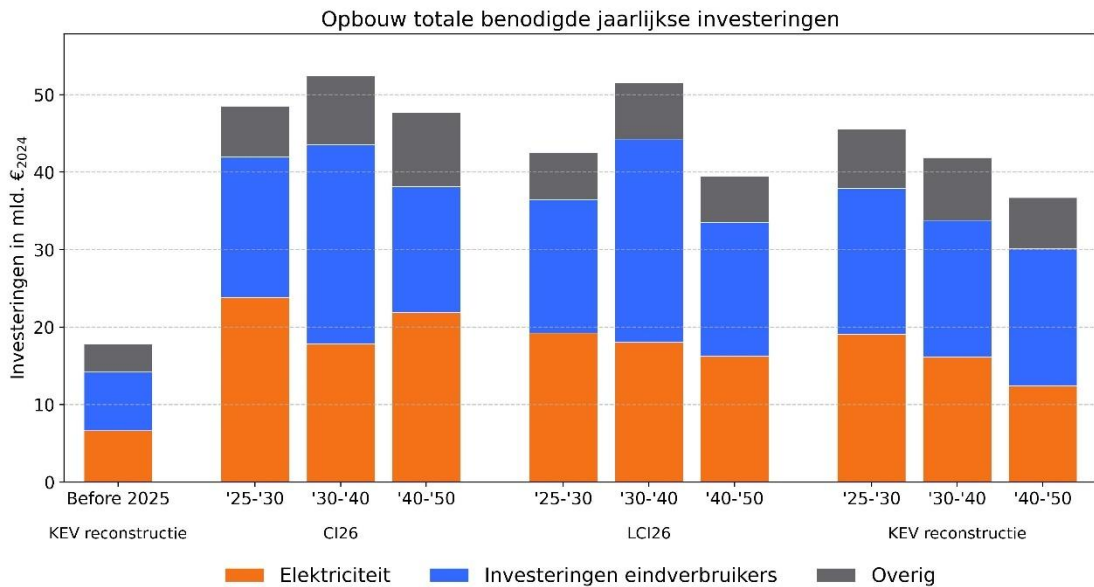
Figuur 4.1: Totale benodigde jaarlijkse investeringen per scenario

Figuur 4.1 toont de gemiddelde jaarlijkse totale investeringsniveaus van de scenario's in de geanalyseerde periodes, inclusief de investeringen van eindverbruikers en de investeringen in de energiesysteemketens. De belangrijkste conclusies uit de waargenomen investeringsniveaus zijn:

-) Zowel het uitvoeren van het vastgestelde klimaatbeleid of het halen van de klimaatdoelstellingen vraagt om investeringsniveaus die een veelvoud zijn van wat historisch gebruikelijk was. In de periode voor 2025 worden de jaarlijkse investeringsuitgaven geraamd op ongeveer 18 miljard euro, gebaseerd op een lineaire interpolatie van de in 2025 gemodelleerde capaciteit. Het is waarschijnlijk dat de daadwerkelijke investeringen in duurzame technologieën, zoals elektriciteitsnetten en zonnepanelen, in de jaren direct voorafgaand aan 2025 al hoger lagen dan dit geraamde niveau, doordat in deze sectoren sprake was van een duidelijke opschalingsfase. In de daaropvolgende vijfjaarsperiode 2025–2030 neemt het investeringsniveau in alle scenario's sterk toe, tot 42 à 59 miljard euro per jaar, een stijging met een factor 2 tot 3 ten opzichte van het historische niveau.
-) Het KEV-reconstructiescenario laat consequent de laagste investeringsniveaus zien in de periode na 2030. Tussen 2025 en 2030 bedraagt het investeringsniveau 46 miljard euro, waarna het daalt tot 42 miljard euro in de periode 2030–2040 en tot 37 miljard euro in de periode 2040–2050. Dit scenario is opgesteld op basis van het voorgenomen beleid en bevat niet expliciet specifieke emissiedoelstellingen zoals de andere scenario's. Hierdoor ontbreken stimulansen voor nieuwe en kostbare technologieën, wat resulteert in de waargenomen lagere investeringsniveaus. Het verschil tussen de KEV-reconstructie (d.w.z. het niet halen van de klimaatdoelstellingen) en de overige scenario's telt cumulatief op tot 110–320 miljard euro in de periode 2025–2050, hetgeen neerkomt op 10–29% van de totale investeringen.
-) De scenario's die uitgaan van het behalen van de klimaatdoelstellingen laten zien dat niet alleen de omvang, maar vooral ook de timing van de investeringsbehoeften sterk wordt bepaald door de aangenomen doelen en beschikbaarheid van resources. Daarnaast speelt de gehanteerde methode van kostenoptimalisatie een verklarende rol: in de TVKN-scenario's wordt dynamisch geoptimaliseerd over de gehele periode, terwijl in ADAPT, TRANSFORM en de 2026-industriescenario's een myopische optimalisatie wordt toegepast, wat leidt tot andere investeringsmomenten en -profielen. We zien de volgende verschillen in fasering van de investeringen:

 - In de TVKN-scenario's, met name SR-20 en PB-30, ligt het hoogste investeringsniveau tussen 2040 en 2050. In deze periode loopt het totale investeringsniveau op tot 66–71 miljard euro, vooral door omvangrijke investeringen in het elektriciteitssysteem en door eindverbruikers, zoals de industrie (onder meer voor binnenlandse productie van synthetische brandstoffen) en de gebouwde omgeving (energiebesparende maatregelen en de uitrol van warmtepompen).
 - In de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's zorgen de sectorale emissiedoelstellingen en de energiebesparingsdoelstelling voor 2030 er juist voor dat de investeringsbehoefte voor een aantal dure maatregelen al vroeg hoog ligt. In de periode 2025–2030 bedragen de investeringen respectievelijk 59 en 54 miljard euro, waarna deze niveaus in de periode 2030–2040 ongeveer gelijk blijven.
 - In de 2026-industriescenario's leidt de strikte emissiereductiedoelstelling voor 2040 (een reductie van 90%) tot een verschuiving van investeringen naar die periode. Dit resulteert in een investeringsniveau van 51–52 miljard euro in aanloop naar 2040.
-) Ook is er een trend in de jaarlijkse investeringskosten waarneembaar tussen de scenario's die uitgaan van een kleinere omvang van de energie-intensieve industrie

(d.w.z. TRANSFORM MC en MC&I en LCI26). Deze scenario's laten consequent lagere jaarlijkse investeringskosten zien in vergelijking met de scenario's waar de energie-intensieve industrie niet krimpt.



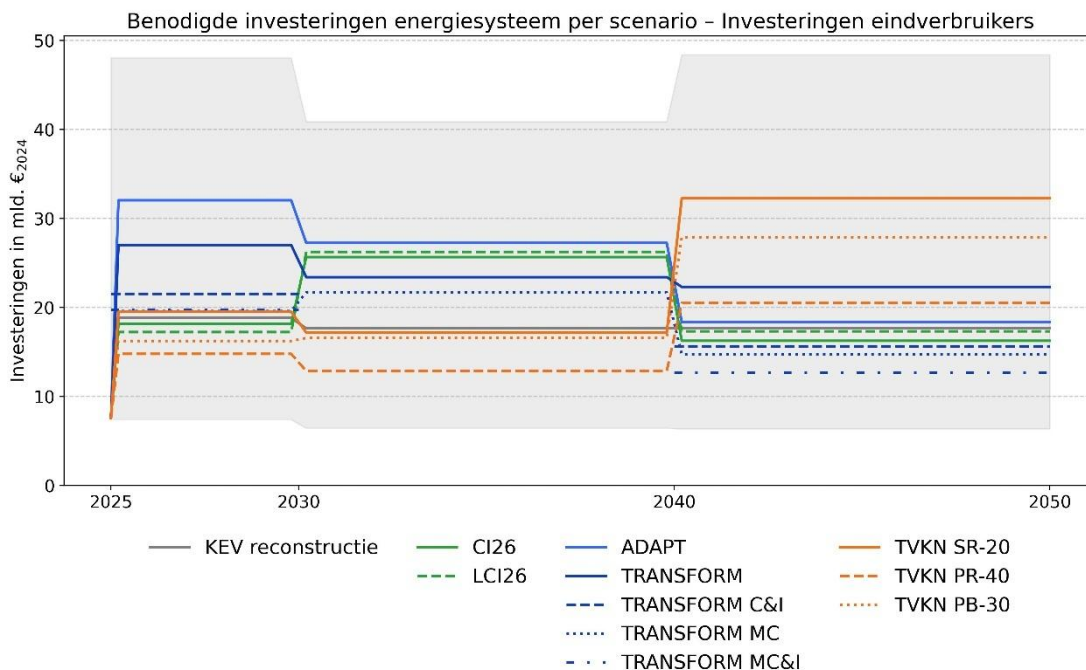
Figuur 4.2: Opbouw totale benodigde jaarlijkse investeringen

Figuur 4.2 geeft een overzicht van de gemiddelde jaarlijkse investeringskosten voor de 2026-industriescenario's en het KEV reconstructie-scenario.

-) De figuur toont een stijging van het investeringsniveau ten opzichte van de vorige periode 2025 van ongeveer 28 miljard euro voor het KEV reconstructie-scenario en een stijging van respectievelijk 25 en 31 miljard euro voor CI26 en LCI26. Deze stijging wordt voornamelijk veroorzaakt door de investeringen in het elektriciteitssysteem en de investeringen van de eindverbruikers, die samen meer dan 80-90% van de jaarlijkse investeringen in de drie scenario's vertegenwoordigen.
-) Zoals eerder vermeld, vertoont de periode tot 2040 voor beide 2026-industriescenario's het hoogste investeringsniveau (~51-52 miljard euro). De groei van de investeringen van eindverbruikers draagt hieraan bij, met een stijging van 8-9 miljard euro voor beide scenario's in het decennium 30-40 ten opzichte van de periode 25-30. Deze stijging wordt veroorzaakt door de investeringen die nodig zijn in de gebouwde omgeving voor de kostbare isolatiemaatregelen en de warmtepompen in huishoudens, als ook door de investeringen in elektrische voertuigen.
-) De elektriciteitsketen is de tweede belangrijkste factor die bijdraagt aan de investeringen in de scenario's. Voor de drie scenario's wordt over de hele periode een vergelijkbaar niveau waargenomen, variërend tussen 18 en 24 miljard euro voor CI26, 16 en 19 miljard euro voor LCI26 en 12 en 19 miljard euro voor KEV-reconstructie-scenario.
-) De overige ketens (d.w.z. waterstof, koolstof, warmte) blijven in alle scenario's op een vergelijkbaar kostenniveau, variërend tussen 6 en 10 miljard euro in de geanalyseerde periode.

4.1 Investerings bij eindverbruikers

De investeringen bij eindverbruikers vormen een belangrijk deel van de totale investeringsuitgaven van de scenario's. In dit hoofdstuk worden de factoren onderzocht die de investeringen voor de eindverbruikerssectoren bepalen.

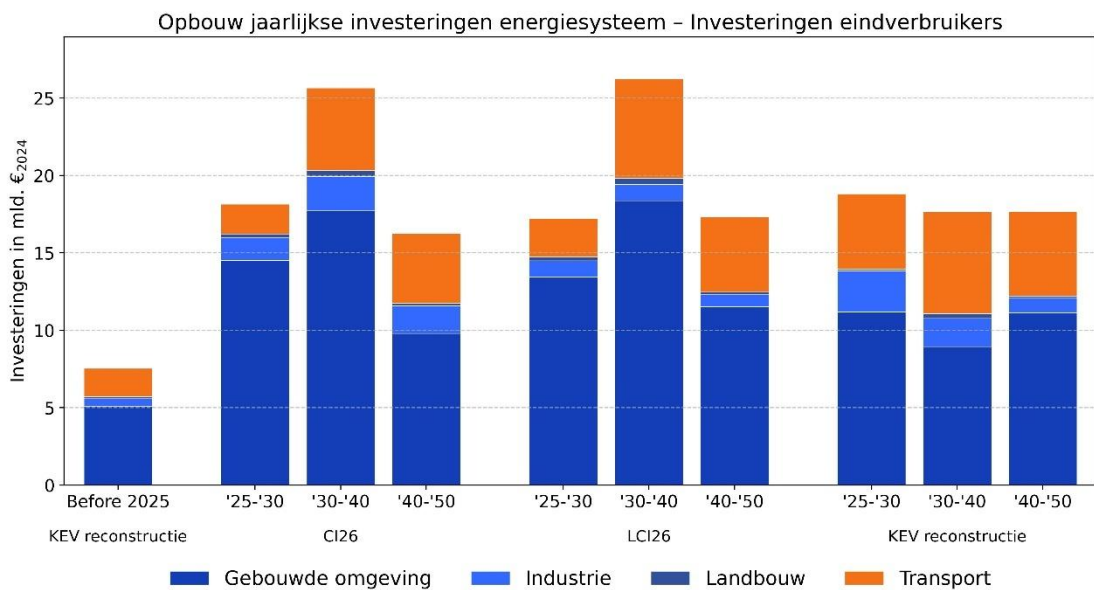


Figuur 4.3: Benodigde investeringen energiesysteem per scenario – Investerings eindverbruikers

Figuur 4.3 toont de investeringsniveaus voor de eindverbruikers in de verschillende scenario's voor de geanalyseerde periode. Enkele van de belangrijkste observaties zijn:

-) Het historische investeringsniveau bij eindverbruikers voor 2025 bedraagt 8 miljard euro. In de periode 2025-2030 lopen de investeringsniveaus in de verschillende scenario's sterk uiteen, namelijk tussen 15 en 32 miljard euro – een factor 2-4 hoger dan historisch gezien. De hoogste waarden komen overeen met de scenario's ADAPT en TRANSFORM. Dit wordt voornamelijk gedreven door investeringen in energiebesparende maatregelen in huishoudens en de landbouwsector, aangezien deze scenario's rekening houden met specifieke sectorale doelen voor broeikasgasemissies en de doelstelling voor energiebesparing in het jaar 2030.
-) Timing van investeringspieken wordt voor een belangrijk deel bepaald door eindverbruikers, en dan met name door de gebouwde omgeving. De omvang en het moment van deze investeringen hangen sterk samen met de aangenomen emissiedoelstellingen en de keuze voor maatregelen zoals energiebesparing en warmtepompen. Hierdoor verschillen scenario's niet alleen in totale investeringen, maar ook in wanneer de investeringspieken optreden: sommige scenario's laten een hoogtepunt aan het einde van de tijdlijn zien, terwijl andere al vroeg in de periode hun piek bereiken. Per scenario:
 - KEV-reconstructie: Het investeringsniveau blijft vrijwel constant, tussen 17 en 19 miljard euro per jaar, zonder duidelijke piek. Dit komt doordat dit scenario geen emissiedoelstellingen kent die extra investeringen afdwingen.

- ADAPT en TRANSFORM: In deze scenario's piekt het investeringsniveau vroeg, in de periode 2025–2030, als gevolg van sectorale emissiedoelstellingen en doelstelling voor energiebesparing die al op korte termijn extra investeringen vereisen. De belangrijkste drijfveren zijn energiebesparende maatregelen in huishoudens, de installatie van warmtepompen en investeringen in de binnenlandse transportsector.
- 2026-industriescenario's: In deze scenario's neemt het investeringsniveau in 2030–2040 toe ten opzichte van de voorgaande periode, gedreven door energiebesparing in huishoudens en de uitrol van warmtepompen, ingegeven door de emissiedoelstelling voor 2040.
- TVKN (SR-20 en PB-30): Het hoogste investeringsniveau ligt in de periode 2040–2050. De piek ontstaat doordat de aangescherpte emissiedoelstellingen tegen die tijd de duurste maatregelen afdwingen, waaronder energiebesparing in huishoudens, installatie van warmtepompen en investeringen in de transportsector. Daarnaast speelt mee dat in de TVKN-scenario's sprake is van dynamische kostenoptimalisatie over de gehele periode, waardoor investeringen strategisch kunnen worden uitgesteld tot het moment waarop zij noodzakelijk en kosteneffectief zijn, wat de concentratie van investeringen richting 2050 versterkt.



Figuur 4.4: Opbouw jaarlijkse investeringen energiesysteem – Investerings eindverbruikers

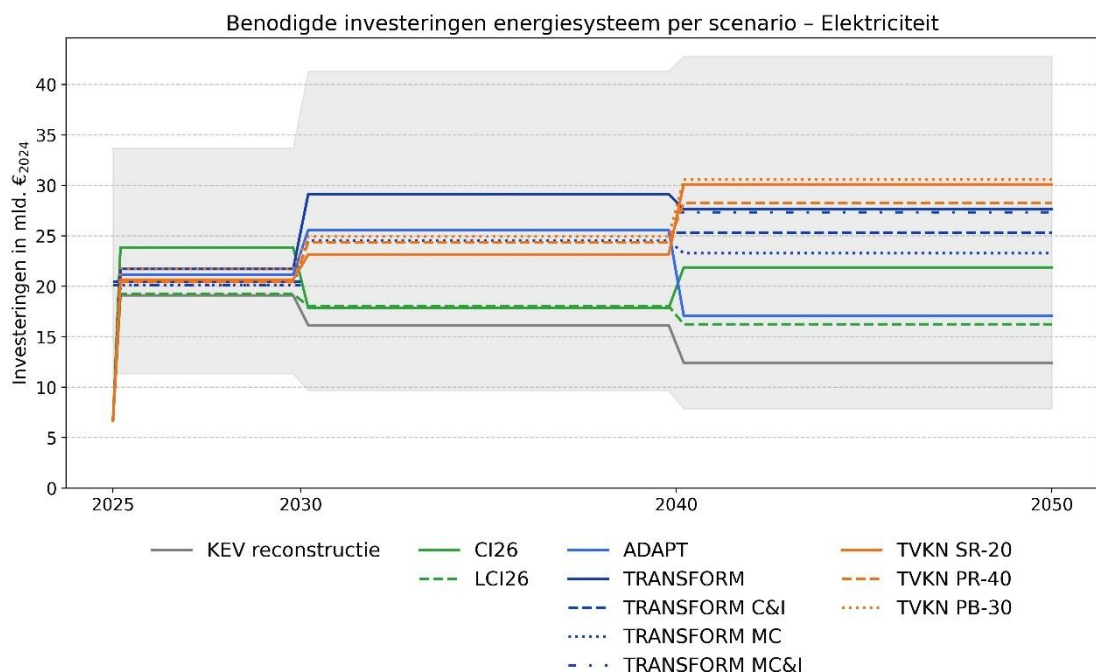
Figuur 4.4 toont de uitsplitsing van het investeringsniveau voor de KEV-reconstructie- en 2026-industriescenario's.

-) Tijdens de periode 2025-2030 laten de drie scenario's een stijging zien van 10-11 miljard euro ten opzichte van het referentieniveau van 2025 (~8 miljard euro). De investeringen in de gebouwde omgeving vertegenwoordigen 70% van de totale bijdrage van de investeringen van de eindverbruikers, gevolgd door de kapitaalkosten van het binnenlands vervoer, met ongeveer 20% van het totaal. Deze trend zet zich voort voor de drie scenario's, waarbij de investeringen in de gebouwde omgeving in de verschillende jaren op de voorgrond staan.

-) De belangrijkste uitgaven in de gebouwde omgeving zijn schilverbeteringen zoals isolatie bij woningen en gebouwen. Afhankelijk van het scenario zijn de kosten hiervoor 2-5x zo hoog als de kosten van warmtepompen. Iets meer dan de helft gaat naar investeringen van naar maatregelen in huishoudens, en iets minder dan de helft naar maatregelen bij gebouwen. In 2026-industriescenario's vindt dit vooral plaats tijdens de periode van 2030-2040, samen met de investeringen in de installatie van warmtepompen in huishoudens. Voor het binnenlands vervoer betekent dit de meerinvesteringen in hybride en elektrische personenauto's.
-) Over het geheel genomen levert de vergelijking tussen de KEV-reconstructie en de 2026-industriescenario's het grootste verschil in het decennium 2030-2040. Het verschil is in die periode namelijk maximaal 8 miljard euro. De duurste energiebesparende maatregelen van huishoudens die in de 2026-industriescenario's plaatsvinden, zijn niet zo prominent aanwezig in het KEV-reconstructiescenario, maar de investeringen in de transportsector blijven op een vergelijkbaar niveau in de drie scenario's, wat erop wijst dat dit een kosteneffectieve maatregel is, ook bij geen emissiedoelstellingen.

4.2 Investerings in elektriciteit

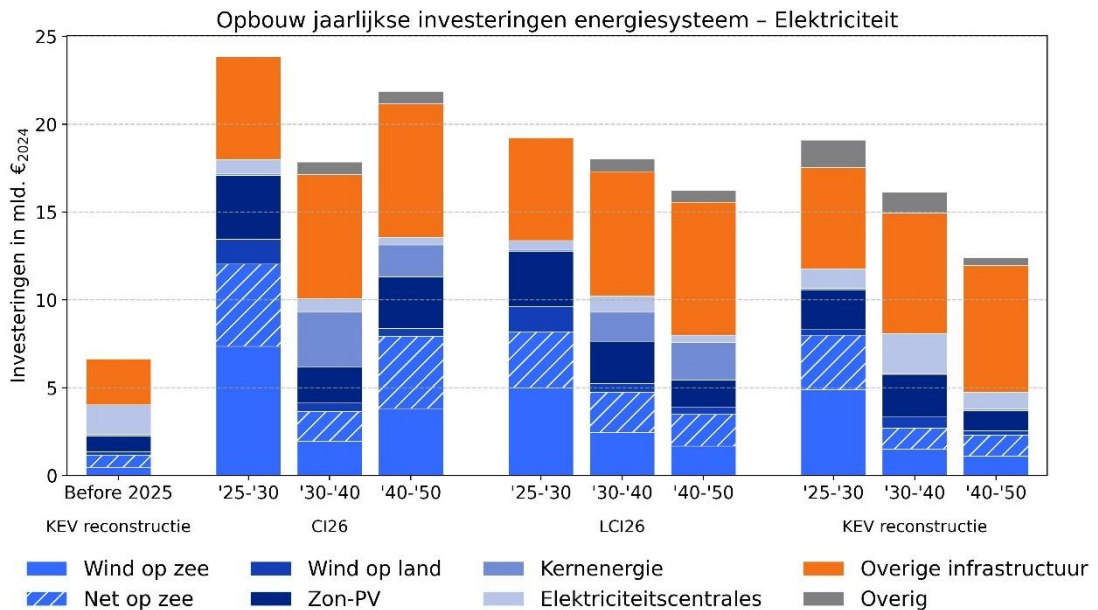
Deze categorie omvat de investeringen voor elektriciteitsproductie, zoals de investeringsopgave voor de productie, opslag en transport van elektriciteit. Zoals vermeld in het vorige hoofdstuk over de nationale kosten, is de uitbreiding van het elektriciteitsnet gebaseerd op de externe bron van de IBO (2025), en daarom is de uitbreiding van de netinfrastructuur op land constant in alle scenario's. Het verschil in investeringskosten voor bepaalde technologieën heeft ook een invloed op het uiteindelijke investeringsniveau dat in de scenario's wordt waargenomen.



Figuur 4.5: Benodigde investeringen energiesysteem per scenario - Elektriciteit

Figuur 4.5 toont de evolutie van het investeringsniveaus van het elektriciteitssysteem in de verschillende scenario's. De belangrijkste observaties zijn:

- › Er is een duidelijke stijging van het investeringsniveau in alle scenario's ten opzichte van historische investeringen voor 2025. Dit niveau voor 2025 bedraagt ongeveer 7 miljard euro per jaar, wat in de periode 2025-2030 aanzienlijk stijgt tot 19-24 miljard euro (een factor 4-5). Deze stijging van het investeringsniveau weerspiegelt de aanzienlijke veranderingen die in het elektriciteitssysteem volgens de scenario's moeten worden doorgevoerd.
- › De evolutie van het elektriciteitssysteem en de daarmee gepaard gaande investeringen zijn inherent aan de scenario's. De KEV-reconstructie vertoont het laagste investeringsniveau over de gehele periode, met 19 miljard euro in de periode 2025-2030, dalend tot 16 en 12 miljard euro in respectievelijk 2030-2040 en 2040-2050 jaar. Deze lagere investeringsniveaus in de KEV-reconstructie in vergelijking met andere scenario's zijn het gevolg van het ontbreken van prikkels om de emissiedoelstellingen te halen, waardoor er minder behoefte is aan investeringen.
- › CI26 laat het hoogste niveau zien in de periode 2025–2030, een niveau dat neerkomt op een bijna viervoudige stijging ten opzichte van het referentieniveau voor 2025. De hogere kostenveronderstellingen in dit scenario voor offshore windenergie dragen bij aan dit relatief hogere niveau in deze periode. De lagere industriële activiteit onder LCI26, en uiteindelijk de veronderstelde vraag in het scenario en de vereiste capaciteiten, resulteren in consistentere lagere investeringsniveaus in vergelijking met het referentiescenario CI26. Deze trend is ook waarneembaar voor TRANSFORM en zijn industrievarianten. Daarnaast liggen de investeringsniveaus in beide 2026-industriescenario's duidelijk lager dan in andere scenario's waarin de klimaatdoelen worden gehaald, wat de rol van lagere industriële activiteit en aangepaste capaciteitsvereisten onderstreept.
- › De TVKN-scenario's laten een consistente stijging van de investeringskosten zien over de gehele periode, als gevolg van de strengere emissiedoelstellingen, waarbij het maximale waargenomen investeringsniveau wordt bereikt in de periode 2040-2050 met 28-31 miljard euro. De scenario's van ADAPT en TRANSFORM bereiken het maximale investeringsniveau in de periode 2030-2040, met respectievelijk 26 en 29 miljard euro. In TRANSFORM worden hoge investeringen in offshore windenergie voorzien, in tegenstelling tot ADAPT, met gematigde aannames over de uitrol van deze technologie en uiteindelijk de benodigde offshore netwerkinfrastructuur. Dit verklaart voornamelijk het waargenomen investeringsverschil tussen beide scenario's.
- › Net als bij de eerder waargenomen trend bij de investeringen van eindverbruikers is er geen eenduidig investeringsverloop. Bepaalde scenario's bereiken hun hoogtepunt in termen van jaarlijkse investeringen in de periode 2030-2040 (bijv. ADAPT, TRANSFORM), terwijl andere dat later in de tijd doen (bijv. TVKN). Een verklarende factor hierbij is de gehanteerde optimalisatiemethode: TVKN maakt gebruik van dynamische kostenoptimalisatie over de gehele periode, waardoor investeringen strategisch kunnen worden uitgesteld, terwijl ADAPT, TRANSFORM en de 2026-industriescenario's myopisch worden gemodelleerd, wat leidt tot eerder geconcentreerde investeringen.

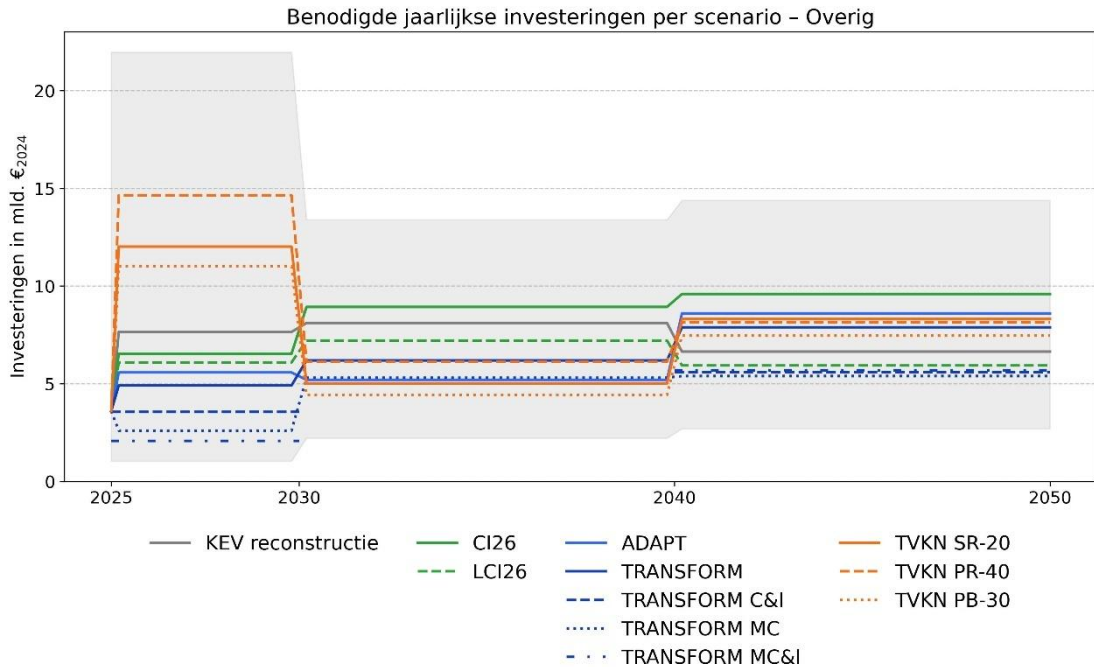


Figuur 4.6: Opbouw jaarlijkse investeringen energiesysteem - Elektriciteit

Figuur 4.6 toont de uitsplitsing van de jaarlijkse investeringsniveaus voor de KEV-reconstructie en 2026-industriescenario's voor de geanalyseerde periode.

-) De belangrijkste componenten van deze investeringen zijn afkomstig van offshore windenergie en de bijbehorende offshore-infrastructuur, evenals de uitbreiding van het elektriciteitsnet op het land. De offshore investeringen vertegenwoordigen 50% en 40% van het totale investeringsniveau in elektriciteit in 2030 voor respectievelijk NPREF C&I en LCI26 (inclusief netwerkkosten). Voor het laatste scenario neemt deze bijdrage over de komende decennia af, met ongeveer 4 miljard euro in 2050 ten opzichte van 8 miljard euro in 2030. Dit lagere investeringsniveau is het gevolg van een lagere elektriciteitsvraag. Een vergelijkbare trend is waarneembaar bij investeringen in zonne-energie.
-) Een duidelijk verschil tussen het KEV-reconstructie- en de NPREF-scenario's zijn de investeringskosten voor kernenergie. In de periode 2040-2050 laten beide 2026-industriescenario's investeringen zien van 3-4 miljard euro in deze technologie, terwijl het KEV-reconstructie-scenario geen inzet van kernenergie voorziet. In plaats daarvan leunt het KEV-reconstructie-scenario meer op investeringen in andere inzetbare technologieën die gebruikmaken van aardgas.

4.3 Overige investeringen

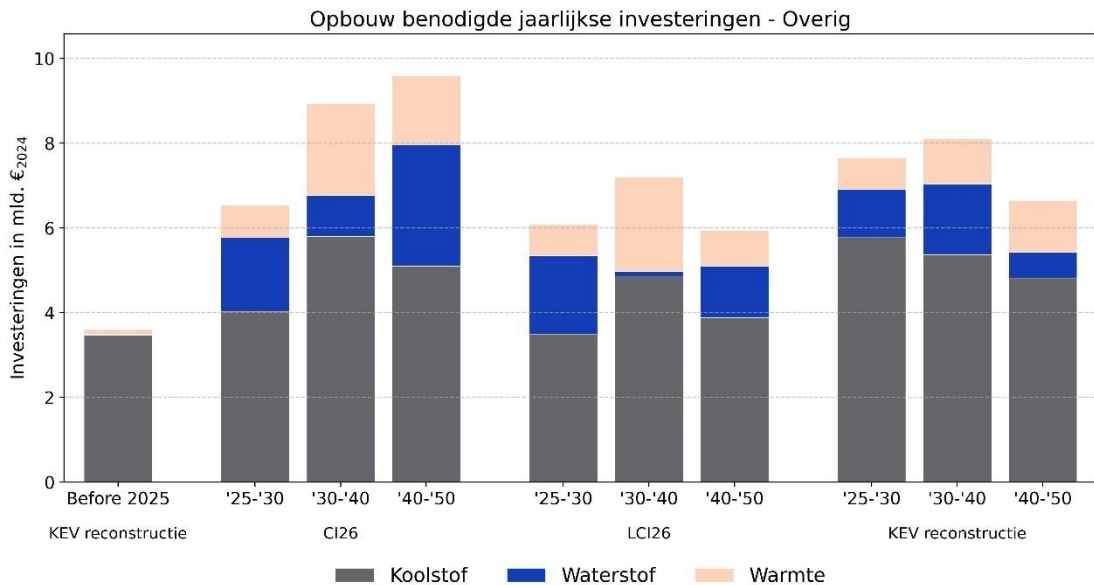


Figuur 4.7: Benodigde jaarlijkse investeringen per scenario - Overig

Figuur 4.7 toont het totale investeringsniveau van de koolstof-, waterstof- en warmteketens in de periode 2025-2050 voor de geanalyseerde scenario's. De belangrijkste conclusies uit de figuur zijn:

- › Het initiële investeringsniveau voor de periode vóór 2025 voor de gecombineerde ketens wordt geschat op bijna 4 miljard euro per jaar. Dit investeringsniveau verandert in de volgende periode van 2025-2030 met zeer uiteenlopende trends in de verschillende scenario's, variërend van 2 tot 15 miljard euro. Met uitzondering van de TRANSFORM-varianten van 'Minder competitief' vertonen de meeste scenario's een stijging van het investeringsniveau in die periode ten opzichte van het historische niveau voor 2025.
- › In het referentiescenario KEV-reconstructie worden voor de periode 2025-2030 investeringen van bijna 8 miljard euro geraamd – hetgeen gedurende het grootste deel van de geanalyseerde periode op dat niveau blijft. De stijging ten opzichte van het basisscenario voor 2025 wordt voornamelijk veroorzaakt door de koolstofketen.
- › In de TVKN-scenario's wordt in de periode 2025-2030 een investeringsniveau bereikt (~11-15 miljard euro) - mede als gevolg van de investeringskosten voor koolstof, die rond de 8-11 miljard euro liggen. In tegenstelling tot andere scenario's spelen in de TVKN-scenario's met name investeringen in biomassa-omzettingen een belangrijke rol bij deze kosten.
- › Voor de 2026-industrie- en de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's blijven de investeringsniveaus in de periode 2025-2030 onder dat van KEV reconstructie, namelijk tussen 5 en 7 miljard euro. In de periode 2040-2050 laten de meeste scenario's, met uitzondering van de scenario's met een lage vraag (LCI26 en TRANSFORM industrie varianten), hogere investeringsniveaus zien dan het KEV-scenario, namelijk tussen 7 en 9 miljard euro. De belangrijkste drijvende krachten achter deze stijging zijn de waterstof- en warmteketens.

- Over het geheel genomen vertegenwoordigen de investeringen in de ketens een klein deel van de totale investeringen die in de scenario's worden voorzien, en blijven ze gedurende de beschouwde periode relatief stabiel.



Figuur 4.8: Opbouw benodigde jaarlijkse investeringen - Overig

Figuur 4.8 toont een uitsplitsing van de 'overige' investeringskosten voor de 2026-industrie- en KEV-reconstructiescenario's tussen de koolstof-, waterstof- en warmteketens. De belangrijkste conclusies uit de figuur zijn:

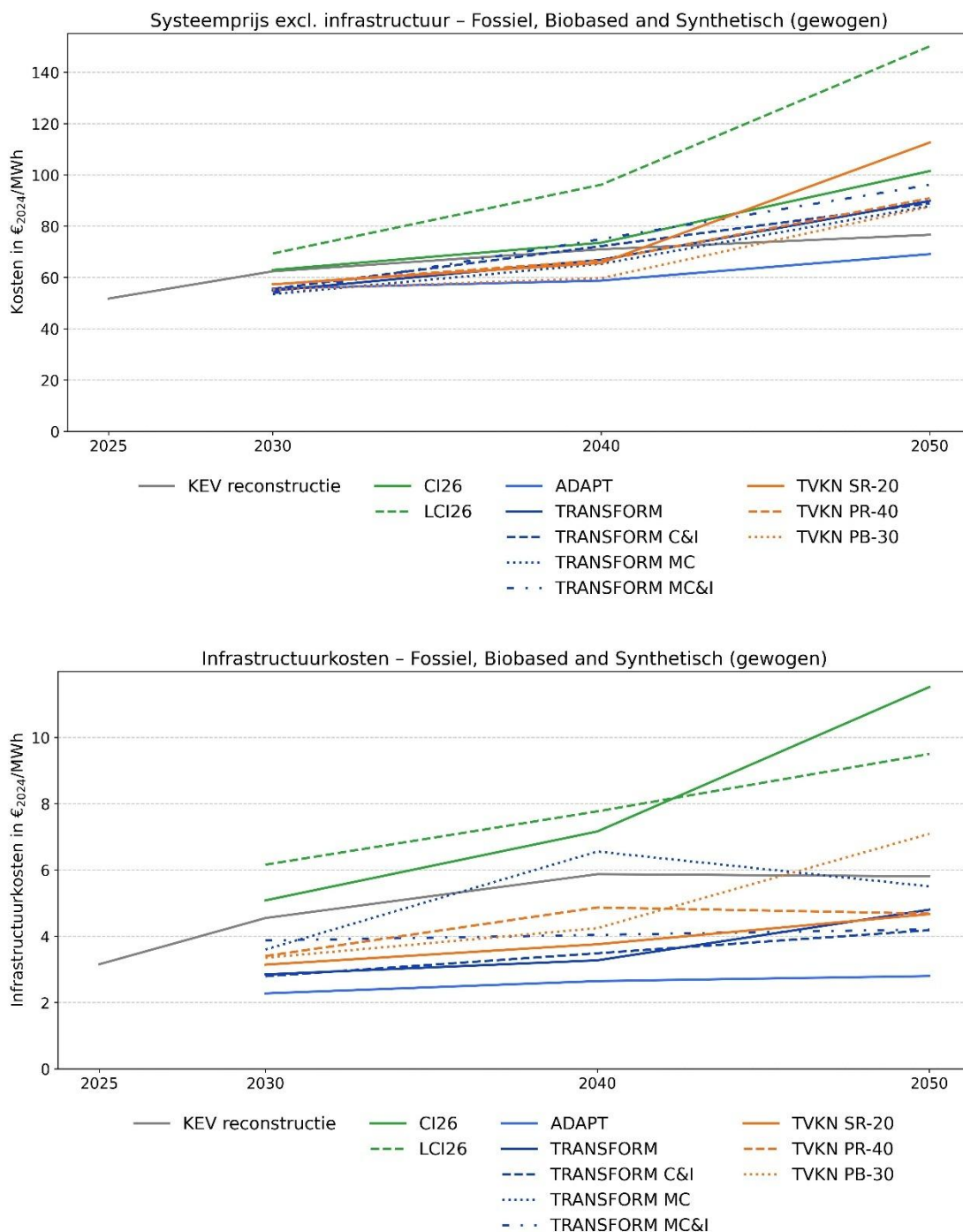
- Voor het referentieniveau vóór 2025 zijn de investeringen in het waterstof- en warmte systeem verwaarloosbaar. Dit verandert in de komende decennia voor de scenario's, maar de belangrijkste bijdrage aan het investeringsniveau blijft de koolstofketen, terwijl de investeringen in waterstof en warmte beperkt blijven.
- De groei van de investeringen in de periode 2025-2030 wordt in de KEV-reconstructie voornamelijk aangedreven door investeringen in de koolstofketen verband houdend met de CCS-infrastructuur. Voor het koolstofsysteem blijft het investeringsniveau in de periode 2025-2030 in de 2026-industriescenario's vergelijkbaar met KEV-reconstructie. De groei van het investeringsniveau in de 2026-industriescenario's is voor deze periode toe te schrijven aan met name het waterstofsysteem (d.w.z. de inzet van waterstofproductietechnologieën).
- In het decennium 2030-2040 blijft het KEV-investeringsniveau vrijwel gelijk, waarbij de investeringen in waterstof licht stijgen voor de productie van deze energiedrager. De 2026-industriescenario's laten een beperkte stijging zien in de koolstofketen als gevolg van investeringen in de raffinaderijsector voor de productie van synthetische brandstoffen en de inzet van CCS-infrastructuur. Deze investeringen vertegenwoordigen bijna 6 miljard euro voor NPREF C&I in deze periode en ongeveer 5 miljard euro voor LCI26. Wat betreft de investeringen in warmte, laten de 2026-industriescenario's in deze periode een stijging zien, voornamelijk als gevolg van investeringen in de warmte-infrastructuur.
- Over het geheel genomen en in de context van de totale investeringsopgave is het verschil tussen de 2026-industriescenario's en de KEV-reconstructie over de gehele periode beperkt, waarbij de verschillen voornamelijk toe te schrijven zijn aan verschillende niveaus van investeringen in waterstofproductie onder 2026-industriescenario's, alsmede de inzet van warmte-infrastructuur.

5 Resultaten kosten per drager

In dit hoofdstuk worden de systeemkosten per energiedrager geanalyseerd. Deze kosten vormen, samen met infrastructuuruitgaven (de zogenaamde netwerkkosten), de basis voor de energiekosten die uiteindelijk door eindverbruikers worden betaald. Bij de berekening van de systeemkosten is rekening gehouden met kruisbetalingen tussen energiedragers na omzettingen, waarbij de kosten naar rato van energieverbruik worden verdeeld. Dit betekent dat als een energiedrager in de ene keten wordt gebruikt om een energiedrager in een andere keten te produceren, de afgeleide keten een deel van de kosten draagt van de eerste keten. Bijvoorbeeld: in een electrolyser wordt elektriciteit omgezet in waterstof, waardoor de waterstofketen een deel van de elektriciteitskosten moet dragen. In een WKK wordt aardgas (koolstofdrager) omgezet in zowel elektriciteit als warmte, waardoor beide energiedragers een deel van de kosten dragen van de koolstofketen.

Alle kosten voor flexibiliteit, zoals investeringen in batterijen of waterstofcentrales, zijn meegenomen in de totale systeemkosten. Deze kosten zijn toegerekend door te middelen over tijd en over energiedragers binnen één categorie, waardoor ze een beeld op hoofdlijnen geven, maar niet te specifiek inzicht bieden per individuele drager. De totale kosten zijn gesplitst in een commodityprijs, inclusief zaken als conversie en opslag, en een prijs voor infrastructuur, die uitsluitend transport en distributie omvat. Voor de berekening van de kosten (cf. paragraaf 2.3) wordt de WACC-methode gebruikt in plaats van de nationale kostenmethodiek, waardoor de cijfers in beginsel de kosten weerspiegelen die in de markt worden gemaakt. Op deze infrastructuurkosten wordt vanaf dat punt bovendien een opslag op de maatschappelijke WACC toegepast om het rendement van marktpartijen te beschrijven.

5.1 Drager koolstof



Figuur 5.1: Gemiddelde dragersprijzen voor koolstof

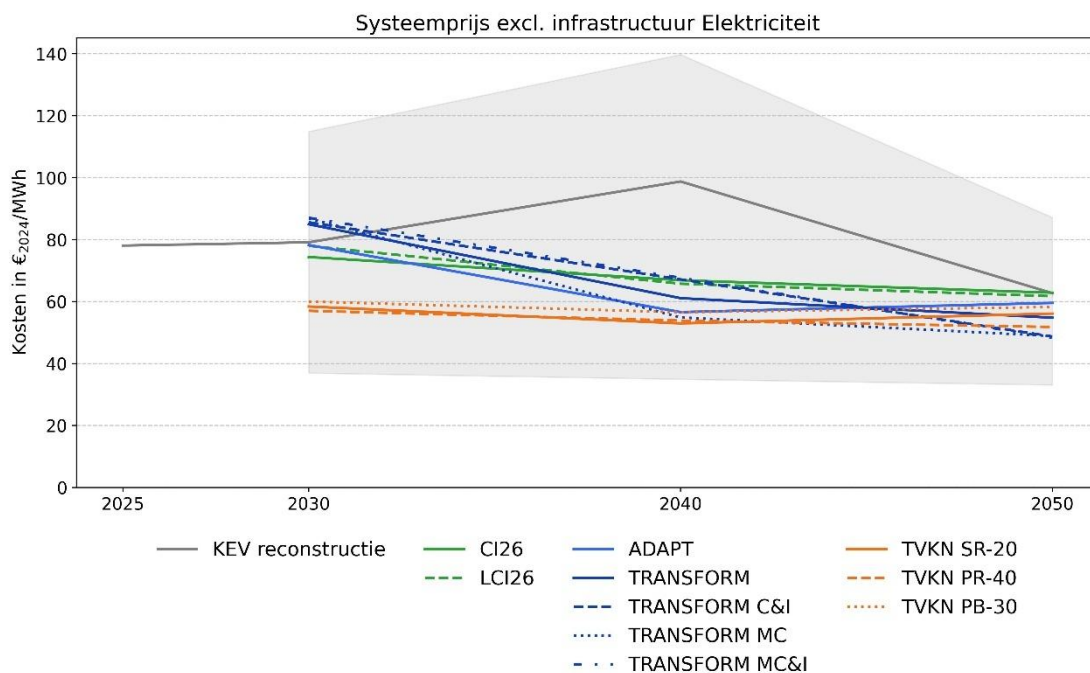
De energiedrager Koolstof wordt in dit onderzoek gevormd door vijf categorieën: Fossiel (Eenvoudig en Complex), Biobased (Eenvoudig en Complex) en Synthetisch. Voor de precieze indeling van ‘Eenvoudig’ versus ‘Complex’ wordt verwezen naar Bijlage B. De categorie Synthetisch omvat moleculen die zijn opgebouwd uit de elementaire componenten waterstof en koolstof, waarmee een koolstofneutrale brandstof wordt gerealiseerd.

In **Figuur 5.1** zijn de gemiddelde dragersprijzen voor koolstof weergegeven, gewogen naar de grootte van de energiestroom. De prijzen lopen op van 53–69 €/MWh in 2030 naar 69–112 €/MWh in 2050, met een uitschieter bij het LCI26-scenario naar 150 €/MWh. Deze prijsontwikkeling wordt voor een groot deel gedreven door de verschuiving in de samenstelling van de koolstofmix: in 2025 bestaat 96% van alle koolstof uit fossiel, dalend naar 83–95% in 2030, 63–85% in 2040 en 23–73% in 2050, afhankelijk van scenario-aannames. Over het algemeen drijft een groter aandeel niet-fossiele koolstof in de totale mix de prijs op, aangezien biobased en synthetische koolstoffen over het algemeen duurder zijn dan fossiele koolstoffen. Over het algemeen leiden deze ontwikkelingen tot stijgingen van 23% (ADAPT en KEV-reconstructie) tot 60–96% voor de overige scenario's, met het LCI26-scenario als uitschieter (+117%).

De prijsstijgingen zijn bovendien scenario-afhankelijk. De 2026-industriescenario's liggen bijvoorbeeld hoger door import van biobenzine en bio-HFO vanuit het buitenland tegen relatief hoge kosten. Dit effect wordt sterker naarmate deze brandstoffen een groter aandeel van de koolstofmix uitmaken, zoals duidelijk zichtbaar is in het LCI26-scenario, waar Biobased – Complex een grote bijdrage levert aan de totale koolstofstroom richting 2040–2050.

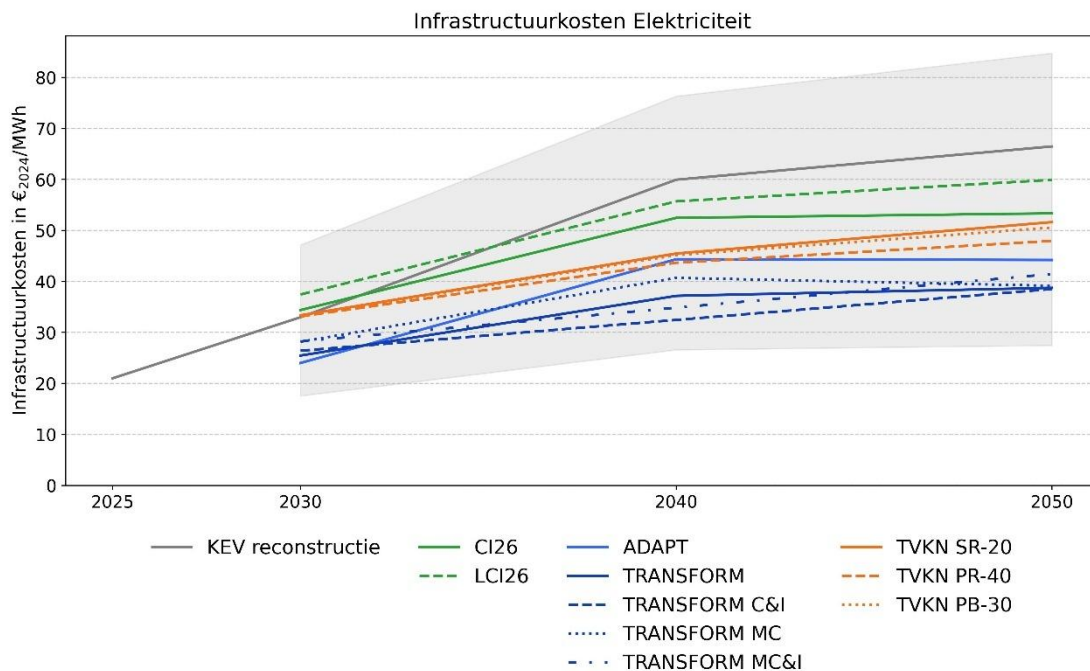
In **Figuur 5.2** zijn de infrastructuurkosten voor dezelfde vijf koolstofdragers weergegeven, eveneens gewogen naar de energiestroom. De kosten liggen in 2030 tussen 2,3 en 6,1 €/MWh en lopen op naar 2,8–11,5 €/MWh in 2050. De 2026-industriescenario's liggen hierbij duidelijk boven de andere scenario's, voornamelijk door stijgende kosten voor Fossiel – Eenvoudig en in mindere mate Fossiel – Complex. Vergeleken met andere energiedragers zijn de infrastructuurkosten van koolstof relatief beperkt, wat logisch is omdat het transport van gasvormige en vloeibare koolstofdragers doorgaans goedkoper is dan bijvoorbeeld elektriciteit of warmte. Het gaat hierbij om gasinfrastructuur. Pijplijninfrastructuur voor andere dragers is niet meegenomen in de modellering. Een van de redenen dat de infrastructuurkosten richting 2050 stijgen, is dat ook de kosten voor CCS-infrastructuur binnen de infrastructuurcomponent zijn meegenomen.

5.2 Drager elektriciteit



Figuur 5.2: Gemiddelde dragersprijzen voor elektriciteit

De gemiddelde systeemprijs (kosten per MWh) voor elektriciteit laat in vrijwel alle scenario's een dalende trend zien. Ten opzichte van 2030 liggen de kosten in 2040 6 tot 37% lager, en in 2050 zelfs 3 tot 44% lager. Deze daling wordt vooral gedreven door de afnemende afhankelijkheid van fossiele energiedragers. Waar op dit moment nog ~30% van de kosten voortkomt uit de inkoop van fossiele energie (gas en kolen), is dit aandeel in 2030 nog slechts 2-11% in de duurzame energiescenario's en in 2050 nog maximaal 1%. Het KEV-reconstructiescenario wijkt sterk af van deze trend, met een fossiel aandeel van 19% in 2030 en nog altijd 8% in 2050.

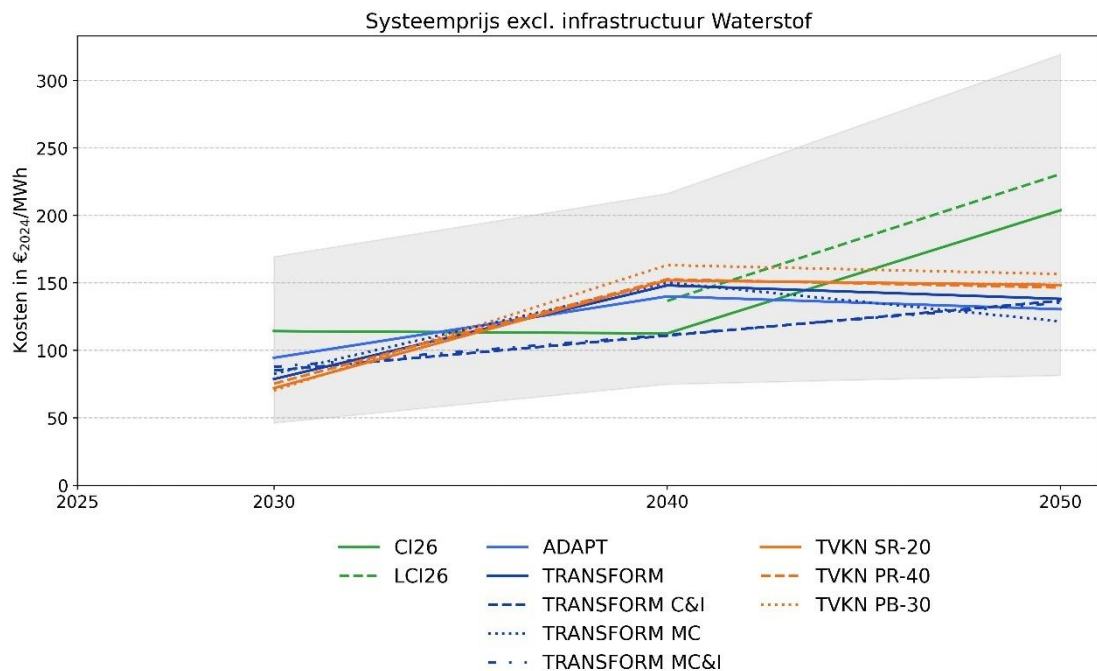


Figuur 5.3: Infrastructuurkosten elektriciteit

De netwerkkosten voor elektriciteit nemen in alle scenario's toe en zijn in 2050 van dezelfde orde grootte als de gemiddelde systeemprijs. Ten opzichte van 2030 stijgen deze kosten met 32 tot 85% in 2040 en met 39 tot 102% in 2050. De kosten zijn echter overgenomen van de IBO, waardoor een directe link met de individuele scenario's ontbreekt²³. Hierdoor zien we dat minder geëlektrificeerde scenario's als KEV, of scenario's met een lagere vraag (de TRANSFORM industrievarianten ten opzichte van het basisscenario) relatief hoge kosten per MWh kennen. Als laatste zijn de kosten van offshore-infrastructuur geschaald naar wind op zee. Omdat het ADAPT-scenario veel minder wind op zee heeft dan de overige scenario's, is hier een veel beperktere stijging in netwerkkosten te zien.

²³ De kosten zijn overgenomen uit het IBO, waarbij het onderliggende energiesysteem niet exact kan worden herleid. Hierdoor is het niet mogelijk deze kosten volledig te kalibreren op de specifieke scenario's in dit rapport. Wel is bekend hoeveel wind op zee ermee gemoeid is, waardoor de kosten hiervoor wel op de scenario's zijn afgestemd. Eventuele afwijkingen tussen het IBO en de hier gepresenteerde scenario's kunnen bijdragen aan verschillen in kostenresultaten en dienen te worden meegenomen bij de interpretatie.

5.3 Drager waterstof



Figuur 5.4: Gemiddelde dragersprijzen voor waterstof

De dragerskosten voor waterstof worden sterk gedreven door het type waterstof en het moment in tijd waarop een bepaalde oplossing gekozen wordt. Er zijn verschillende typen waterstof, elk met een eigen kostenopbouw:

- › **Grijze en blauwe waterstof:** Bij deze typen worden de kosten grotendeels bepaald door de prijs van aardgas (in de keten Fossiel – Eenvoudig), en in mindere mate door reformers in de waterstofketen zelf.
- › **Groene waterstof:** Hier worden de kosten grotendeels bepaald door de kosten van elektriciteit en in mindere mate door elektrolyzers binnen de waterstofketen.
- › **Geïmporteerde waterstof:** Verder spelen import en export een grote rol. Handelsstromen van waterstof en ammoniak beïnvloeden de kosten aanzienlijk, afhankelijk van scenario en jaar.

Net als bij drager Koolstof, moet hier worden opgemerkt dat niet alle scenario's en jaren resultaten tonen in de grafieken. Bij beperkte netto flow van centraal geproduceerde waterstof (centrale groene waterstof, centrale grijze waterstof en import/export) geven de kosten geen logisch resultaat²⁴. Dit geldt bijvoorbeeld voor het KEV-reconstructiescenario, waar waterstof wel gebruikt wordt, maar intern bij de kunstmest- en raffinage-industrie (grijze waterstof) geproduceerd wordt. Daarom is er geen flow van de waterstofketen naar de eindverbruikers en komt het KEV-scenario niet terug in **Figuur 5.4**.

Verder valt op dat de prijsdynamiek over tijd verandert en dat kosten gedreven worden door de kosten van input (aardgas of elektriciteit bij respectievelijk blauwe en groene waterstof).

- › **2030:** Binnen de weergegeven scenario's zien we een mix van blauwe en groene waterstof. Specifiek voor TRANSFORM en CI26 zien we ook sterke import effecten van ammoniak en waterstof, in beide gevallen goed voor tientallen procenten van de kosten

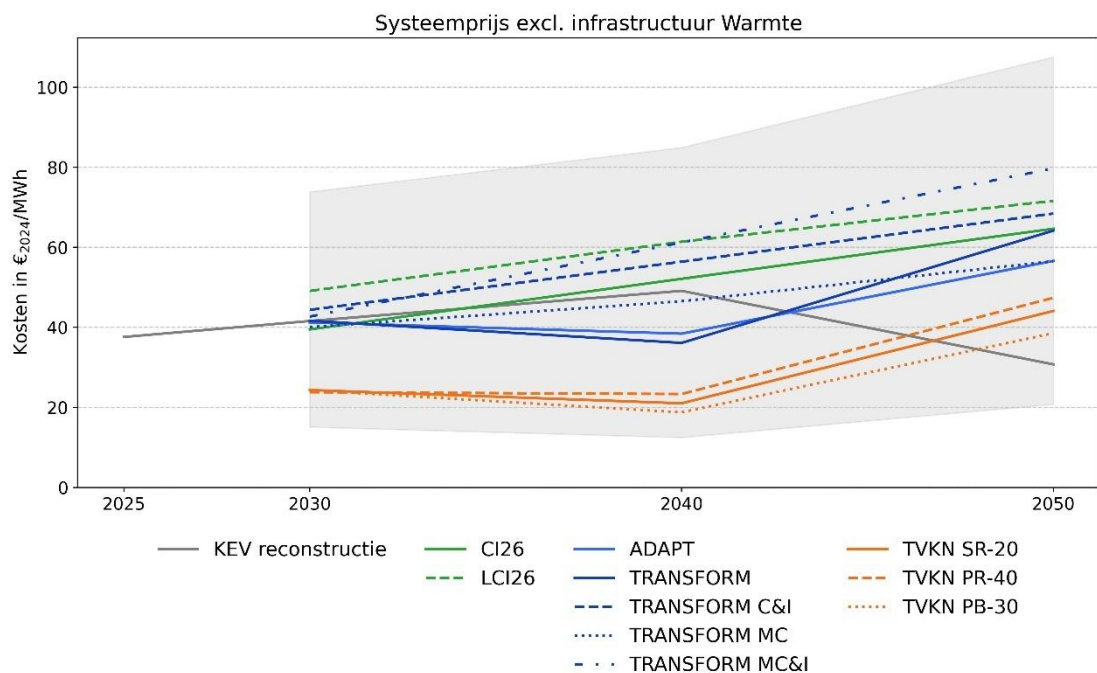
²⁴ Grijze waterstofproductie bij bijvoorbeeld de kunstmestindustrie wordt in dat geval volledig toegerekend aan de kosten van die industrie zelf.

binnen de categorie. De prijs wordt dan ook vooral bepaald door de prijs aardgas, en in mindere mate door de elektriciteitskosten.

-) **2040:** Hier neemt de rol van groene waterstof – en dus de invloed van de elektriciteitskosten – steeds verder toe. We onderscheiden twee scenariogroepen:
 - Bij de scenario's die gedreven worden door import (TRANSFORM-industrievarianten met import en de 2026-industriescenario's wordt 44 tot 99% van de kosten bepaald door de eigen keten, en de rest door inkoop van elektriciteit of aardgas.
 - Bij de overige scenario's die gedreven worden door groene waterstof wordt 46% tot 79% van de kosten verklaard door de elektriciteitskosten, en de rest door de eigen keten.
-) **2050:** Opnieuw een toename van groene waterstof en dus de invloed van de elektriciteitskosten. We zien een mix van import van waterstof en ammoniak en groene waterstof. De verhoudingen zijn wisselend, maar de kosten komen voor 13 tot 70% uit de eigen keten en voor 29 tot 85% uit de elektriciteit.

Zoals gezegd staat het KEV-reconstructiescenario niet in bovenstaande grafiek. We kunnen echter wel concluderen dat de kosten bij elke vorm van duurzame waterstof oploopt richting 2050. Uitgaande van een schatting van de kosten van grijze waterstof (~50-80 €/MWh) verdubbelen de kosten in 2030 (door import en blauwe waterstof) en stijgen de kosten in 2050 naar 3 tot 5x zo hoog, gedreven door import en groene waterstof.

5.4 Drager warmte



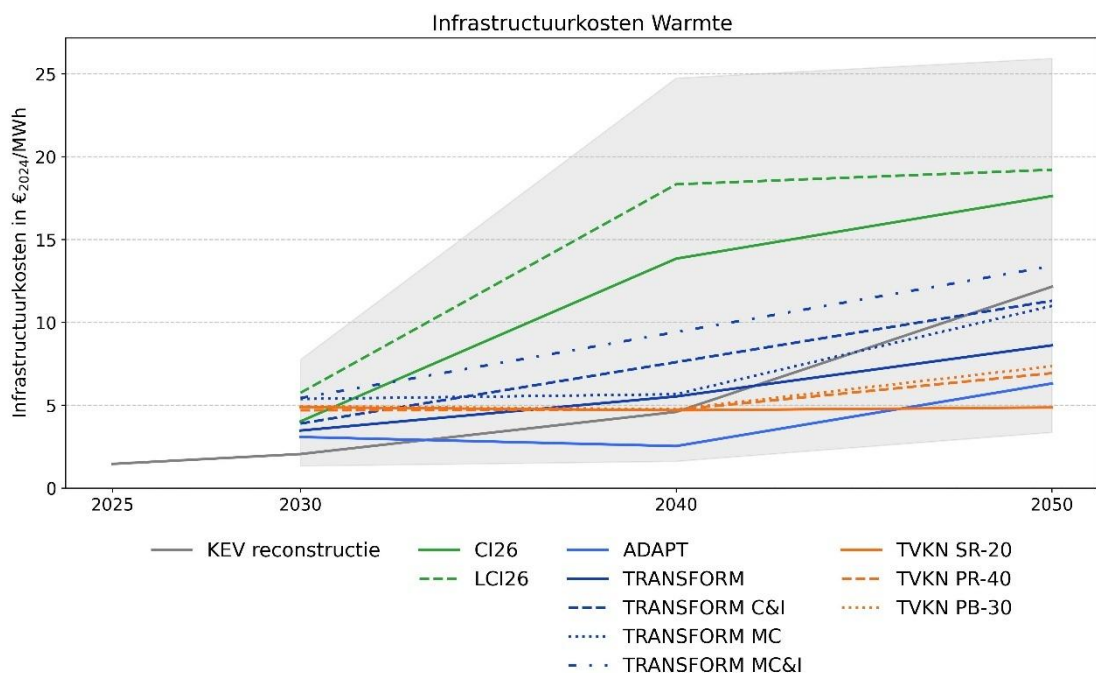
Figuur 5.5: Gemiddelde dragersprijzen voor warmte

De kosten per energiedrager voor warmte laten een grote spreiding zien, die sterk afhankelijk is van de gebruikte warmtebron. In het KEV-reconstructiescenario van 2025 bestaat het merendeel van de warmte (96%) uit restwarmte afkomstig uit de koolstofketen, wat de kosten voor warmte in dit scenario domineert.

Voor het eindbeeld in 2050 hangt de hoogte van de kosten sterk af van de gekozen warmtebronnen:

-) In de TRANSFORM MC&I- en C&I-scenario's wordt veel gebruik gemaakt van waterstofketelinstallaties. Bij MC&I vormen deze circa 21% van de totale warmtekosten. Daarnaast is een groot deel van de warmte afkomstig uit elektriciteit, bijvoorbeeld via warmtepompen en elektrische boilers, goed voor ongeveer 55% van de kosten.
-) In de 2026-industriescenario's, ADAPT en de overige TRANSFORM-scenario's blijft elektriciteit een belangrijk aandeel leveren (35–58%), gecombineerd met een aanzienlijk aandeel warmte uit de eigen keten (19–34%).
-) In de TVKN-scenario's is het aandeel warmte uit de eigen keten beperkt (14% bij PB-40, en minder dan 5% bij andere scenario's), terwijl de meeste warmte afkomstig is uit de koolstofketen (74% bij PB-40 en 73% bij SR-20).
-) Ook in het KEV-reconstructiescenario speelt warmte uit de fossiele keten een grote rol, goed voor circa 53% van de kosten.

Deze analyse laat zien dat de kosten per huishouden of eindgebruiker sterk variëren, afhankelijk van welke warmtebronnen in een scenario worden ingezet, en dat het aandeel restwarmte, elektriciteit of fossiele en koolstofgebaseerde ketens hier doorslaggevend is.



Figuur 5.6: Infrastructuurkosten voor warmte

Daarnaast is er een grote spreiding in het aandeel infrastructuurkosten voor warmte, dat kan oplopen tot bijna 20 €/MWh, gemiddeld over alle warmtelevering. Dit hangt sterk samen met de aard van de warmtevoorziening: warmtelevering aan woningen via een warmtenet vraagt relatief veel infrastructuur en investeringen, terwijl warmteuitwisseling binnen de industrie over het algemeen weinig extra infrastructuur vereist.

6 Indicatief beeld voor de overheidsinkomsten

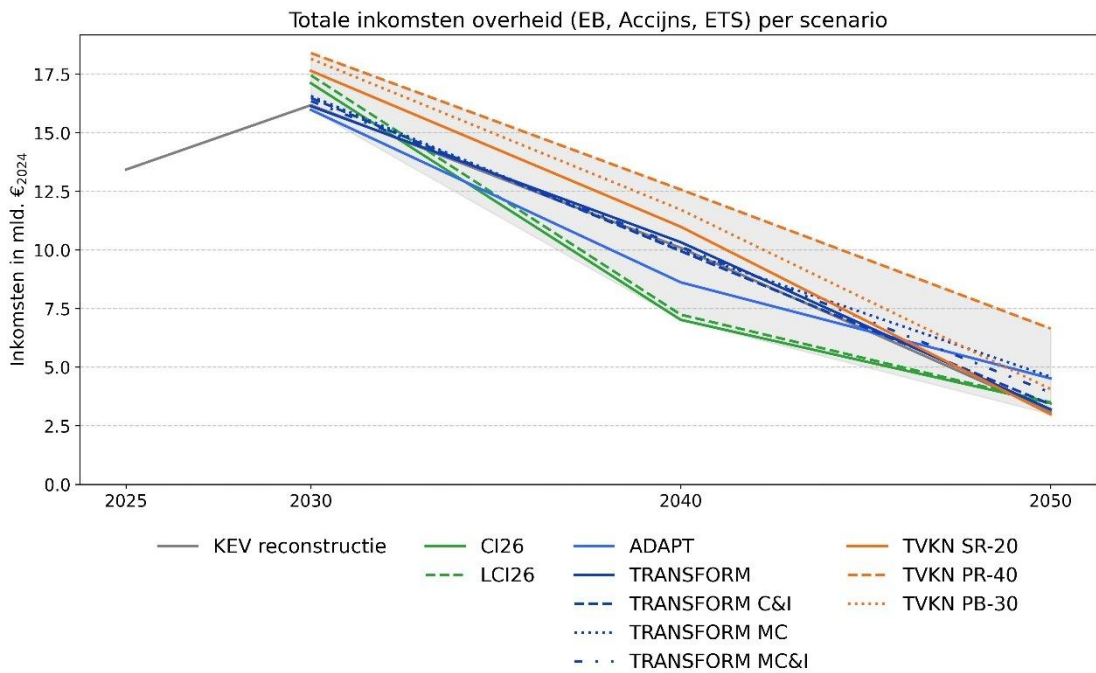
De energietransitie speelt een belangrijke rol in de overheidsfinanciën. Enerzijds via subsidies die worden ingezet om de transitie te stimuleren, en anderzijds via belastingen en heffingen op energiegebruik en emissies. Dit hoofdstuk presenteert projecties van de overheidsinkomsten passend bij de betreffende scenario's, voor een aantal relevante posten, namelijk: de energiebelasting (EB) op gas en elektriciteit, accijnzen op benzine, diesel en LPG en inkomsten uit het EU Emissions Trading System (ETS).

Interpretatie van het partiële beleidskader

Bij de interpretatie van deze projecties is het belangrijk te benadrukken dat het hier gaat om een partieel beleidskader. De analyse richt zich op een selectie van beleidsinstrumenten die relevant zijn voor het energiesysteem, maar omvat nadrukkelijk niet het volledige fiscale en beleidsmatige instrumentarium. Instrumenten zoals btw, de energie-investeringsaftrek (EIA) en de motorrijtuigenbelasting maken bijvoorbeeld geen onderdeel uit van deze analyse (niet-uitputtende opsomming). Dit hangt samen met het prototypekarakter van de analyse en de wens om de complexiteit beheersbaar te houden.

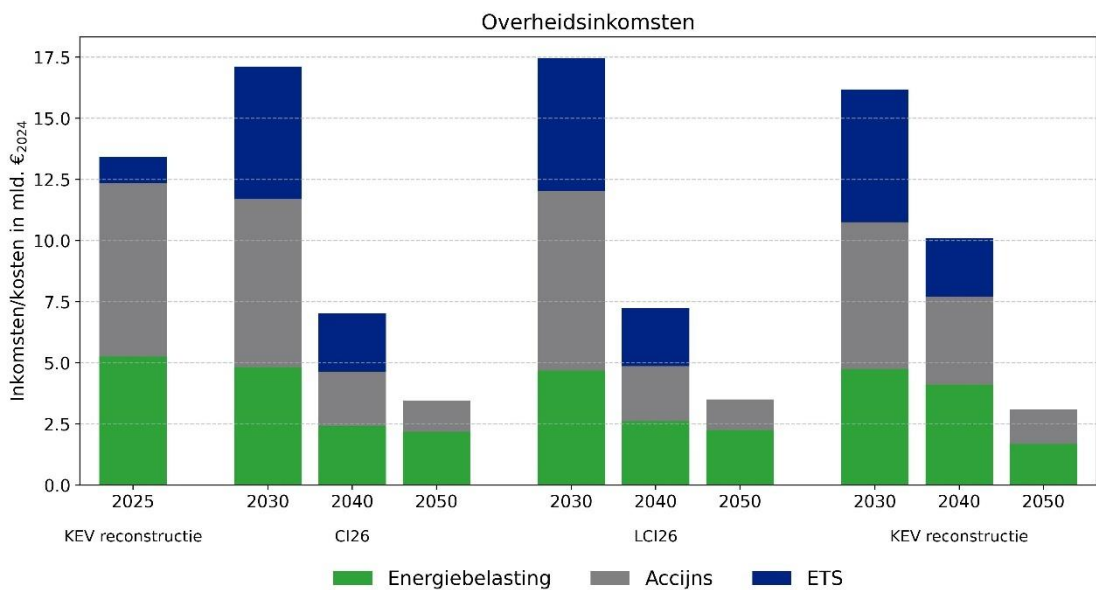
Omdat er geen vastomlijnd of volledig uitgewerkt beleidskader bestaat voor de periode richting 2050, hebben we als onderzoekers keuzes moeten maken over hoe toekomstig beleid wordt gerepresenteerd. Daarbij is zo veel mogelijk aangesloten bij de huidige beleidsopzet. Dit betekent dat belastingtarieven constant zijn verondersteld, tenzij expliciet anders aangegeven.

Op basis van de drie bestudeerde posten (EB, accijns, ETS) is een beeld gevormd van de totale inkomsten voor de overheid. De bedragen in dit hoofdstuk zijn gebaseerd op de nationale kosten zoals berekend volgens de WACC-methode (zie ook Paragraaf 2.2.1). Dit houdt in dat reële financieringskosten meegenomen worden. Alle bedragen zijn gebaseerd op het prijspeil van 2024.



Figuur 6.1: Totale inkomsten overheid (EB, Accijns, ETS) per scenario

Figuur 6.1 toont de berekende inkomsten (bestaande uit EB, accijns en ETS) voor de overheid. De berekende inkomsten van de overheid, in 2025 nog 13,4 miljard euro, nemen in alle gevallen af richting 2050, hoewel het moment van afname en de snelheid hiervan verschilt per scenario. In 2050 liggen de berekende inkomsten tussen de 3 en 6,6 miljard (voor TVKN SR-20 en TVKN PR-40 respectievelijk).



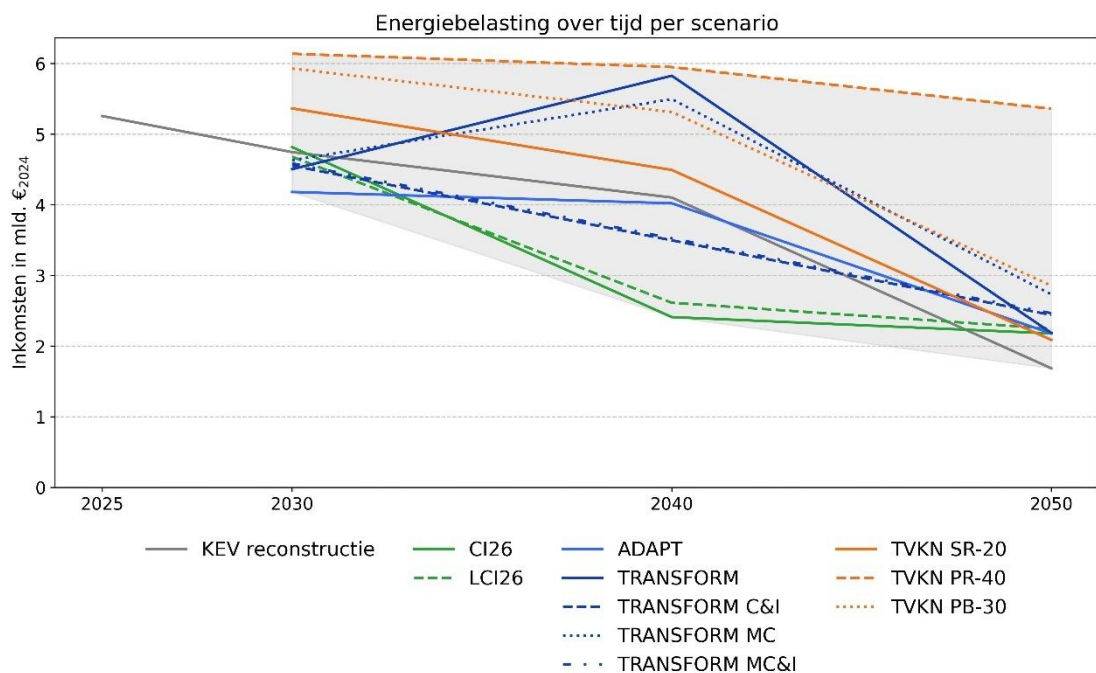
Figuur 6.2: Componenten overheidsinkomsten voor een selectie scenario's

Figuur 6.2 laat voor een selectie scenario's de componenten van de overheidsinkomsten zien. Andere relevante posten (zoals bijvoorbeeld de btw of EIA) zijn niet meegenomen. In 2025 zijn de inkomsten voor de overheid 13 miljard euro. Door dalende baten nemen de inkomsten in elk scenario af, met voor bovenstaande scenario's de sterkste daling tussen 2030 en 2040, gedreven door lagere inkomsten uit accijns en ETS.

De ETS-inkomsten zijn onafhankelijk van de CO₂-uitstoot en ook hetzelfde in alle scenario's. De Nederlandse overheid heeft namelijk jaarlijks een vaststaand aantal rechten dat zij kan veilen, dat afloopt met het ETS plafond. De ETS-delen van de bar chart hierboven zijn dan ook voor elk scenario hetzelfde per jaar en verdwijnen na 2040 helemaal.

6.1 Energiebelasting

De energiebelasting wordt geheven op het verbruik van gas en elektriciteit door de eindgebruiksectoren (zoals industrie, mobiliteit, en gebouwde omgeving). Per sector wordt aan de hand van een gemiddeld tarief en de sectorale energieconsumptie de totale EB berekend. Hier wordt ook nog de 'vermindering energiebelasting' op toegepast, een vaste teruggaaf van € 520 per aansluiting die voornamelijk huishoudens ten goede komt.



Figuur 6.3: Landelijke opbrengsten energiebelasting over tijd per scenario

De landelijke opbrengsten uit de energiebelasting zijn te zien in **Figuur 6.3**.

- De berekende EB-opbrengsten liggen in 2025 op 6,4 miljard euro. Het beeld richting 2050 is dat in elk scenario de opbrengsten dalen. Bij TRANSFORM is deze daling 50%, terwijl TRANSFORM C&I, TVKN PB-30 en TVKN PB-30 dalingen laten zien tussen de 40 en 50% over de hele linie. Deze vier scenario's eindigen allemaal rond een inkomstenniveau van 2,4 miljard euro in 2050.
- De onderliggende opbouw van de EB verschuift sterk: in 2025 is gemiddeld 68% van de belasting afkomstig uit het verbruik van aardgas. Dit aandeel daalt naar 42% in 2040, en slechts 16% in 2050. In plaats van aardgas speelt elektriciteit een steeds grotere rol in de

opbrengsten van de EB, ook absoluut gezien: voor het KEV-reconstructiescenario bijvoorbeeld stijgen de bruto²⁵ inkomsten uit elektriciteit van € 3,2 mld. in 2025 naar € 5,5 mld. in 2050. Deze stijging is echter niet genoeg om de totale EB-inkomsten in stand te houden.

- › De verschillen tussen scenario's zijn het best zichtbaar in 2040. De twee 2026-industriescenario's voorzien hier de laagste opbrengsten (rond de € 2,5 mld.). Dit komt grotendeels doordat de 2026-industriescenario's in de periode 2030 – 2040 een sterke daling voorzien in het gebruik van CV-ketels, waardoor de bruto EB-gas inkomsten in deze jaren met circa € 4 mld. afnemen. Hier tegenover staat het TRANSFORM-scenario, waarin CV-ketels (en de bijbehorende EB inkomsten) tot en met 2040 nog op grote schaal gebruikt worden, samenhangend met een lager BKG-reductiedoel voor 2040 (80% reductie) t.o.v. het reductiedoel van de 2026-industriescenario's (90% reductie).
- › Het TVKN PB-30-scenario behoudt ook in 2050 nog relatief hoge EB-inkomsten, rond de € 5,5 miljard. Dit wordt verklaard door snel stijgende inkomsten uit de belasting op elektriciteit, gedreven door een sterke elektrificatie van wegtransport (goed voor € 1,4 mld. aan extra EB-elektriciteit inkomsten t.o.v. 2030) en het gebruik van warmtepompen (goed voor een stijging van € 0,8 mld.

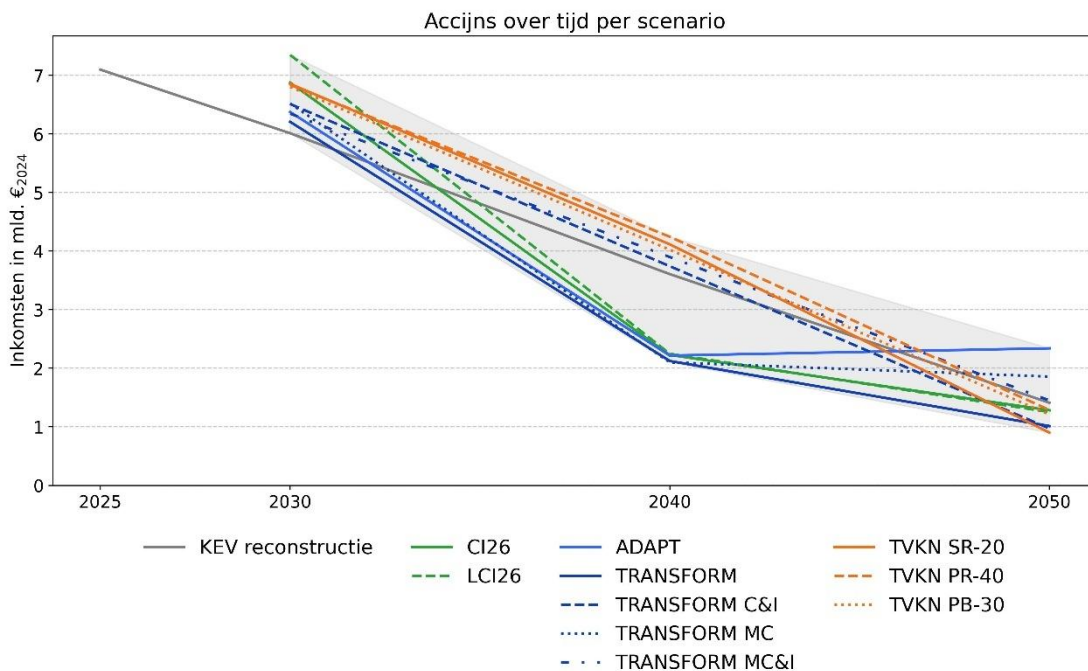
6.2 Accijns

Accijns wordt geheven op het verbruik van benzine, diesel en LPG. Hieronder vallen ook de synthetische en bio-varianten van deze brandstoffen, zoals synthetische diesel of biodiesel.

Figuur 6.4 toont de totale opbrengsten uit accijnzen.

- › De totale opbrengst uit brandstofaccijnzen neemt af: van € 7,1 mld. per jaar in 2025 (KEV reconstructie) naar 0,9 tot 2,3 miljard euro per jaar in 2050. Dit is een daling van 68% - 87%.
- › De snelheid waarmee deze daling plaatsvindt hangt af van het scenario: zo voorzien ADAPT, de 2026-industriescenario's en TRANSFORM-scenario's een snelle daling naar circa € 2,2 mld. in 2040, waarna de inkomsten relatief stabiel blijven. De drie TVKN-scenario's en het KEV-reconstructiescenario daarentegen voorzien een meer lineaire daling.
- › Accijnsinkomsten komen bijna exclusief uit de sectoren 'Wegtransport – Personen' (57%), 'Wegtransport – Vracht' (29%) en 'Mobiele werktuigen' (13%). Overige inkomsten komen uit de industrie. Vooral de inkomsten uit Wegtransport – Personen dalen sterk in de periode 2030 – 2040 door elektrificatie van de voertuigen, voor ADAPT en de 2026-industrie- en TRANSFORM-scenario's, waardoor deze inkomsten met € 3 mld. per jaar dalen. Het verlies van accijns in deze sector wordt deels gecompenseerd door hogere inkomsten uit de energiebelasting op elektriciteit (van € 0,5 mld. in 2030 naar € 2 mld. in 2040).

²⁵ Inkomsten voordat de vermindering EB is toegepast.



Figuur 6.4: Landelijke opbrengsten accijns over tijd per scenario

6.3 ETS

Het EU Emissions Trading System (ETS) vereist bedrijven binnen gereguleerde sectoren om voor elke ton CO₂-uitstoot een emissierecht (EUA) te bezitten en deze jaarlijks in te leveren. EUA's worden geveild op de European Energy Exchange. Een deel van deze EUA's wordt geveild door de Nederlandse overheid. Inkomsten uit deze veilingen komen ten goede aan de rijksbegroting (NEa, 2026). De hoeveelheid EUA's die door Nederland zelf geveild wordt is voornamelijk bepaald aan de hand van de historische uitstoot en zal bovendien afnemen door het verkleinen van het ETS-emissieplafond (EC, 2026a). De te verwachten aantallen EUA's die jaarlijks geveild kunnen worden zijn vastgesteld aan de hand van recente data van de NEa en de Rijksoverheid. Kanttekening hierbij is dat de verwachte hoeveelheid rechten geveild voor ETS-2 nog niet gecorrigeerd is voor een afdracht aan het Social Climate Fund (SCF).

Op basis van de verwachte aantallen aan geveilde EUA's wordt een voorspelling gemaakt van toekomstige ETS-inkomsten (**Tabel 6.1**). De totale inkomsten vanuit het ETS zijn sterk afhankelijk van de toekomstige ETS-prijzen (zie ook Paragraaf 2.4.3). De berekende inkomsten zijn dus onzeker en moeten binnen deze context gezien worden.

Tabel 6.1: Voorspelling toekomstige inkomsten vanuit het ETS

Jaar	ETS-inkomsten
2025	€1,1 miljard
2030	€5,4 miljard
2040	€2,3 miljard
2050	€0

Tabel 6.1 laat de totale ETS-baten voor de overheid zien.

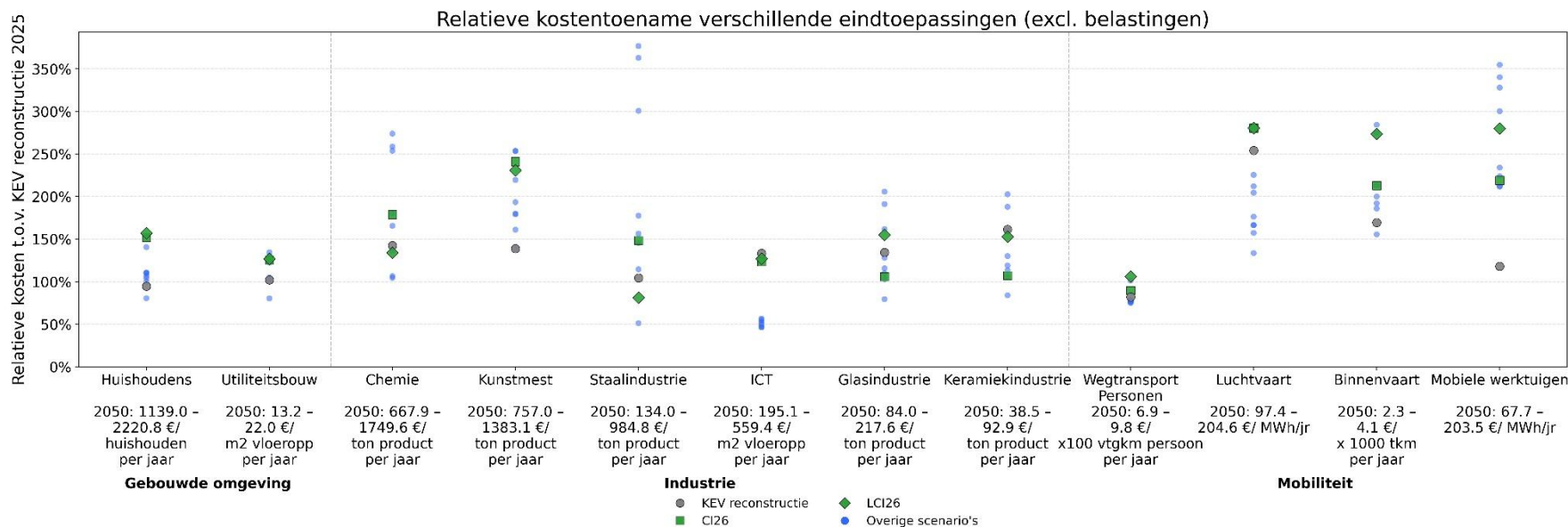
- › De tabel laat zien dat de ETS-baten voor de overheid tot 2030 sterk toenemen. Dit komt deels door een stijgende CO₂-prijs (van € 75 in 2025 naar € 100 / ton in 2030), maar voornamelijk door het ingaan van ETS-2, waardoor de NEa naar verwachting circa 40 miljoen extra rechten kan veilen.
- › Na 2030 neemt de aangenomen CO₂-prijs verder toe, naar € 200 / ton in 2040. Dit valt echter samen met een daling in de totale hoeveelheid EUA's die geveild kan worden (11,9 miljoen in 2040, en nul in 2050), waardoor de totale ETS-baten uiteindelijk dalen naar een nulniveau.

7 Indicatief beeld kosten voor eindverbruikers

Om inzicht te krijgen in de effecten van de energietransitie voor de eindverbruikers, presenteren we in dit hoofdstuk een allocatie van systeemkosten en overheidsbeleid naar verschillende sectoren met concrete toepassingen. Binnen dit hoofdstuk komt de input van de voorgaande hoofdstukken samen vanuit het perspectief van eindverbruikers. De gehanteerde methodiek werkt als volgt:

1. De nationale kosten (zie hoofdstuk 3) worden eerst verdeeld over de volgende vier waardeketens uit het Nationaal Plan Energiesysteem: Elektriciteit, Waterstof, Warmte en Koolstof (zie hoofdstuk 5).
2. Vervolgens worden eindverbruikers onderverdeeld in de gebruikssectoren Gebouwde Omgeving, Industrie, Mobiliteit, Landbouw en Export, waarbinnen weer onderscheid gemaakt wordt tussen de concrete gebruikstoepassingen.
3. De kosten van de waardeketens zijn naar rato van het energieverbruik verdeeld over de toepassingen.
4. De jaarlijkse kapitaalslasten en onderhoudskosten voor installaties bij de eindgebruikstoepassingen zelf zijn hieraan toegevoegd.
5. De kosten zijn geschaald naar gebruiksvolume: in de gebouwde omgeving naar aantallen huishoudens en vloeroppervlak, in de industrie naar productievolume en in mobiliteit naar vervoerskilometers. Daarmee is gecorrigeerd voor volume-effecten.

Zoals in Hoofdstuk 3. al opgemerkt bestaan er in 2030 bij de nationale kosten al verschillen tussen de scenario's, die te maken hebben met uiteenlopende aannames over de ontwikkeling van het energiesysteem. Ook in de verdeling van deze kosten over de eindgebruikerssectoren zijn deze verschillen dan ook te zien. Vooral tussen de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's enerzijds en de 2026-industriescenario's anderzijds zijn de verschillen duidelijk zichtbaar; de TVKN-scenario's laten in 2030 minder variaties zien. Voor verdere uitleg over de verschillen in scenariobases, zie Hoofdstuk 3.

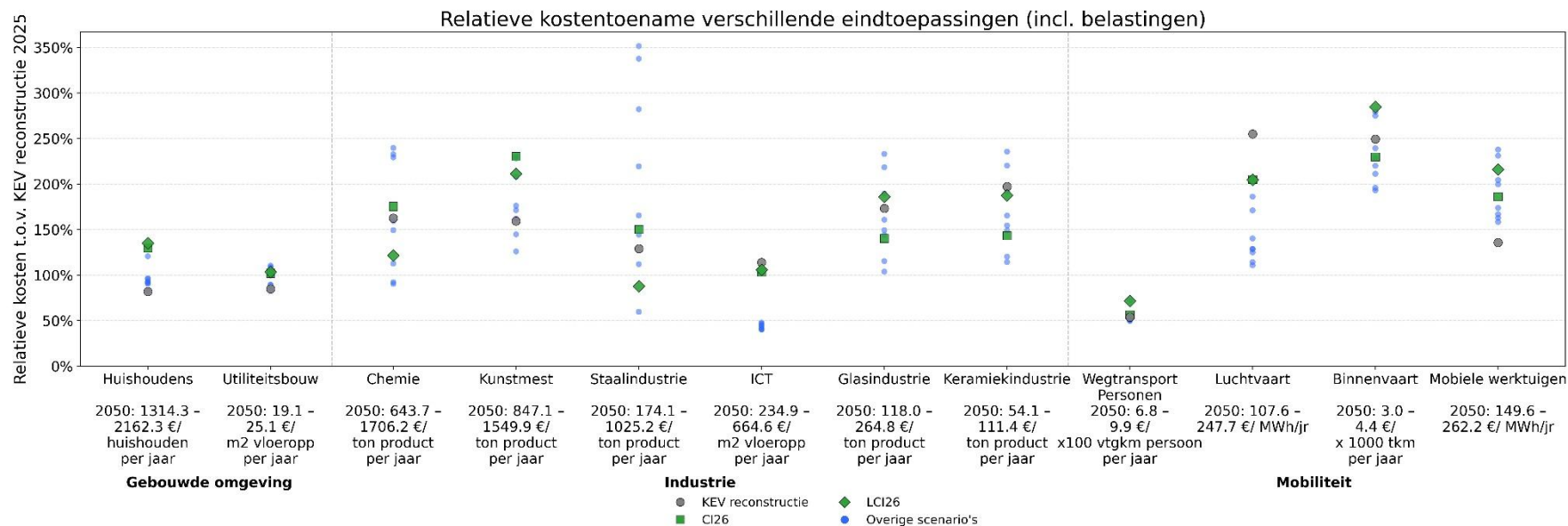


Figuur 7.1: Relatieve kostentoeename verschillende eindtoepassingen (exclusief beleid)

In **Figuur 7.1** is de relatieve kostentoeename te zien voor verschillende eindverbruikerstoepassingen in 2050 ten opzichte van het KEV-reconstructiescenario in 2025. De uitgangssituatie is dus voor alle scenario's gelijk, en de grafiek toont de kostenveranderingen als gevolg van de scenariopaden. Deze grafiek is zonder inbegrip van de gevolgen van belastingen op het kostenbeeld. De volgende zaken vallen op:

- Gebouwde omgeving:** we zien over het algemeen een beperkte stijging of daling voor verwarming huishoudens tussen de -19 tot +11%. Dit geldt echter niet voor het TVKN SR-20 en de 2026-industriescenario's, die stijging tussen de +41 en +57% laten zien voor verwarming huishoudens. Voor utiliteitsgebouwen geldt een beperkte stijging van -20 tot +34%, met opnieuw de 2026-industriescenario's hoog in die bandbreedte. In het algemeen betekent dit dat er ten opzichte van het huidige niveau meer wordt geïnvesteerd in bijvoorbeeld isolatie en warmtepompen, terwijl de operationele energiekosten hierdoor lager uitvallen.

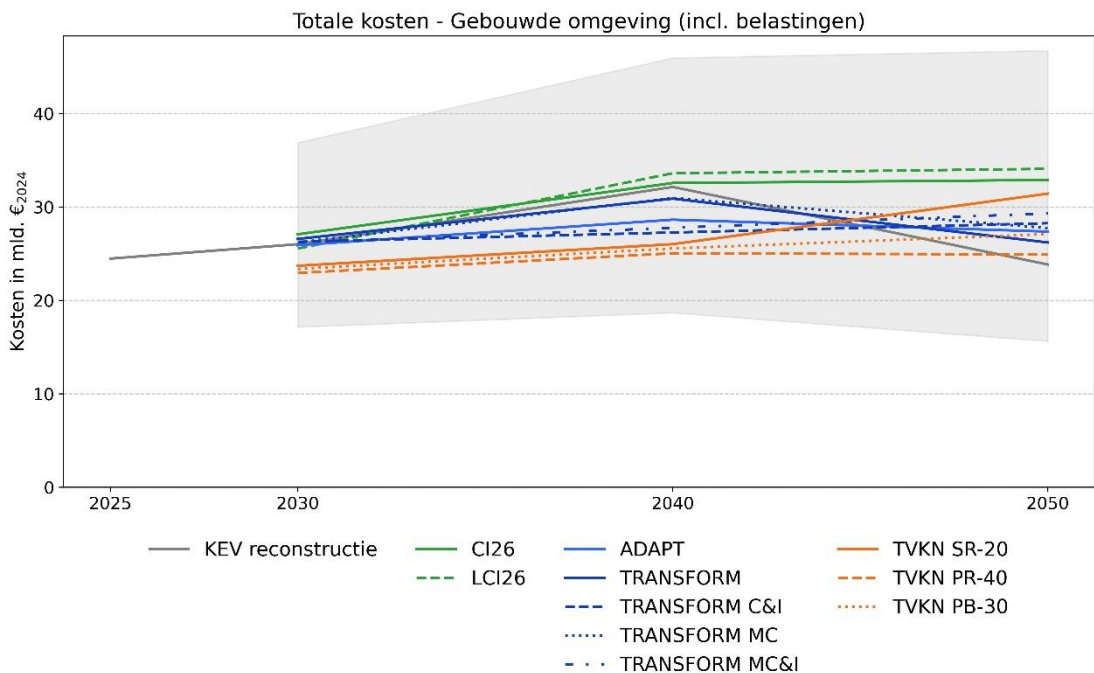
- › **Industrie:** over het algemeen zien we voor alle toepassingen een beperkte tot forse kostenstijging van 2025 naar 2050. In de basisindustrie zien we stijgingen bij chemie (+5 tot +174%) en kunstmest (+39 tot +154%), verklaard door een stijging in CAPEX en netwerkkosten door gebruik van duurdere installaties. Voor de staalindustrie geldt een daling van 49% voor TRANSFORM MC&I en 19% voor LCI26, en een stijging tussen de 4 en 277% voor de andere scenario's. Alleen de ICT-sector laat in een aanzienlijk deel van de scenario's een kostendaling zien, met afnames van 43–54% in de meeste scenario's, afgezien van de KEV-reconstructie en de 2026-industrievarianten, die kostenstijgingen van 23–33% laten zien. Deze ontwikkeling wordt vooral gedreven door elektriciteitskosten, die voor ICT een dominante component vormen (zie paragraaf 5.2 voor de dynamiek van elektriciteitskosten). In de TVKN-scenario's blijven de elektriciteitskosten vrijwel stabiel, omdat ze daar al relatief laag liggen, terwijl de overige scenario's richting dat niveau bewegen.
- › **Mobiliteit:** het beeld varieert per toepassing. In de luchtvaart zien we door overstap naar biobased en/of synthetische brandstoffen een kostenstijging (+34 tot +180%), terwijl personenvervoer bij alle scenario's, behalve TRANSFORM MC&I en LCI26 (+1 en +6% respectievelijk), juist een daling laat zien (-25 tot -11%). Dit is het gevolg van de hogere energie-efficiëntie van elektrische ten opzichte van brandstofauto's, in combinatie met het verschil in energieprijzen. In beide gevallen speelt mee dat er een beperkte hoeveelheid voertuigen op brandstoffen (bijvoorbeeld busjes en lichte trucks) in deze categorie valt, waardoor brandstofkosten doorwerken. Bij LCI26 komt daar bovendien bij dat de prijzen van biobased brandstoffen relatief hoog zijn, wat de kostenstijging versterkt. Het beeld voor binnenvaart en mobiele werktuigen is verdeeld. Bij de binnenvaart stijgen de kosten tussen de +56 en 184%, terwijl voor mobiele werktuigen de kostenstijging varieert tussen 18% (KEV-reconstructie) en +255%, door verschillen in keuzes tussen brandstof, hybride en elektrische oplossingen.



Figuur 7.2: Relatieve kostentoename verschillende eindtoepassingen (inclusief beleid)

Figuur 7.2 toont dezelfde analyse als **Figuur 7.1**, maar dan met inbegrip van de impact van belastingen (energiebelasting, accijnzen, ETS). Hier zien we beperkte effecten voor huishoudens en utiliteitsbouw. Voor het personenvervoer dalen de kosten aanzienlijk ten opzichte van de situatie zonder effect van overheidsbeleid, en zien we over de gehele lijn van scenario's een duidelijke daling. Binnen de industrie blijft voor de meeste toepassingen het effect beperkt, alhoewel de grootste toenames in kosten gedempt worden.

7.1 Gebouwde omgeving ²⁶



Figuur 7.3: Totale kosten gebouwde omgeving (incl. belastingen)

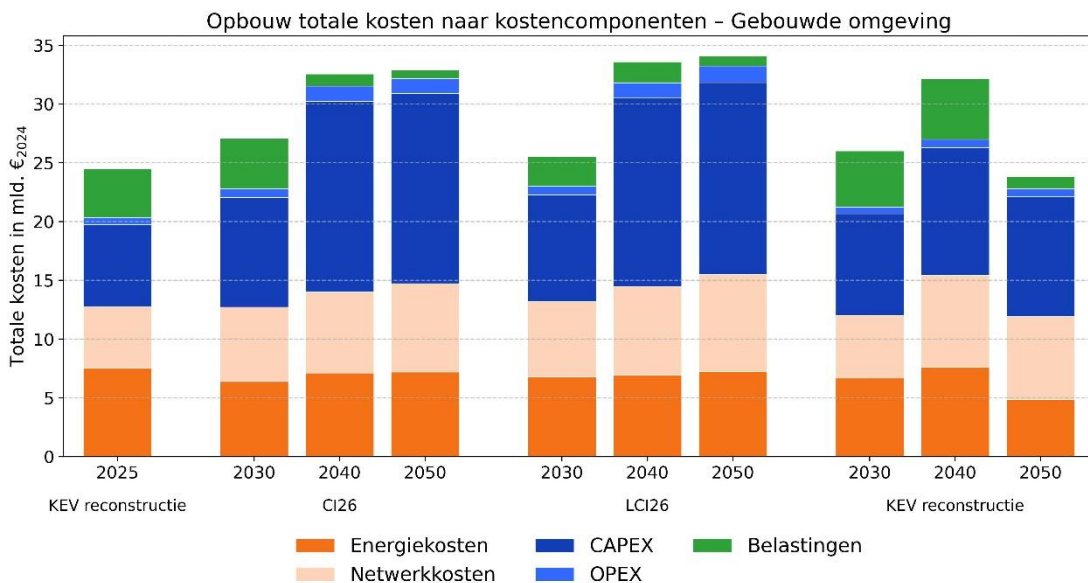
Binnen de gebouwde omgeving blijven de kosten - belastingen meegerekend - over het algemeen stabiel over de periode 2030-2050. De scenario's laten een consistent beeld zien over deze periode, waarin de totale kosten zich bewegen binnen een bandbreedte van €23-27 miljard (begrensd door TVKN PR-40 en CI26 respectievelijk) in 2030 naar €24-34 miljard in 2050 (begrensd door de KEV-reconstructie en LCI26 respectievelijk). Dat de 2026-industriescenario's hier het duurst zijn, laat zich verklaren door de extra voorwaarde dat er geen CV-ketels meer bij huishoudens mogen komen. Daardoor is de warmtevoorziening duurder dan bijvoorbeeld de TRANSFORM-scenario's, waar nog een kleine hoeveelheid aardgas ingezet kan worden dat gecompenseerd wordt met negatieve emissies.

Het relatief vlakke kostenverloop, met slechts een beperkte kostenstijging over de gehele periode 2030-2050, is bij andere sectoren niet te zien en wordt grotendeels verklaard door een sterke rol van energiebelastingen in het kostenbeeld. Hierbij horen teruglopende

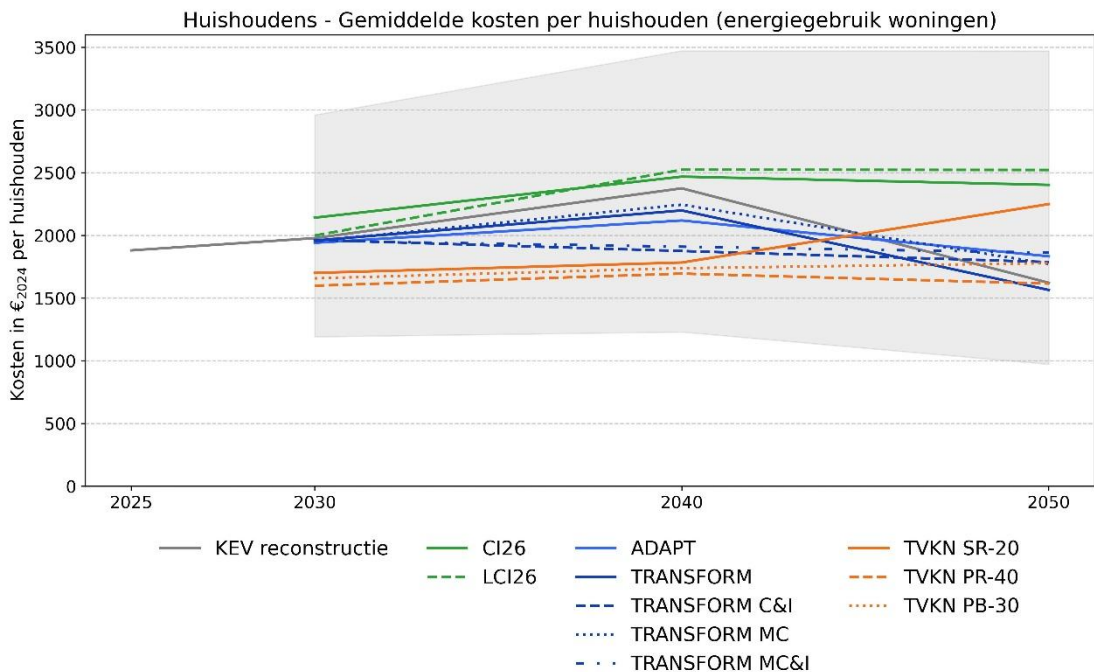
²⁶ In het kader van voortschrijdend inzicht — ontstaan uit een vergelijking tussen het actuele kostenbeeld van het CBS en de KEV reproductie voor 2025 — zijn in deze paragraaf zowel de operationele kosten van netbeheerders als de toerekenfactor voor huishoudens aangepast. De operationele kosten zijn overschreven met de resultaten uit FIEN, die een kostenniveau van €4,1 mld per jaar in 2025, oplopend naar €5,8 mld per jaar vanaf 2040 projecteren. Daarnaast is de toerekeningsfactor voor huishoudens gewijzigd: waar in hoofdstuk 2 werd uitgegaan van een verhouding waarin huishoudens 2,0x zoveel betalen als andere gebruikers, blijkt een factor van 4,8x accurater. Dit leidt tot een beperkte inconsistentie binnen hoofdstuk 7, maar geeft een waarheidsgetrouwer beeld van de netto lasten voor huishoudens. Deze inconsistentie heeft geen impact op de conclusies die in de overige onderdelen van het hoofdstuk worden getrokken. Ondanks deze verbetering blijven in hoofdstuk 9 methodologische omissies staan, waardoor de resultaten in deze paragraaf niet kunnen worden gezien als een exacte reproductie of als een nauwkeurige voorspelling van de daadwerkelijke huishoudenslasten.

inkomsten uit energiebelasting en accijns. Door het overnemen van de oplopende kosten door de overheid, blijven de kosten voor de gebouwde omgeving stabiel in de periode 2030-2050, ondanks de beweging richting duurzame energiedragers.

Deze conclusie is ook te trekken uit **Figuur 7.4**, waar te zien is dat de totale kosten niet significant, maar slechts beperkt toenemen richting 2050, en er vooral binnen de kostencomponenten een verschuiving is te zien van belastingen naar CAPEX en in mindere mate netwerkkosten. Dit wordt verklaard door installatie van en subsidie voor warmtepompen en een afname in energiebelasting.



Figuur 7.4: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten – Gebouwde omgeving

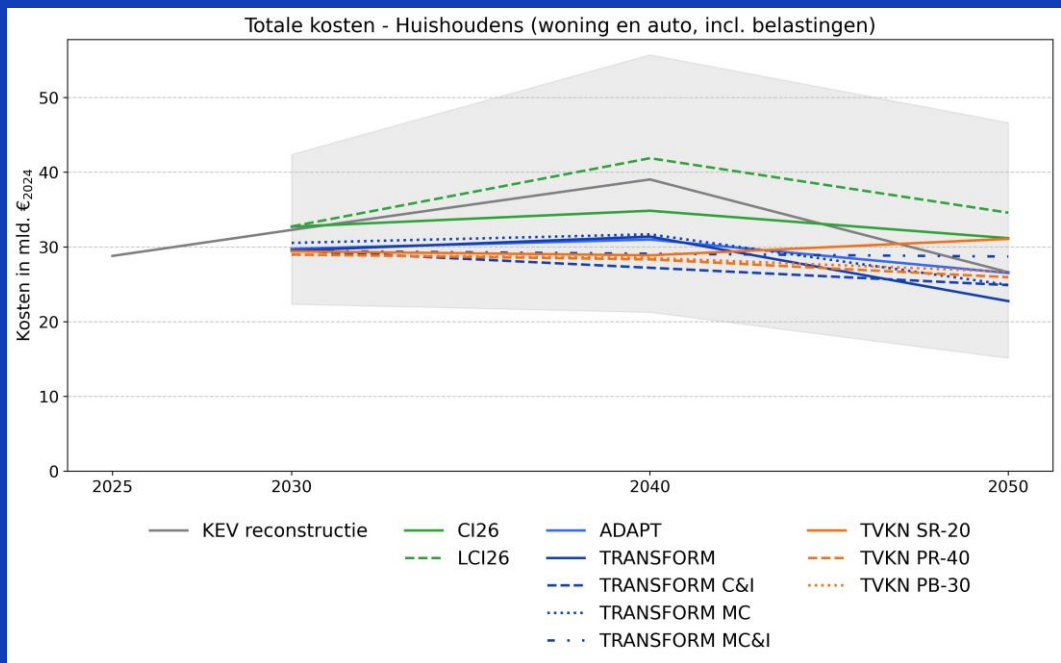


Figuur 7.5: Gemiddelde kosten per huishouden (energiegebruik woningen)

Verder vallen de volgende zaken op:

-) Het KEV-reconstructiescenario wijkt enigszins af van het hierboven geschetste consistente beeld van dalende kosten richting 2050. In dit scenario worden in de gebouwde omgeving geen brandstoffen ingezet. Daardoor tellen brandstofkosten en gerelateerde kostenposten, zoals energiebelasting, niet mee in het totale kostenbeeld. Dit heeft een significant drukkend effect op de totale systeemkosten. Daarnaast is in hoofdstuk 5.4 te zien dat de systeemprijs voor warmte in dit scenario relatief laag uitvalt. Deze combinatie – het ontbreken van brandstofgerelateerde kosten en een lage berekende systeemprijs voor warmte – verklaart waarom de totale kostenontwikkeling in het KEV-reconstructiescenario afwijkt van de andere scenario's.
-) Het TVKN PR-40-scenario eindigt niet in een volledig CO₂-neutrale gebouwde omgeving, maar compenseert deze overgebleven uitstoot via negatieve emissies. Dit mechanisme is niet uniek voor dit scenario: ook in ADAPT en TRANSFORM worden negatieve emissies ingezet om resterend aardgasgebruik in de gebouwde omgeving te compenseren. Onderscheidend voor TVKN PR-40 is echter de mate waarin dit leidt tot extra belastingdruk voor de verwarming van huishoudens. Aardgas als energiedrager en CV-installaties blijven in dit scenario deels in gebruik, wat leidt tot lagere energie- en installatiekosten. ETS en energiebelasting leiden in dit scenario echter wel tot een hogere belastingcomponent van de totale kosten.
-) Bij de kosten per huishouden zien we een vergelijkbaar, consistent beeld over de scenario's heen. Kosten dalen licht, over de gehele breedte van scenario's heen.

Deepdive: kosten van de groep 'huishoudens'

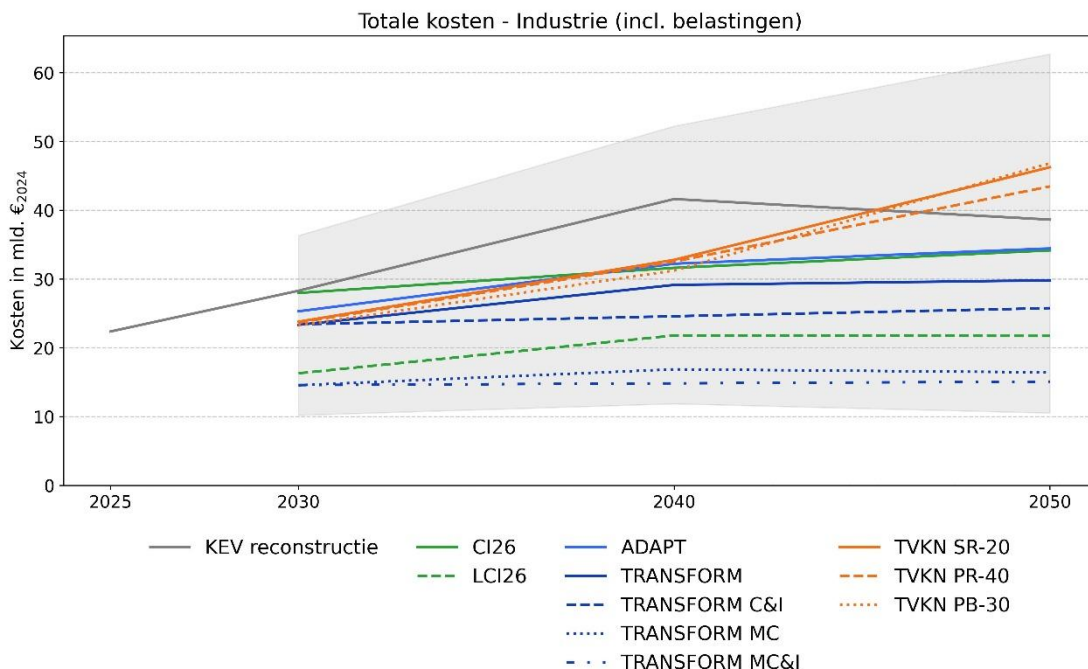


Naast de analyse van de eerder besproken eindgebruikerscategorieën is ook gekeken naar de kosten per huishoudens, zowel voor verwarming als voor personenvervoer. Dit geeft inzicht in wat huishoudens in totaal aan energie kwijt zijn. Voor personenvervoer is rekening gehouden met het aandeel leaseauto's, die in deze analyse niet bijdragen aan de kosten voor de energievoorziening van huishoudens.

Voor beide toepassingen geldt dat, bij het doorgetrokken beleidskader, de totale kosten voor huishoudens dalen ten opzichte van 2030. In praktische termen betekent dit dat de energierekening voor huishoudens gemiddeld afneemt, wat op het eerste gezicht goed nieuws is. Dit betekent echter niet dat er weinig verandert: de opbouw van de kosten verandert aanzienlijk, met een verschuiving van energiekosten (OPEX) naar investeringskosten (CAPEX).

Het is bovendien belangrijk om te benadrukken dat deze resultaten alleen gelden voor huishoudens als groep. Voor individuele huishoudens kunnen de effecten sterk verschillen, afhankelijk van factoren zoals woonsituatie, het al dan niet hebben van een warmtepomp of aansluiting op een warmtenet, het bezit van een elektrische of fossiele auto, en het type, de grootte en het isolatieniveau van de woning. Afhankelijk van bijvoorbeeld het inkomensniveau kan deze verschuiving in kosten voor sommige huishoudens tot financiële druk leiden. Dit vraagt om een meer gedetailleerde, granulaire analyse om te bepalen op welke groepen en maatregelen het beleid zich het beste kan richten.

7.2 Industrie



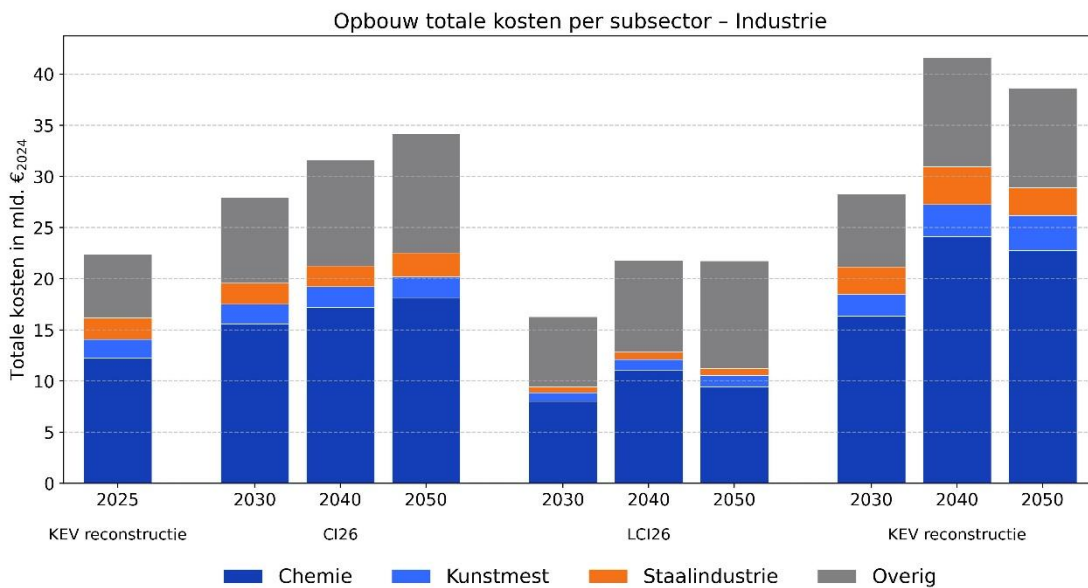
Figuur 7.6: Totale kosten – Industrie (incl. belastingen)

Figuur 7.6 toont de totale eindverbruikerskosten die bij de industrie terechtkomen voor verschillende scenario's, die variëren in de omvang en samenstelling van de industrie in Nederland. De grafiek laat een consistent beeld zien van stijgende industriële kosten tussen 2030 en 2050, ongeacht het gekozen scenario. Tegelijkertijd zijn de verschillen tussen scenario's in 2030 in veel gevallen groter dan de kostenstijging binnen één scenario tussen 2030 en 2050. De meest opvallende zaken uit deze grafiek zijn als volgt:

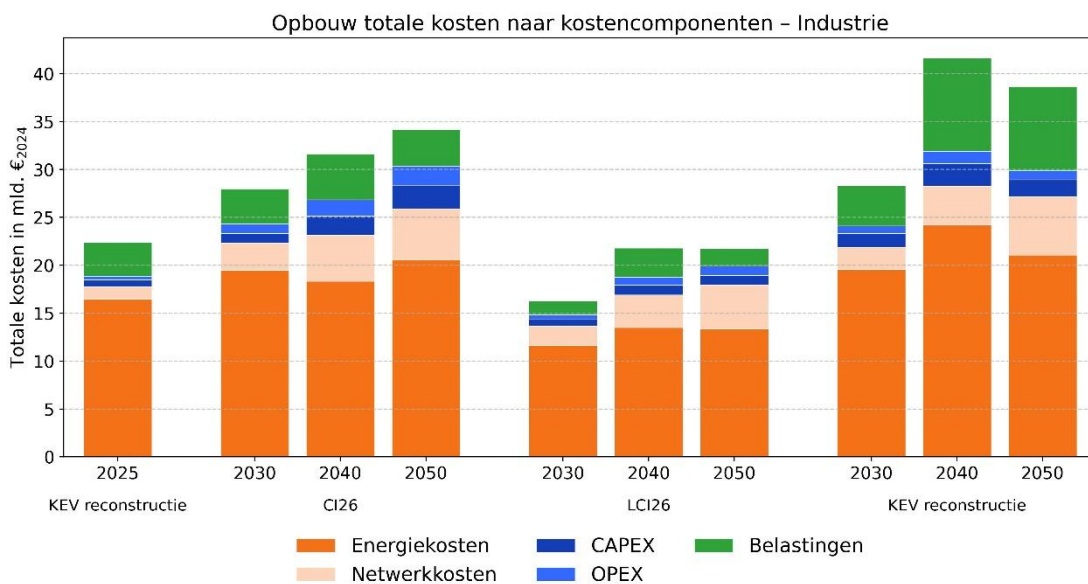
-) Verschillen in 2030 worden vooral gedreven door verschillen in industrieel activiteitsniveau. In het LCI26-scenario en in de minder competitieve varianten van TRANSFORM ligt het industriële productievolume in 2030 al duidelijk lager dan in de overige scenario's. Dit vertaalt zich direct in lagere totale eindverbruikerskosten voor de industrie. In de overige scenario's is het activiteitsniveau in 2030 onderling vergelijkbaar, en is ook de kostenopbouw van de industrie grotendeels gelijk.
-) De sterkste groei is te zien bij de TVKN-scenario's. Deze laten ten opzichte van 2030 een kostenstijging zien tussen de 84% en 101%. Deze forse stijging wordt voornamelijk verklaard door de noodzaak voor oplossingen om de industrie te verduurzamen, wat resulteert in een toenemende vraag naar moleculen, zoals biobased en synthetische brandstoffen of waterstof. Daarnaast veronderstellen de TVKN-scenario's dat ook andere landen hun fossiele emissies reduceren, waardoor het niet aannemelijk is dat grote hoeveelheden fossiele nafta en ethyleen beschikbaar blijven voor import. Dit impliceert dat Nederland deze producten in toenemende mate zelf moet produceren, wat leidt tot hogere kosten in de chemische sector door substantiële binnenlandse investeringen in alternatieve productieroutes en bijbehorende (secundaire) conversieprocessen (zie

paragraaf 3.5). Bovendien moeten in de TVKN-scenario's binnenlandse installaties worden gebouwd voor de productie van deze moleculen, wat richting 2050 ook leidt tot hogere CAPEX-kosten in vergelijking met andere scenario's. Een vergelijkbare ontwikkeling speelt in de andere scenario's, maar daar neemt de industriële activiteit af – in de TRANSFORM-scenario's enigszins, en in de TRANSFORM-industrievarianten en het LCI26-scenario nog sterker – waardoor de kostenstijging in die scenario's beperkt blijft. Daarnaast speelt bij de import-scenario's ook de import van halffabricaten een rol.

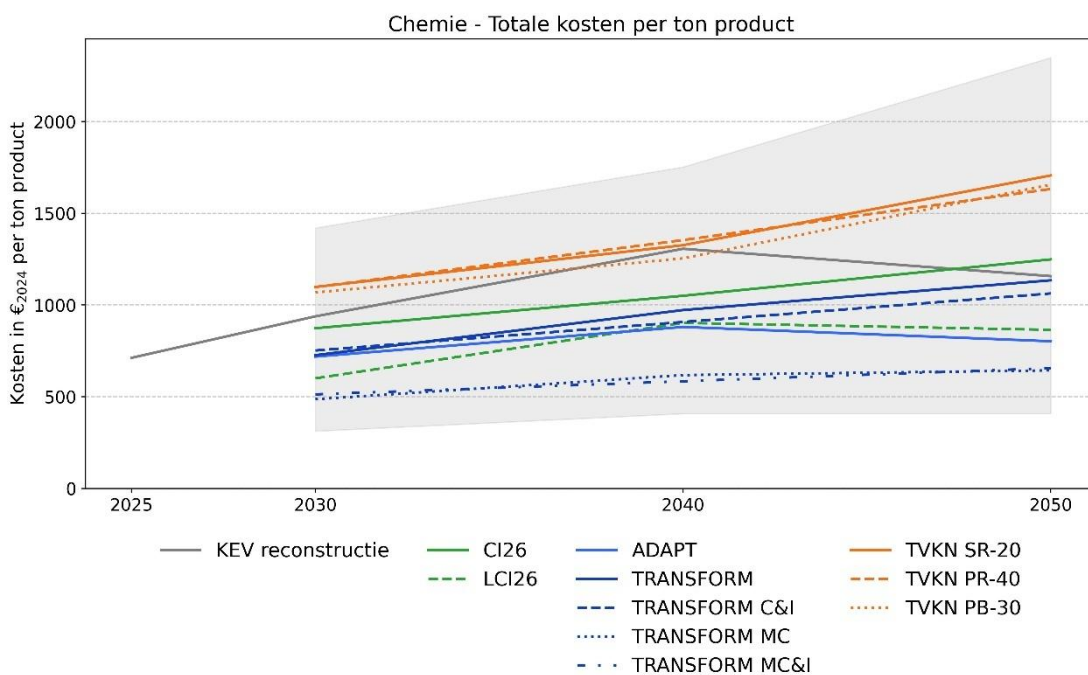
-) In het KEV-reconstructiescenario blijft de stijging relatief beperkt tot 37%, ten opzichte van 2030 - beduidend minder dan de stijging bij de TVKN-scenario's. Dit is wel pas na een daling van de kosten tussen 2040 en 2050. De beperkte stijging komt vooral omdat de industrie veel minder verduurzaamd, waardoor zij minder last heeft van duurdere duurzame energiedragers. Het scenario is echter wel gevoelig voor stijgingen in fossiele energieprijzen. De kostenstijging wordt in dit scenario dan ook vooral verklaard door hogere overheidsheffingen.
-) De TRANSFORM- en 2026-industriescenario's laten ondanks een gematigde krimp van de industrie ook een beperkte kostenstijging zien: tussen de 3% en 33% ten opzichte van 2030. Ondanks de kleinere industrie in Nederland, blijven de kosten net als bij de ADAPT en TVKN-scenario's oplopen, opnieuw door de noodzaak voor oplossingen om de industrie te verduurzamen.



Figuur 7.7: Opbouw totale kosten per subsector - Industrie

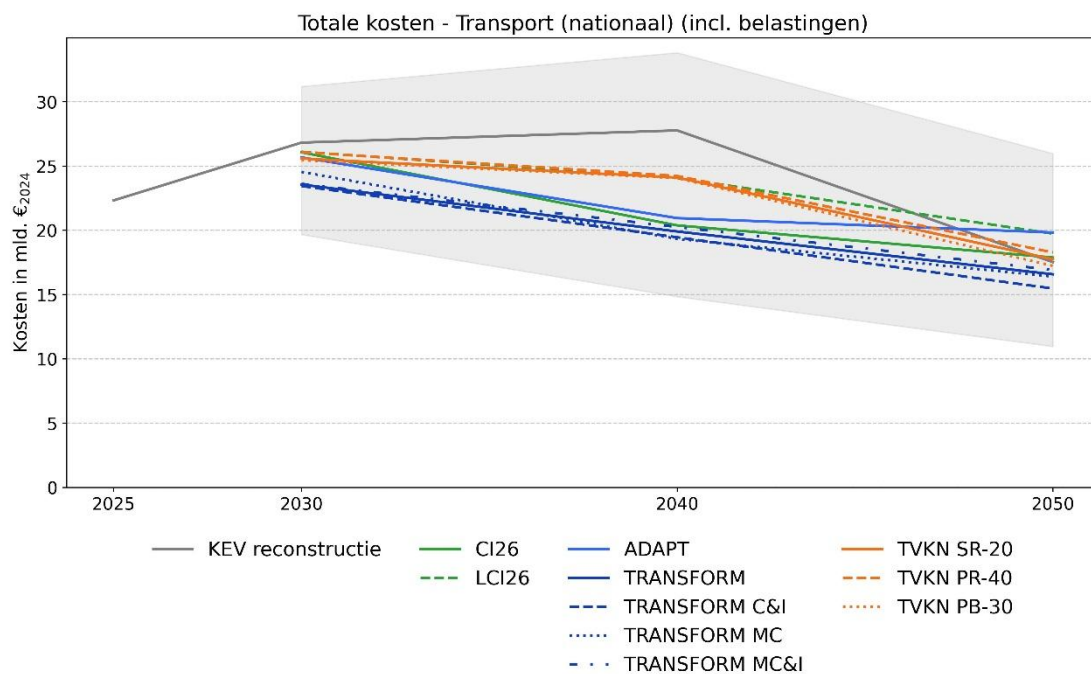


Figuur 7.8: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten - Industrie



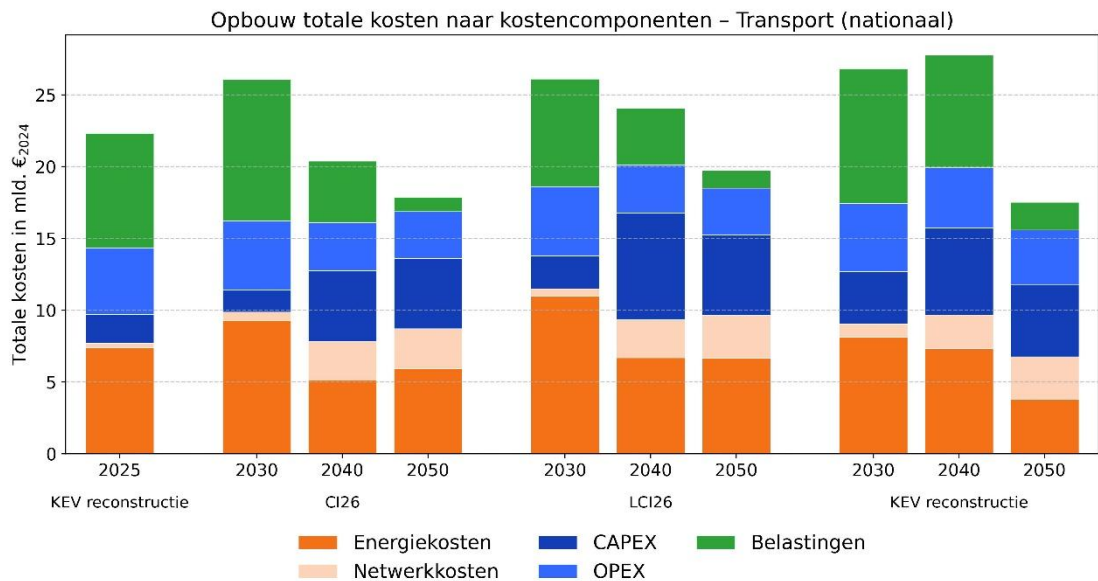
Figuur 7.9: Totale kosten per ton product – Chemie

7.3 Binnenlands transport



Figuur 7.10: Totale kosten – Transport (nationaal) (incl. belastingen)

Figuur 7.10 laat de totale kosten bij eindverbruikers zien voor binnenlandstransport. Hier zien we, in tegenstelling tot bij de industrie een duidelijk dalende trend. Tussen 2030 en 2050 nemen de totale kosten in vrijwel alle scenario's af met tussen de 23% en 35%. Het patroon is zeer consistent over alle scenario's.



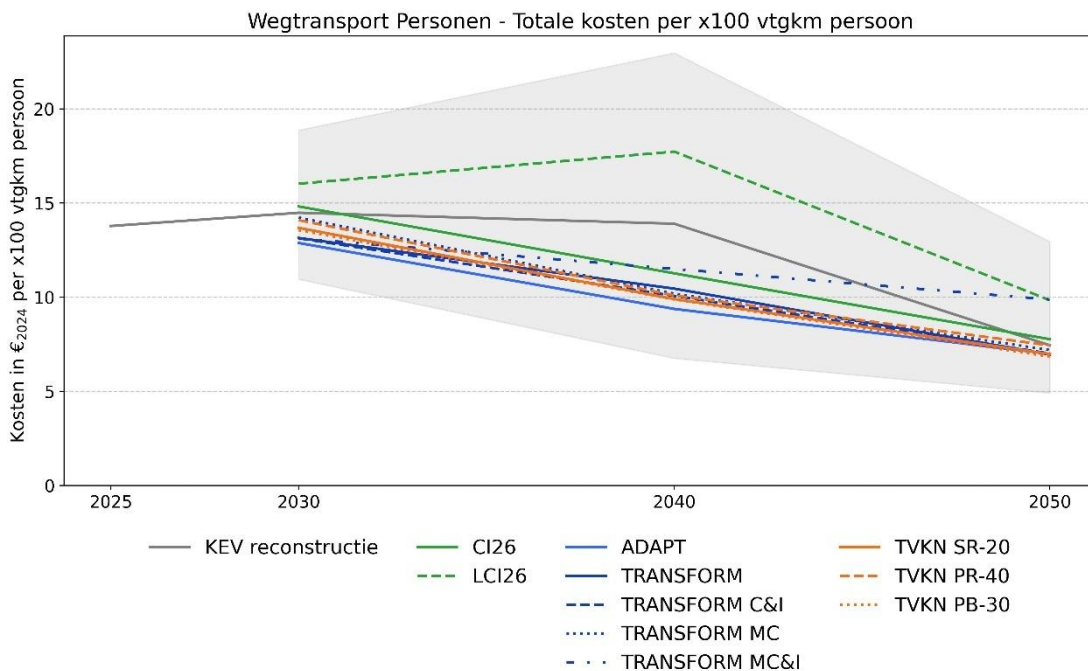
Figuur 7.11: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten – Transport (nationaal)

De daling in kosten wordt gedreven door twee belangrijke factoren:

-) Allereerst wordt elektrisch rijden concurrerend met fossiel rijden. Voor personenvervoer is elektrisch rijden zelfs goedkoper. De meerkosten van elektrische auto's wegen dus op tegen de lagere energiekosten van fossiel rijden, door de hogere efficiëntie van elektrisch rijden. Emissieloos vrachtvervoer blijft duurder dan vrachtvervoer met brandstoffen, maar gedreven door emissiedoelen wordt toch voor deze opties gekozen.

Daarnaast wordt er minder accijnzen betaald, en lopen de belastinginkomsten voor de overheid dus terug. De terugloop in inkomsten uit accijnzen worden slechts deels gecompenseerd door een toename van energiebelasting op elektriciteit. Omdat elektrisch vervoer efficiënter is, blijft deze compensatie beperkt. Dit is goed te zien in **Figuur 7.11** die de individuele kostencomponenten over tijd laat zien. De component belastingen neemt daar richting 2050 fors af.

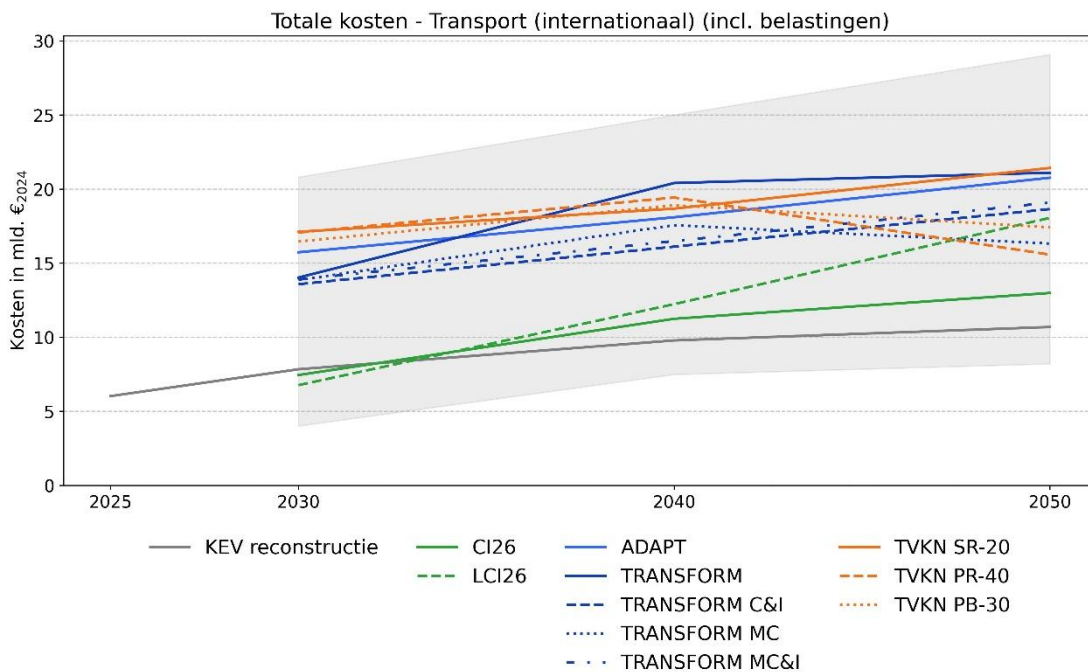
Hoewel de totale kosten dalen, stijgt het aandeel CAPEX aanzienlijk, naar ongeveer een kwart van de totale kosten. Dit komt door de meerinvesteringen in duurdere, elektrische voertuigen. De hogere investeringskosten worden echter gecompenseerd door lagere energiekosten als gevolg van energie-efficiënter transport en door een afname in het saldo van belastingen en subsidies, waardoor de totale kosten dalen.



Figuur 7.12: Wegtransport Personen – Totale kosten per x100 vtgkm persoon

Kijkend naar de kosten per 100 km (**Figuur 7.12**) blijken de kosten in LCI26 en TRANSFORM MC&I hoger te liggen doordat in deze scenario's nog in substantiële mate (bio)brandstoffen worden ingezet. Resterende emissies worden gecompenseerd met negatieve emissies, waardoor volledige elektrificatie of directe vervanging van brandstoffen uitblijft. De blijvende inzet van relatief dure (bio)brandstoffen en bijbehorende ketens drijft de systeemkosten op en verklaart waarom deze scenario's hogere kosten laten zien dan de overige scenario's.

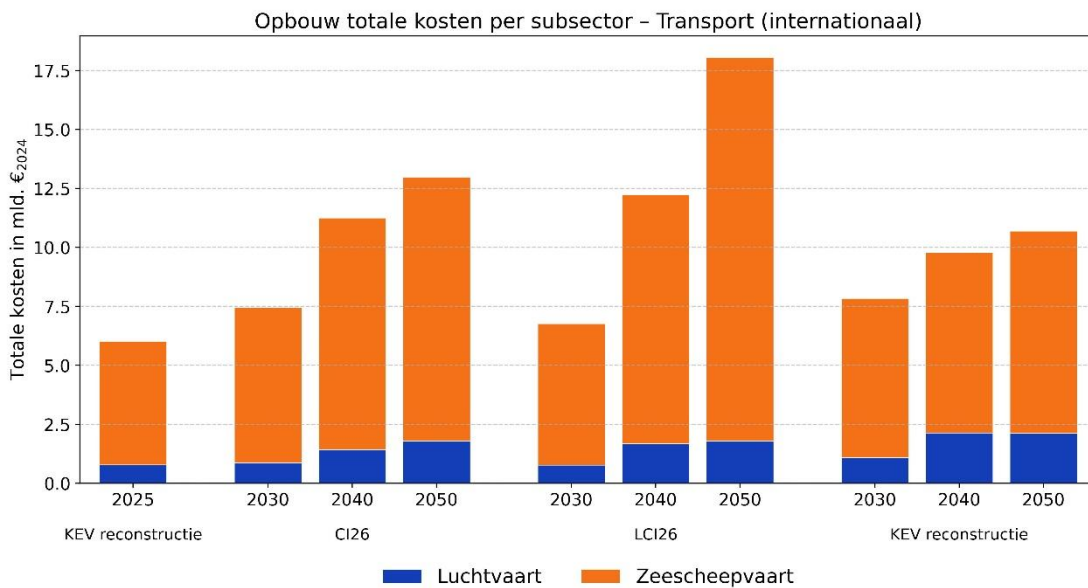
7.4 Internationaal transport



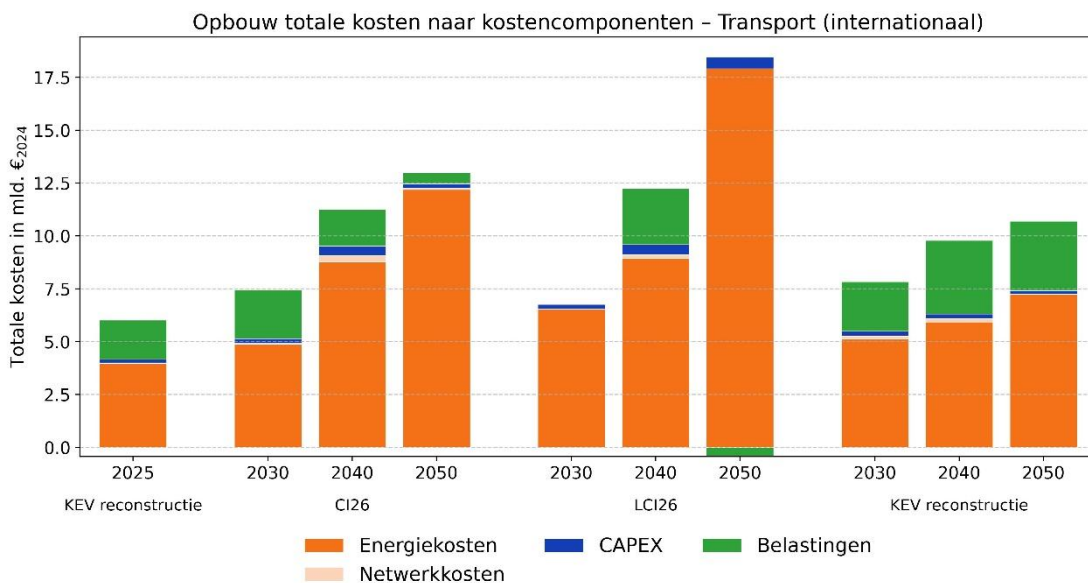
Figuur 7.13: Totale kosten – Transport (internationaal) (incl. belastingen)

Voor het internationale transport stijgen de kosten over alle scenario's consistent. Zoals verwacht blijft de stijging in het KEV-reconstructiescenario beperkt, omdat hier nog steeds gebruik wordt gemaakt van fossiele brandstoffen. De kosten voor de luchtvaart nemen in alle scenario's toe, waarbij de omvang van de stijging duidelijk samenhangt met de scenariogroep: de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's laten de geringste kostenstijging zien, gevolgd door de TVKN-scenario's, en vervolgens de 2026-industriescenario's en het KEV-reconstructiescenario.

Een belangrijke verklaring voor deze verschillen ligt in de aangenomen activiteitsniveaus. Ter illustratie van dit effect worden hieronder de activiteitsniveaus in 2050 beschouwd. In het KEV-reconstructiescenario bedraagt de brandstofvraag in 2050 circa 58 mln MWh, tegenover 61 en 75 mln MWh in de 2026-industriescenario's, terwijl de overige scenario's uitgaan van aanzienlijk hogere niveaus (circa 125 mln MWh in TVKN, 141 mln MWh in TRANSFORM en 184 mln MWh in ADAPT). In de 2026-industriescenario's beginnen de kosten daardoor relatief laag. Zoals in hoofdstuk 5.1 is toegelicht, ligt de prijs van koolstof in deze scenario's echter hoog, waardoor de totale sectorale kosten richting 2050 alsnog sterk toenemen, ondanks het lagere activiteitsniveau.

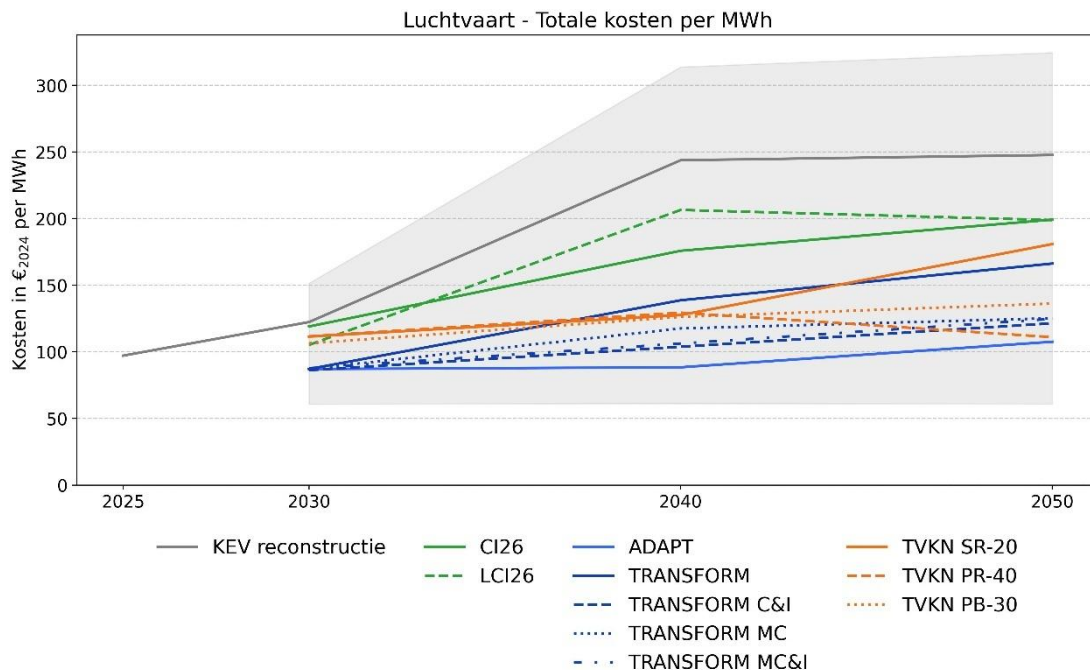


Figuur 7.14: Opbouw totale kosten per subsector – Transport (internationaal)



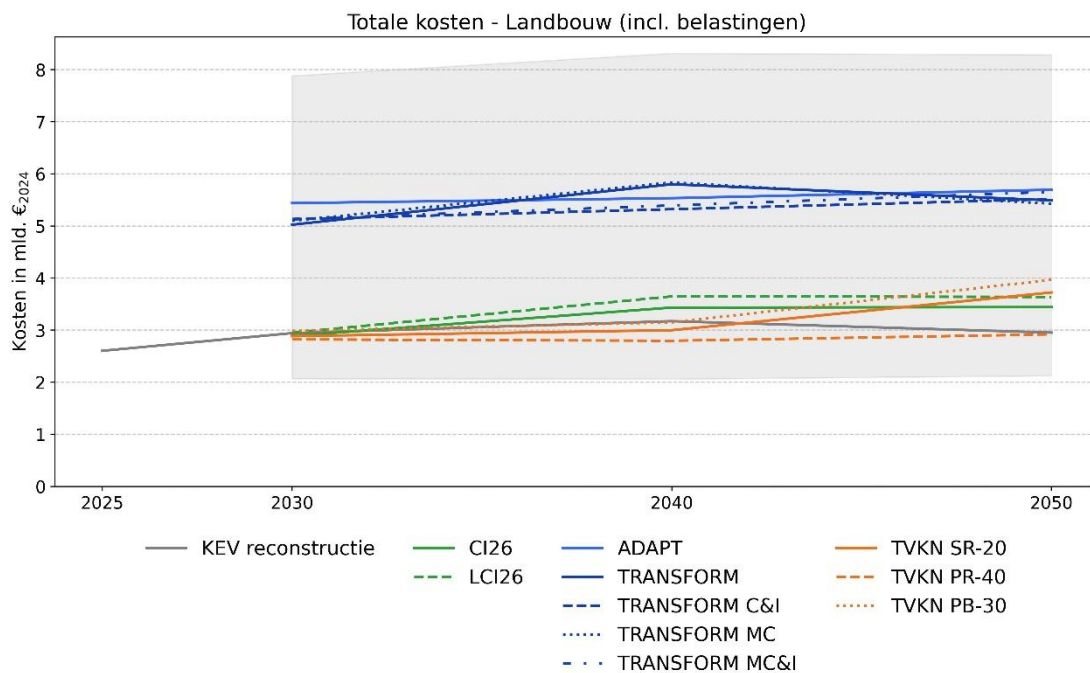
Figuur 7.15: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten – Transport (internationaal)

In **Figuur 7.14** en **Figuur 7.15** is te zien dat deze stijging zowel bij de luchtvaart als bij de zeescheepvaart plaatsvindt, en verklaard wordt uit een stijging van energiekosten als gevolg van de overstap naar duurdere biobased en/of synthetische brandstoffen. Richting 2050 komt daar een kleine verlaging van de belastingdruk, maar deze zijn bij lange na niet genoeg om te compenseren voor de gestegen energiekosten.



Figuur 7.16: Luchtvaart – Totale kosten per MWh

7.5 Landbouw



Figuur 7.17: Totale kosten – Landbouw (incl. belastingen)

De resultaten voor de landbouw laten een redelijk vlak kostenbeeld zien: rond de 6 miljard euro per jaar in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's en circa 3 miljard euro in de andere scenario's. Dit verschil wordt grotendeels bepaald door de beschikbare energiebesparingsopties in de verschillende scenario's.

In ADAPT en TRANSFORM spelen met name investeringen in nieuwbouwkassen en LED-verlichting een belangrijke rol. Voor nieuwbouwkassen bedraagt de CAPEX in ADAPT circa 2,3 miljard euro per jaar en in TRANSFORM 1,1–1,8 miljard euro per jaar over de tijd. Voor LED-verlichting gaat het om 1,5 miljard euro per jaar in ADAPT en circa 2 miljard euro per jaar in TRANSFORM. Het gebruik van deze opties is ingegeven door de noodzaak om in 2030 aan de energiebesparingsdoelstellingen te voldoen.

Deze uitkomst weerspiegelt ook deels de scenario-opzet: omdat deze specifieke opties niet worden geselecteerd in andere scenario's, ontstaan daar lagere kosten. Dit punt wordt nader besproken als een beperking in Hoofdstuk 9. De resultaten laten daarmee zien dat de kosten in de landbouw sterk afhangen van de keuzes in beschikbare technologieën en de methodische opzet van het model.

8 Verdiepende analyses

8.1 Elektriciteitsgebruik en flexibiliteit

Doel van de analyse

In dit deel wordt onderzocht wat het effect is op de kosten voor eindgebruikers wanneer het effect van flexibel verbruik wordt gestuurd door de elektriciteitsprijzen.

In de standaardbenadering die in dit rapport wordt gehanteerd, worden de totale systeemkosten aan eindgebruikers toegerekend in verhouding tot hun energieverbruik (d.w.z. welk deel van de systeemkosten komt overeen met welke eindgebruikers). Dit houdt in dat alle gebruikers dezelfde gemiddelde kosten per eenheid energie hebben, ongeacht wanneer die energie wordt verbruikt.

In de praktijk weerspiegelt deze aanname echter niet de werkelijkheid. Het tijdstip van energieverbruik – met name voor elektriciteit – speelt een belangrijke rol bij het bepalen van de werkelijk toe te rekenen systeemkosten. Sommige consumenten kunnen hun vraag verschuiven naar momenten met lagere elektriciteitsprijzen (bijvoorbeeld door flexibel opladen van elektrische voertuigen), terwijl anderen veel minder flexibiliteit hebben. Als gevolg hiervan kunnen verschillende gebruikers aanzienlijk verschillende kosten hebben voor hetzelfde energieverbruik, aangezien het gebruik van elektriciteit tegen lagere prijzen zal leiden tot lagere kosten voor eindgebruikers, en vice versa.

In dit hoofdstuk wordt daarom eerst onderzocht hoe de kosten voor de eindgebruiker kunnen veranderen wanneer rekening wordt gehouden met de flexibiliteit van de vraag en prijsgevoelig gedrag. Het doel is niet om een volledig gedetailleerde weergave van het consumentengedrag te geven, maar om te illustreren hoe grof de aanname van een uniforme kostenverdeling kan zijn, en hoe prijsgestuurde flexibiliteit de verdeling van de systeemkosten over verschillende soorten eindgebruikers kan beïnvloeden.

Methodologie

Om deze analyse uit te voeren, wordt een classificatie van de vraagtypes en de bijbehorende geschatte elasticiteit gedefinieerd. De belangrijkste eindgebruikers die voor deze gevoeligheid worden onderzocht, zijn de gebouwde omgeving, de industrie en binnenlands transport. Hiervoor zijn elektriciteitsprijsprofielen uit het energiemarktmodel COMPETES-TNO (bronbeschrijvingsmodel (DR-rapport)) gebruikt om de consumptiepatronen van vijf verschillende soorten consumentengedrag te extraheren: basislast (inelastische vraag), hybride verwarming (d.w.z. de mogelijkheid om van energiedrager te wisselen of het verbruik te verminderen bij hoge elektriciteitsprijzen), elektrische voertuigen, warmtepompen en elektrolyse. De indeling van deze gedragingen in eindgebruikerssectoren is samengevat in Tabel X. Deze benadering is een benadering, aangezien de resultaten van de scenario's betere informatie opleveren, maar vanwege tijdgebrek was het niet mogelijk om deze informatie te verkrijgen op het moment dat dit rapport werd opgesteld.

De volumegegewogen prijzen van deze verbruikstypes zijn berekend en vergeleken met de gemiddelde elektriciteitsprijs uit het elektriciteitsprofiel van COMPETES-TNO. Deze worden gebruikt als factoren om de nieuwe gemaakte kosten te berekenen, die vervolgens worden geschaald om de totale elektriciteitsinkomsten/kosten constant te houden. Dit betekent een nieuwe herverdeling van de totale kosten op basis van het tijdstip van gebruik (Time of Use) van de verschillende eindgebruikers.

In dit geval heeft hybride warmtegedrag een factor van 0,5, wat aangeeft dat het prijsniveau wanneer ze in werking zijn ongeveer de helft van de gemiddelde prijs bedraagt. Dit wijst op

een hoge mate van flexibiliteit. Warmtepompen hebben daarentegen een factor van 1,8, wat aangeeft dat het verbruik ver boven de gemiddelde elektriciteitsprijs ligt, en dus dat deze op momenten met hoge piekprijzen in werking zijn. Het COMPETES-TNO-model houdt rekening met een zekere flexibiliteit van de warmtepompen, aangezien zij hun verbruik kunnen verschuiven naar lagere elektriciteitsprijzen. Deze flexibiliteit heeft echter zijn grenzen om het comfortniveau van de consument te handhaven. Daarom wordt in het model aangenomen dat zij hun verbruik met twee uur kunnen verschuiven. Ondanks deze flexibiliteit is de resulterende prijsfactor van deze consument echter aanzienlijk, aangezien deze technologie voornamelijk wordt gebruikt tijdens periodes van hoge vraag.

De elektrolyse volgt dezelfde logica, waarbij het verbruik wordt gestuurd naar momenten waarop de elektriciteitsprijs lager is, wat resulteert in een factor van 0,5. De daaruit voortvloeiende verlaging van de productiecosten heeft gevolgen voor de hele waterstofketen wanneer rekening wordt gehouden met deze flexibiliteit. Om hiermee rekening te houden wordt de factor toegepast op productieniveau en niet op consumptieniveau, zoals bij de andere categorieën. Daartoe wordt in het huidige kostenmodel de elektrolysefactor van 0,5 toegepast op de toewijzingsfactor van elektriciteit naar waterstof (zie het hoofdstuk Methodologie voor een beschrijving van de toewijzingsfactor). Om hetzelfde kostenniveau voor de rest van de elektriciteit te handhaven, worden de toewijzingsfactoren voor de rest van de elektriciteit naar andere dragergroepen dienovereenkomstig geschaald.

Beperkingen: er zijn verschillen tussen de jaren in de factoren waargenomen, dus de huidige benadering houdt rekening met de gemiddelde factor over de periode 2030-2050, en niet met een specifieke jaarlijkse factor.

Tabel 8.1: Categorieën elektriciteitsgebruikers en het bijbehorende verbruiksgedrag voor de ToU-analyse.

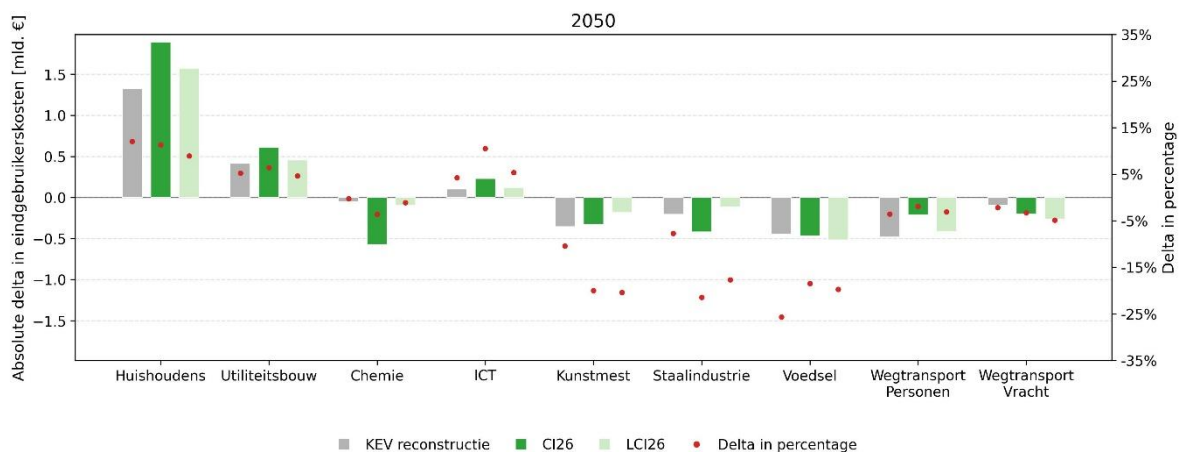
Sector	Categorie	Consumption behavior
Industrie	Aluminium	Gemiddeld profiel
Industrie	Chemie	Gemiddeld profiel
Industrie	Glasindustrie	Hybrid heat
Gebouwde omgeving	Hybride warmtepomp	Gemiddeld profiel
Industrie	ICT	Gemiddeld profiel
Industrie	Keramiekindustrie	Hybrid heat
Industrie	Kunstmest	Hybrid heat
Industrie	Metaal	Gemiddeld profiel
Nationaal transport	Mobiele werktuigen	Gemiddeld profiel
Overige industrie	Overige industrie	Gemiddeld profiel
Gebouwde omgeving	Overige warmtevoorziening in gebouwen	Gemiddeld profiel
Gebouwde omgeving	Overige warmtevoorziening in huishoudens	Gemiddeld profiel
Industrie	Staalindustrie	Hybrid heat
Industrie	Voedsel	Hybrid heat
Gebouwde omgeving	Warmtepomp in gebouwen	Heat pump
Gebouwde omgeving	Warmtepomp in huishoudens	Heat pump
Nationaal transport	Wegtransport Personen	EV
Nationaal transport	Wegtransport Vracht	EV

Tabel 8.2: Factor van de gemiddelde elektriciteitsprijs per verbruikstype.

Baseload	Hybrid heat	EV	Heat Pump	Electrolysis
100%	59%	84%	174%	53%

Resultaten

Het effect op de kosten voor de eindgebruiker wanneer rekening wordt gehouden met de flexibiliteit van het verbruik op basis van elektriciteitsprijzen, wordt vergeleken met de kosten wanneer hiermee geen rekening wordt gehouden. De directe impact heeft betrekking op de energiekostencomponent van de eindgebruikers. Figuur 8.1 bevat de totale kostendelta's tussen het wel en niet in aanmerking nemen van de ToU voor de verschillende eindgebruikers voor de 2026-industrie- en KEV reconstructie-scenario's voor het jaar 2050, dat de grootste impact op deze gevoeligheid weerspiegelt vanwege het hoogste waterstof- en elektriciteitsverbruik uit de tijdlijn. Omwille van de visualisatie worden de absolute verschillen van minder dan 0,1 miljard euro niet in de grafiek weergegeven.



Figuur 8.1: Absolute en percentuele kostendelta in eindgebruikerskosten tussen het wel en niet in acht nemen van de time of use

Aan de gebouwde omgeving worden, wanneer rekening wordt gehouden met de ToU-gevoeligheid, hogere energiekosten toegeschreven, voornamelijk vanwege de aanwezigheid van warmtepompen, waarvan de vraag vaak samenvalt met periodes met hoge prijzen. De waargenomen stijging voor huishoudens bedraagt ongeveer €1,3-1,9 miljard, wat neerkomt op een stijging van respectievelijk ongeveer 9 en 12% van hun totale kosten voor 2026-industriescenario's en KEV reconstructie. Een vergelijkbare trend is waarneembaar binnen de utiliteitsbouw.

Het waargenomen effect in de industrie is een algemene daling van de kosten. De industrieën die het meest profiteren van de goedkopere elektriciteit en waterstof zijn de kunstmest-, voedsel- en staalindustrie. De eerste is afhankelijk van waterstof als grondstof en door rekening te houden met het tijdstip van gebruik van de waterstofproductie dalen de totale kosten voor deze activiteit in alle scenario's met 10 tot 20%. In het geval van de voedselindustrie leidt de mogelijkheid om over te stappen op lagere elektriciteitsprijzen, dankzij de veronderstelde piekvermogens, tot een daling van 18 tot 26% in 2050. Dit geldt ook voor de chemische sector, die eveneens waterstof als grondstof gebruikt. De staalindustrie, die in de 2026-industriescenario's hogere reducties realiseert (als gevolg van een hogere mate van elektrificatie in vergelijking met de KEV reconstructie), is een van de industrieën die zou kunnen profiteren van hogere kostenbesparingen door het effect van de productie van groene waterstof op goedkopere momenten, evenals de mogelijkheid om het

elektriciteitsverbruik te verschuiven door piekvermindering. In de praktijk zal het energieverbruik van de staalindustrie zich vooral richten op het verschuiven van de belasting en niet zozeer op hybride warmtevoorziening. Industrieën die elektriciteit gebruiken en niet over de vraagelasticiteit beschikken om hun verbruik te verschuiven, krijgen te maken met hogere kosten, zoals bijvoorbeeld in het geval van de ICT-sector, met een stijging tussen de 4 en 11% in 2050.

De derde belangrijke categorie eindgebruikers die in deze gevoeligheidsanalyse wordt onderzocht, het binnenlands transport, ziet de kosten over het algemeen dalen, maar deze daling is minder groot dan het effect in de andere categorieën eindgebruikers. Tegen 2050 heeft een groot deel van de vervoerskosten in de scenario's betrekking op elektrische voertuigen. De mogelijkheid om het opladen te verschuiven kan voor deze sector leiden tot kostenbesparingen van maximaal €0,1 tot 0,6 miljard, wat neerkomt op een daling van 3 % van de totale kosten.

Over het algemeen heeft de toegepaste ToU-gevoeligheid een impact op de geraamde kosten voor eindgebruikers. Het netto-effect op deze kosten blijft echter relatief beperkt in de 2026-industrie- en KEV reconstructie-scenario's voor de transportsector, maar kan een merkbare impact hebben voor de industrie. In het geval van de gebouwde omgeving bieden warmtepompen weliswaar een zekere flexibiliteit, maar het verbruik gedurende het jaar vindt meestal plaats in periodes met hogere elektriciteitsprijzen (d.w.z. winter). Als gevolg daarvan merken veel huishoudens dit effect in hun eindgebruikerskosten, met een zichtbare stijging. De flexibiliteit of consumptiepatronen van de verschillende gebruikers en hun mate van flexibiliteit zijn zeer onzekere variabelen in de analyse. Daarom zullen de geraamde kostenstijging of kostenbesparingen voor de eindgebruikers variëren naargelang deze flexibiliteitsaannames.

8.2 Financieringslasten

De kosten van het energiesysteem bestaan voor een groot deel uit kapitaalkosten. Deze kapitaalkosten bestaan enerzijds uit de afschrijvingen van kapitaal en anderzijds uit de rentelasten van investeringen. Dit hoofdstuk gaat in op het gedeelte rentelasten.

De hoogte van de rentelasten hangt samen met de gekozen rentevoet (zie Paragraaf 2.2.1). In het bepalen van de rentevoet zijn breed gezien twee opties mogelijk: de maatschappelijke discontovoet wordt overgenomen als rentevoet, resulterende in 'rentelasten' die de tijdsvoorkeur van maatschappelijke welvaartseffecten reflecteren; of de rentevoet wordt gebaseerd op de reële gemiddelde kapitaalkosten van een investering (de *Weighted Average Cost of Capital*, WACC). Bij het gebruik van deze 'WACC-methode' is het bovendien mogelijk om een gedifferentieerde WACC toe te passen, dat wil zeggen dat de rentevoet per sector of per technologie kan verschillen. Deze keuzes spelen allemaal een rol in de hoogte van de totale rentelasten, en daarmee in de kapitaalkosten van het energiesysteem. Ook zullen kapitaalintensieve sectoren extra gevoelig zijn voor de keuze van een rentevoet. Hiermee speelt de rentevoet ook een rol in de verdeling van de systeemkosten over verschillende sectoren.

Het is hierbij belangrijk om te weten dat de WACC-methode zich in de INKTVIS-analyse vertaalt tot hogere kosten van het energiesysteem. Dit betekent echter niet dat de WACC-methode ook hogere maatschappelijke kosten met zich meebrengt: een hogere rentevoet brengt namelijk baten voor financiers. De WACC-methode is ontworpen om verschillen in de beloning voor kapitaal duidelijk te maken: een risicovolle investering vergt een hogere financiële prikkel (of winst) dan een risicoloze investering. Dit is van toepassing om investeringen gefinancierd via de financiële sector, maar ook op investeringen die gefinancierd worden door bijv. huizeigenaren of door de overheid.

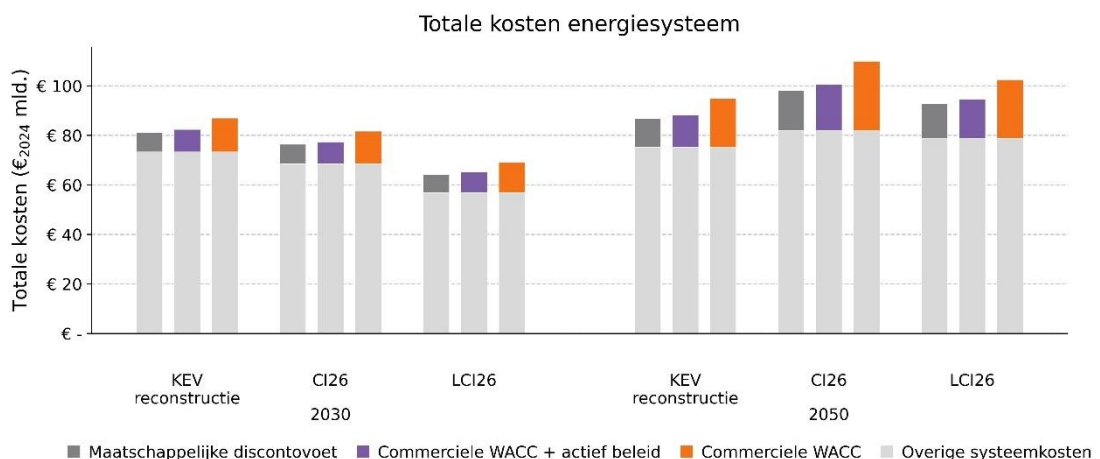
Om de invloed van de rentevoet op de INKTVIS-resultaten te testen wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Hierbij worden drie methodes voor de rentevoet vergeleken:

Tabel 8.3: Drie methodes voor het testen van de invloed van de rentevoet

Methode	Toelichting	Rentevoet (reëel)
Maatschappelijke discontovoet	De maatschappelijke discontovoet wordt overgenomen als rentevoet.	2,8% voor alle investeringen
Commerciële WACC	De rentevoet is gebaseerd op de WACC-methode om een reflectie te geven van reële commerciële rentelasten.	Investerings in de gebouwde omgeving, infrastructuur, zon-PV en wind: 4,0%. Alle overige investeringen: 6,5%.
Commerciële WACC + actief beleid	De rentevoet is gebaseerd op de WACC-methode om een reflectie te geven van commerciële rentelasten, aangevuld met actief overheidsbeleid.	Investerings in de gebouwde omgeving, infrastructuur, zon-PV en wind: 2,8%. Alle overige investeringen: 4,5%.

Kosten energiesysteem

Het effect van de gekozen rentevoet is het meest direct te zien in de totale kosten van het energiesysteem. **Figuur 8.2** laat voor een selectie van scenario's de totale kosten van het energiesysteem zien onder de drie rentevoet-methodes. Een hogere rentevoet leidt altijd tot hogere kosten. Het grootste verschil is hierbij te zien tussen de "Maatschappelijke discontovoet"- en de "Commerciële WACC"-methodes: gemiddeld gezien stijgen de totale kosten hierdoor met circa 9%. Wel valt op dat dit verschil in kosten over de jaren steeds groter wordt: waar in 2025 het gemiddelde verschil tussen de maatschappelijke en commerciële methode nog 6% is, loopt dit verschil op tot 11% in 2050. Dit komt omdat het aandeel van de rentelasten in de totale kosten in deze periode toeneemt, van 13% naar 19%. Hierdoor speelt de gekozen rentevoet een grotere rol in de totale kosten van het energiesysteem.



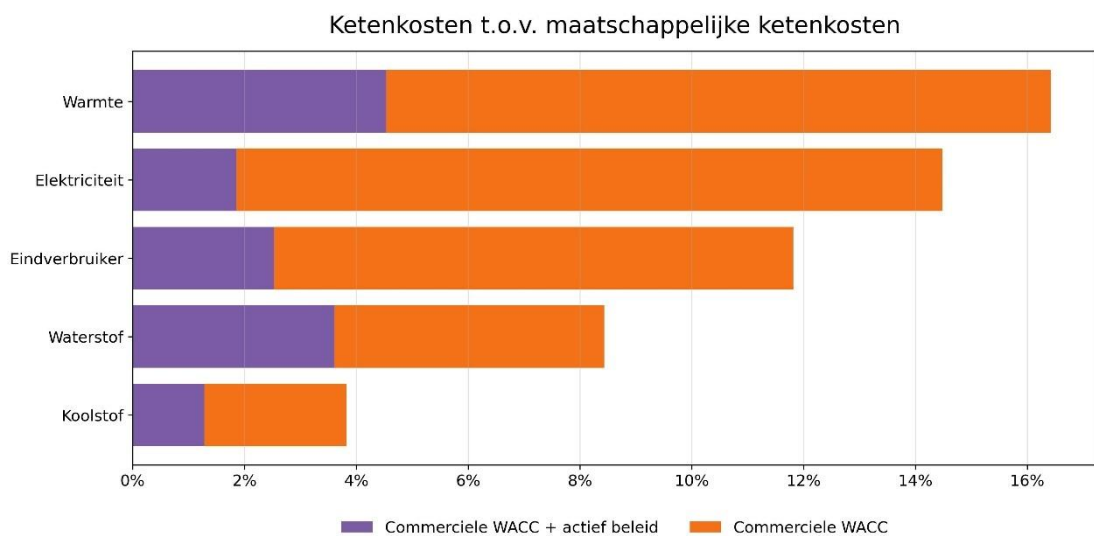
Figuur 8.2: Totale kosten energiesysteem, opgesplitst naar rentelasten (gekleurde balken) en overige systeemkosten (grijze balken). De rentelasten zijn volgens drie rentevoet-methodes uitgerekend.

Figuur 8.3 toont de extra kosten per keten van het energiesysteem, ten opzichte van de ketenkosten onder een maatschappelijke discontovoet. Hierbij is een gemiddelde genomen

over alle scenario's en alle jaren. Wat opvalt is dat het effect van de rentevoet sterk verschilt per keten. De kosten in de koolstofketen worden procentueel gezien het minst beïnvloed door de rentevoet: minder dan 4%. Dit komt omdat de kosten in deze keten grotendeels afkomstig zijn uit de import van ruwe fossiele- of biobrandstoffen. Hierdoor spelen kapitaalslasten een gelimiteerde rol.

De warmteketen is het meest gevoelig voor de gekozen rentevoet: de ketenkosten onder een commerciële WACC liggen 16% hoger dan onder de maatschappelijke discountvoet. Deze gevoeligheid hangt samen met de relatief hoge rentelasten binnen deze keten: gemiddeld 24% van de ketenkosten bestaat uit rente.

Na warmte is elektriciteit de meest gevoelige keten voor de rentevoet: hier bestaat zelfs 27% van de ketenkosten uit rente. Specifiek kernenergie komt naar voren als een technologie waarvan de kosten erg afhankelijk zijn van de rentevoet: gemiddeld de helft van de kosten zijn rente. Dit wordt verklaard door de lange levensduur van kerncentrales (meestal 50 - 60 jaar). Hierdoor zijn de jaarlijkse afschrijvingskosten beperkt, waardoor vooral rentelasten de kapitaalskosten bepalen. Ondanks het grote aandeel rentelasten is de elektriciteitsketen als geheel alsnog minder gevoelig voor de rentevoet-methode dan de warmteketen. Dit komt omdat zon-PV en wind, allebei belangrijke technieken binnen de keten, zelfs onder de 'Commerciële WACC'-methode van een relatief lage rente van 4% genieten.



Figuur 8.3: Gemiddelde stijging van de kosten per keten, ten opzichte van de ketenkosten onder een maatschappelijke discountvoet

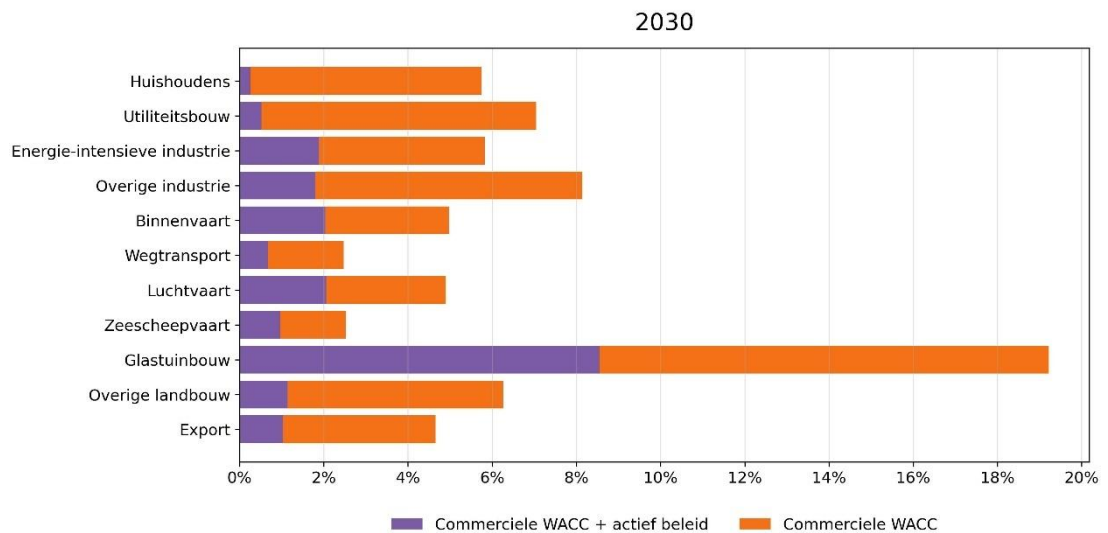
Eindverbruikerskosten

Figuur 8.4 toont het effect van de verschillende rentevoet-methodes op de totale kosten van eindverbruikers, uitgesplitst naar subsector en naar het jaar, ten opzichte van de maatschappelijke discountvoet-methode. De bedragen zijn een gemiddelde over alle scenario's. Ten eerste valt op dat voor bijna elke subsector de gevoeligheid voor de rentevoet in 2050 een stuk hoger is dan in 2030. Dit komt door het stijgende aandeel van rentelasten in de kosten van het gehele energiesysteem, zoals eerder beschreven. **Figuur 8.5** laat nu dus ook zien dat dit effect doorwerkt tot bijna elke eindgebruiker.

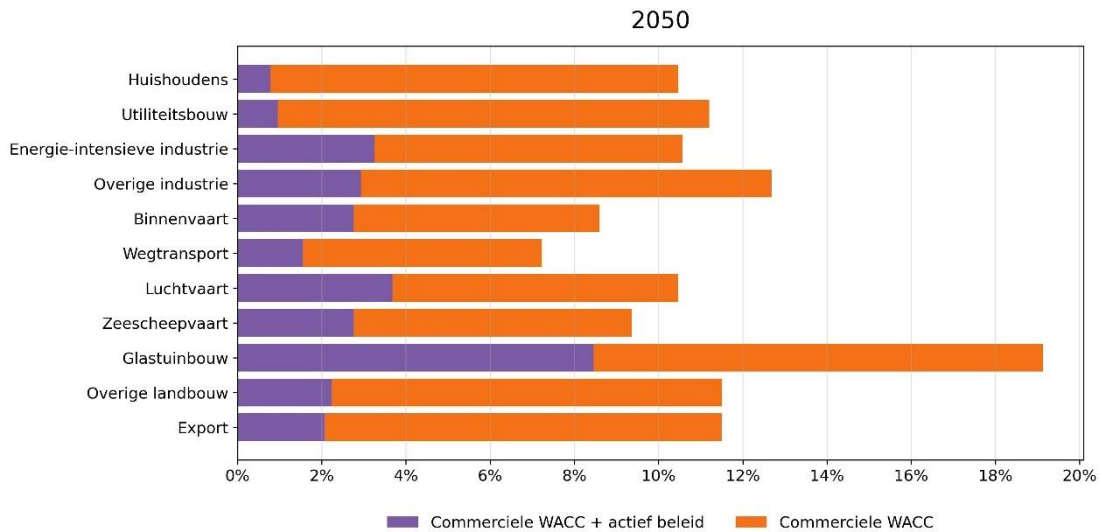
Glastuinbouw is als subsector het meest gevoelig voor de gekozen rentevoet-methode, met een stijging in kosten die oploopt tot 19%. Dit komt omdat vrijwel alle kosten voor de

glastuinbouw bestaan uit kapitaalskosten aan eigen installaties. Energiekosten daarentegen zijn binnen deze subsector erg laag, omdat de subsector via eigen geothermie-installaties zijn warmte produceert, in plaats van warmte in te kopen. Dit maakt dat de rentelasten zwaar wegen in de kosten van de sector.

Wegtransport is als subsector het minst gevoelig voor een verhoging in de rentevoet, maar ook hier is een stijging te zien in de periode 2030 – 2050. Dit wordt verklaard door de elektrificatie van vervoer: in 2030 bestaat 5% van de wegtransportkosten uit elektriciteitskosten, in 2050 is dat 23%. Omdat de kosten van elektriciteit kapitaalintensiever zijn dan fossiele brandstoffen, resulteert dit in een hogere gevoeligheid voor de rentevoet. Hier bovenop spelen de kapitaalskosten van voertuigen zelf een steeds grotere rol in de kostenopbouw van het wegtransport, wat de gevoeligheid voor de rentevoet vergroot. Ondanks deze twee factoren blijft wegtransport in 2050 de subsector met de laagste gevoeligheid voor de rentevoet. Dit komt omdat O&M-kosten en belastingen alsnog een groot deel (circa 35%) van de eindverbruikerskosten bepalen. Aangezien deze kostenposten los staan van de rentevoet, verlaagt dit de gevoeligheid.



Figuur 8.4: Gemiddelde stijging van de eindverbruikerskosten, ten opzichte van de eindverbruikerskosten onder een maatschappelijke discontovoet (2030)



Figuur 8.5: Gemiddelde stijging van de eindverbruikerskosten, ten opzichte van de eindverbruikerskosten onder een maatschappelijke discontovoet (2050)

8.3 Beleidsopties

Doel van de analyse

De energiebelasting (EB) wordt geheven op het verbruik van aardgas en elektriciteit door eindgebruikers. Vanuit beleidsoogpunt is het interessant om inzicht te krijgen in het effect van deze energiebelasting vanuit het perspectief van de overheid, en in de impact die deze belasting heeft op eindgebruikers. Daartoe beoordelen we in deze deepdive drie verschillende hypothetische energiebelastingstelsels om een eerste inzicht te krijgen in de gevolgen van dit beleid voor eindgebruikers en de overheidsbegroting.

De eerste hypothetische beleidsoptie betreft de vrijstelling van alle industrieën van de elektriciteitsbelasting. De afgelopen tien jaar hebben stijgende energiekosten en heffingen ter bevordering van decarbonisatie de kosten voor energie-intensieve industrieën opgedreven. Met dit beleid wordt beoogd de industriële activiteit financieel te ontlasten en het binnenlandse concurrentievermogen te bevorderen.

De tweede hypothetische beleidsoptie die we in deze studie beoordelen, is om alle elektriciteitsgebruikers vrij te stellen van de energiebelasting op elektriciteit. Het doel van deze beleidsmaatregel is om de elektrificatie te bevorderen - een belangrijk onderdeel van het halen van de emissiereductiedoelstellingen. Deze analyse geeft een schatting van de impact van de elektriciteitsbelasting op de overheidsbegroting als de elektriciteitsbelasting volledig zou worden afgeschaft.

Deze twee beleidsopties leiden vanzelfsprekend tot een verlies aan overheidsinkomsten, maar uiteindelijk tot een verlaging van de kosten voor de eindgebruiker. Een derde, eveneens hypothetische beleidsoptie die hetzelfde niveau van overheidsmiddelen handhaaft, is de herverdeling van de elektriciteitsbelasting die voor elektriciteitsgebruikers geldt, naar gasgebruikers. Deze herverdeling is gebaseerd op de logica dat fiscale lasten overgeheveld worden naar aardgas om elektrificatie te blijven bevorderen. In dit derde onderdeel van deze analyse wordt onderzocht welke gebruikers het meest worden beïnvloed door deze herverdeling.

Methodologie

Om de drie bovenstaande beleidsmaatregelen en hun effect op overheidsfinanciën en eindgebruikers te duiden, gebruiken we een eenvoudige methode waarbij de uitsluiting van belastingen op elektriciteit voor de industrie, en later voor alle elektriciteitsgebruikers, wordt toegepast. Voor de derde beleidsoptie, waarbij gasgebruikers extra worden belast met de elektriciteitsbelasting, wordt een verdeling van de totale elektriciteitsbelasting toegepast op de verschillende gasgebruikers, geschaald naar hun aanvankelijk veronderstelde gasbelasting.

Resultaten

1. Industrie uitgesloten

Tabel 8.4 toont de totale elektriciteitsbelasting die wordt vermeden door de industrie uit te sluiten in de 2026-industrie- en KEV-reconstructiescenario's. Als gevolg van deze maatregel wordt tussen de 1 en 1,5 miljard euro per jaar niet geïnd door de overheid. Dit belastingniveau is relatief stabiel over de jaren en scenario's heen, en over het algemeen schatten de drie scenario's ook het belastingniveau vergelijkbaar in.

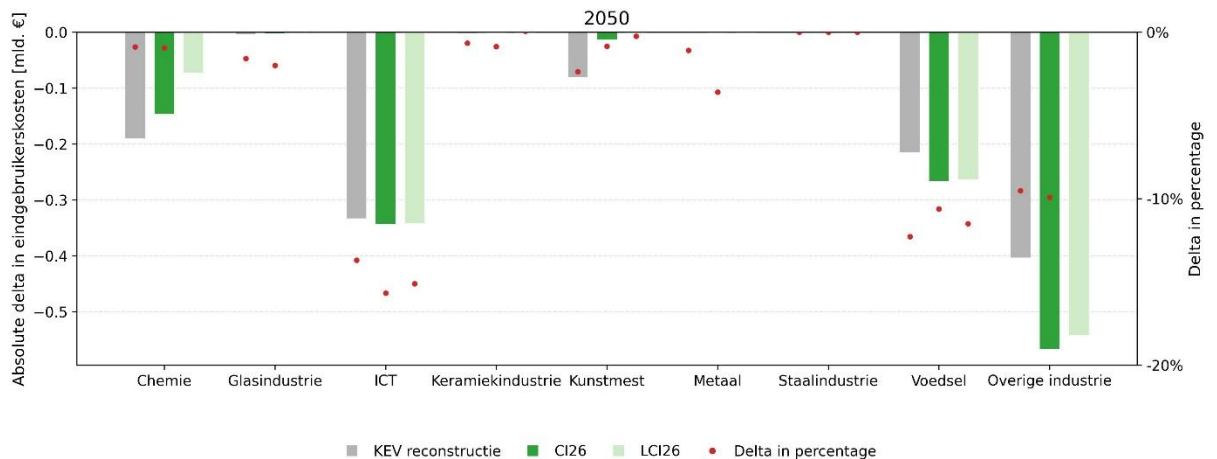
Deze belastingvrijstelling is in het bijzonder gunstig voor bepaalde industrieën, en dan met name diegenen die veel elektriciteit verbruiken en dus een aanzienlijk hoge elektriciteitsbelasting hebben. Figuur 8.6 toont de daling van de eindgebruikerskosten voor de verschillende industriecategorieën voor het jaar 2050. De gebruikers die het meest profiteren van deze beleidsmaatregel zijn de ICT-, voedsel-, chemie- en overige industrieën. Voor deze industrieën varieert de daling van hun eindgebruikerskosten tussen de 10 en 15%, terwijl voor de andere sectoren de belastingvrijstelling de totale kosten met minder dan 4% verlaagt. Deze industrieën worden gekenmerkt door hun elektriciteitsintensieve gebruik en daarmee relatief hoge kosten van de energiebelasting. Vrijstelling van deze belasting leidt dan ook logischerwijs tot hoge besparingen. Grote industrieën, zoals de staal- of kunstmestindustrie, zijn al vrijgesteld of hebben lage belastingtarieven, waardoor er nauwelijks veranderingen in kosten door vrijstelling van EB zijn.

Over het geheel genomen bedraagt het totale verwachte verlies aan overheidsinkomsten over de geanalyseerde periode, uitgaande van een lineaire interpolatie waarbij rekening wordt gehouden met de tussenliggende jaren, 30 miljard euro onder KEV reconstructie en LCI26, en 36 miljard euro onder CI26.

Tabel 8.4: Vermeden belasting door industrie uit te sluiten voor drie scenario's

[mld. €]	2025	2030	2040	2050
KEV reconstructie	0.8	1.0	1.1	1.3
CI26	0.8*	1.3	1.3	1.5
LCI26	0.8*	0.9	1.1	1.4

(*) Uitgaande van hetzelfde startniveau in 2025 voor de 2026-industriescenario's.



Figuur 8.6: Absolute en percentuele kostendelta in eindverbruikerskosten tussen het wel en niet uitsluiten van de industrie van elektriciteitsbelasting

2. Alle gebruikers uitgesloten

De tweede beleids optie, waarbij de elektriciteitsbelasting voor alle gebruikers volledig wordt afgeschaft, leidt tot een jaarlijks toenemend verlies voor de overheid. Tabel 8.5 geeft een overzicht van het totale belastingvolume dat wordt vrijgesteld voor de scenario's CI26, LCI26 en KEV reconstructie.

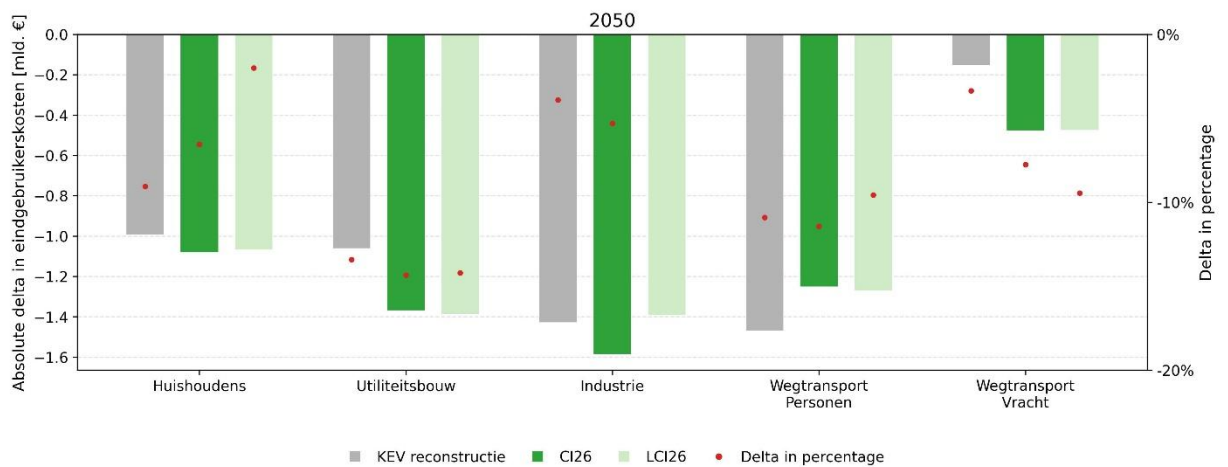
Aangezien een verdere toename van het elektriciteitsverbruik wordt verwacht gedurende de onderzochte periode, stijgt de vrijstelling van de energiebelasting respectievelijk van €4 miljard in 2030 tot €6 miljard in 2040 en 2050. In de 2026-industriescenario's is de vraag naar elektriciteit, en bijgevolg ook het daarmee samenhangende belastingniveau, hoger dan in het KEV-Reconstructie-scenario. Dit resulteert in hogere waargenomen volumes van belastingvrijstellingen in de 2026-industriescenario's, met name vanaf 2040. Na interpolatie van de tussenliggende jaren is te zien dat het totale verlies aan overheidsinkomsten over de gehele periode (2025-2050, of 25 jaar) 119 miljard euro bedraagt in het KEV Reconstructie-scenario, tegenover 138 en 130 miljard euro in respectievelijk het CI26- en het LCI26-scenario.

Figuur 8.7 toont de verschillen in de kosten voor de belangrijkste categorieën eindgebruikers, met de nadruk op het jaar 2050, wanneer het hoogste bedrag aan jaarlijkse energiebelasting op elektriciteit wordt vrijgesteld. Over het algemeen is het grootste effect te zien bij de binnenlandse transportsector en de utiliteitsbouw, met een kostenvermindering van 10 tot 14% dankzij deze belastingvrijstelling. Ook de industrie en de huishoudens merken lagere kosten, hoewel deze minder grote impact hebben - tussen 3 en 7%.

Tabel 8.5: Vermeden belasting door alle eindgebruikers vrij te stellen van elektriciteitsbelasting

[mid. €]	2025	2030	2040	2050
KEV reconstructie	3.2	3.7	4.6	5.5
CI26	3.2*	3.9	6.2	6.5
LCI26	3.2*	3.5	6.0	6.3

(*) Uitgaande van hetzelfde startniveau in 2025 voor de 2026-industriescenario's.



Figuur 8.7: Absolute en percentuele kostendelta in eindverbruikerskosten tussen het wel en niet uitsluiten van alle eindverbruikers van elektriciteitsbelasting

3. Herverdeling van de belasting naar gasgebruikers

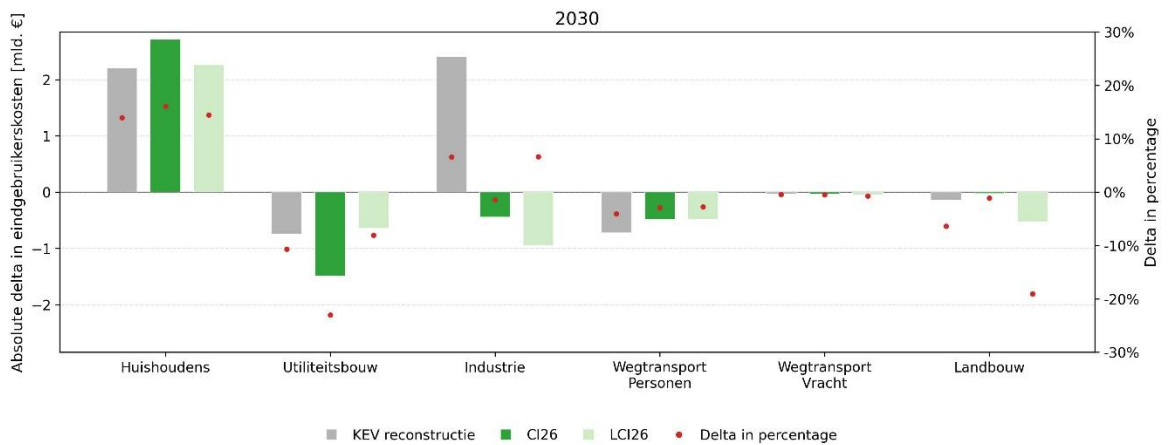
De derde beleidsoptie, de verschuiving van de elektriciteitsbelasting naar een belasting op aardgas, betekent geen verlies van overheidsmiddelen, maar een herverdeling van lasten naar gasgebruikers. Figuur 8.8 en figuur 8.9 tonen de verschuiving in de kosten voor eindgebruikers in het jaar 2030 en 2050 voor de belangrijkste gebruikerscategorieën van respectievelijk de KEV reconstructie en de CI26 en LCI26 scenario's.

Een belangrijke conclusie uit de resultaten is de aanzienlijke stijging van de kosten voor eindgebruikers in huishoudens, die uitsluitend ten laste zou komen van dat kleine deel van de huishoudens dat nog steeds gas gebruikt. Dit heeft een zeer onevenredig effect op de uiteindelijke kosten voor deze huishoudens. Zo bedraagt de veronderstelde gasbelasting voor gasboilers in huishoudens ongeveer 66 €/MWh in de basisscenario's, wat bij een herverdeling zou stijgen tot 972 €/MWh onder CI26 in 2050. Het resultaat van dit herverdelingsbelastingbeleid leidt dus tot een oneerlijke en buitensporige last voor bepaalde huishoudens. Daarom zou dit beleid niet voldoen aan de evenredigheidsbeginselen en zou een andere aanpak nodig zijn om tot een eerlijkere oplossing te komen. Tabel 8.6 geeft het aangepast gastarief voor boilers van huishoudens in 2030 en 2050 weer in de verschillende scenario's.

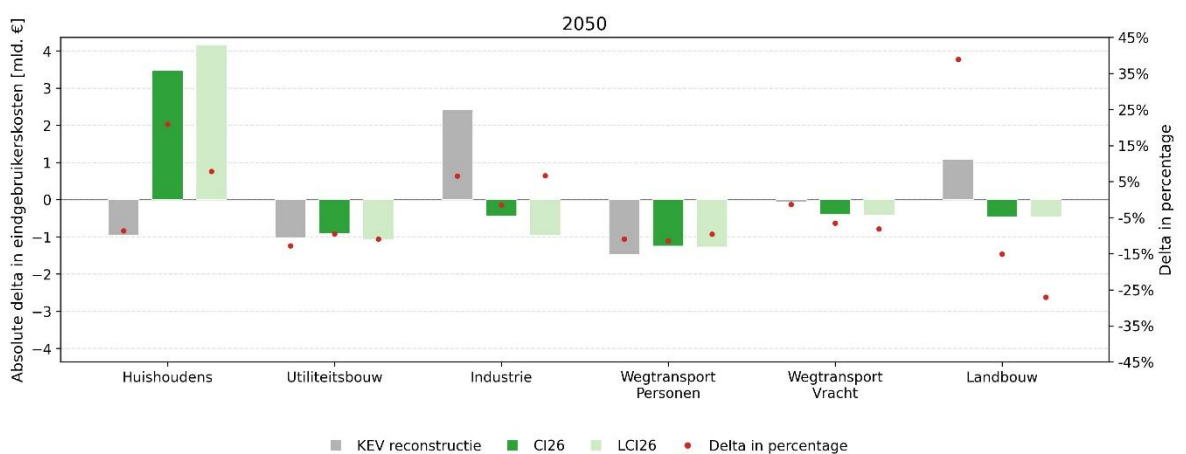
Bij de uitvoering van dit beleid zijn er ook enkele duidelijke verschillen tussen de scenario's en de waargenomen jaren. In 2030 wordt de belangrijkste last van de EB op elektriciteit in het KEV reconstructie-scenario toegekend aan zowel de industrie als aan huishoudens, terwijl deze in het CI26-scenario voornamelijk aan die laatste groep wordt toegerekend. Hoewel in deze scenario's in bepaalde industrieën en in de landbouw nog steeds gas wordt gebruikt, heeft de algehele elektrificatie een netto positief effect in deze sectoren wanneer de elektriciteitsbelasting wordt vermeden. In 2050 zal de KEV reconstructie voor huishoudens netto leiden tot een verlaging van hun eindkosten, in tegenstelling tot het effect dat wordt verwacht in 2026-industriescenario's.. De reden voor dit verschillende effect van de herverdeling van de belasting tussen de scenario's hangt nauw samen met het gebruiksniveau van de elektriciteits- en gasdragers en hun consumptiestructuur in de verschillende sectoren, die in de loop van de tijd varieert.

In het geval van de 2026-industriescenario's leidt de vermindering van intensieve gasgebruikers in de industrie en de landbouw, in combinatie met een hogere elektrificatie, tot

een groot onevenwicht tussen de geïnde belastingen tussen beide dragers, met name in 2050. De inning van elektriciteitsbelasting overtreft het volume van de gasbelasting. Deze extra elektriciteitsbelasting wordt afgewenteld op de resterende gasverbruikers, in dit geval voornamelijk huishoudens, waar een merkbare stijging van hun totale eindgebruikerskosten van €3,7 en €4,2 miljard tegen 2050 plaatsvindt onder respectievelijk CI26 en LCI26. Zoals eerder vermeld, blijft slechts een klein deel van de huishoudens in de scenario's gas gebruiken, en deze groep zou onder dit beleid aanzienlijke en buitensporig hoge kosten moeten dragen. Het is belangrijk op te merken dat het gasverbruik in de gasketels in de 2026-industriescenario's "groen gas" is, wat vanuit systeem perspectief geen positieve emissies oplevert, maar vanuit consumentenperspectief wordt voor deze analyse nog steeds op hetzelfde niveau geheven als aardgas. Als voor groen gas een lager belastingtarief zou gelden, of helemaal geen tarief, zou een soortgelijke herverdeling van de elektriciteitsbelasting plaatsvinden als in de KEV-reconstructie voor het jaar 2050.



Figuur 8.8: Absolute en percentuele kostendelta in eindverbruikerskosten tussen het wel en niet verschuiven van de elektriciteitsbelasting naar een belasting op aardgas (2030)



Figuur 8.9: Absolute en percentuele kostendelta in eindgebruikerskosten tussen het wel en niet uitsluiten van de industrie van elektriciteitsbelasting (2050)

Het KEV-reconstructie-scenario laat zien dat huishoudens in 2050 weinig gas verbruiken voor hun verwarmingsketels. Hoewel in dit scenario geen specifieke emissiedoelstelling in

aanmerking wordt genomen, is het gasverbruik laag, in dit geval van aardgas, aangezien in dit scenario geen rekening is gehouden met het verbruik van groen gas voor de gebouwde omgeving, zoals in de 2026-industriescenario's. Het waargenomen lage gasverbruik is het gevolg van de koolstofboetes die in deze sector zijn toegepast bij de definitie van dit scenario (Scheepers et al., 2025). Door dit lage gasverbruik hoeven huishoudens niet een groot deel van de elektriciteitsbelasting te dragen, in tegenstelling tot wat er in de 2026-industriescenario's gebeurt. In het KEV-reconstructie-scenario worden de industrie en de landbouw de belangrijkste doelwitten voor de extra belasting die samenloopt met het elektriciteitsgebruik van andere gebruikers, waardoor de extra kosten voor de eindgebruikers in 2050 met respectievelijk bijna €2,5 en €1 miljard stijgen. Het is ook belangrijk op te merken dat, gezien de lagere elektrificatiegraad in dit scenario, het belastingvolume dat moet worden herverdeeld marginaal lager is dan in de 2026-industriescenario's.

Tabel 8.6: Aangepast gastarief voor boilers van huishoudens in 2030 en 2050 in de verschillende scenario's

Belasting op gasketels voor huishoudens [€/MWh]		2030	2050
Alles scenario's	Baseline	66	
KEV reconstructie	Shift	108	480
CI26	Shift	112	972
LCI26	Shift	105	699

8.4 Subsidies

In eerdere hoofdstukken zijn subsidies niet als beleidsinstrument meegenomen. De reden hiervoor is tweeledig.

Ten eerste zijn wij ons ervan bewust dat de huidige methodiek slechts een partieel beeld geeft van de werking van subsidie-instrumenten en onvermijdelijk een zekere mate van arbitrariteit in zich heeft. Het is op dit moment onvoldoende eenduidig vast te stellen welke toepassingen precies onder regelingen zoals de SDE++ vallen, deels vanwege de inherente complexiteit van bepaalde toepassingen (zoals energiebesparing en elektrificatie), en deels om praktische redenen: een volledige en consistente afbakening zou in principe mogelijk zijn, maar is binnen deze pilotexercitie nog niet uitgewerkt. Hierdoor is het aannemelijk dat relevante toepassingen niet volledig worden meegenomen en dat gehanteerde subsidiebedragen slechts beperkt aansluiten bij de uitvoeringspraktijk, wat de betrouwbaarheid van de resultaten zou ondermijnen. Wij beschrijven dit bewust apart om te voorkomen dat hieruit onterechte conclusies over de effectiviteit of kosten van subsidies worden getrokken.

Ten tweede vergen subsidies, anders dan bijvoorbeeld belastingen, een expliciet en actief beleidsbesluit om ze in te voeren en op te schalen. Daarbij geldt dat, bij een gelijkblijvende subsidie-intensiteit per kWh of per ton, het behalen van de klimaat- en energiedoelen een substantiële opschaling van specifieke instrumenten zou vereisen. Dit zou in deze fase leiden tot een groot aantal aanvullende aannames over de vormgeving, omvang en continuïteit van subsidie-instrumenten, die buiten de scope van deze analyse vallen.

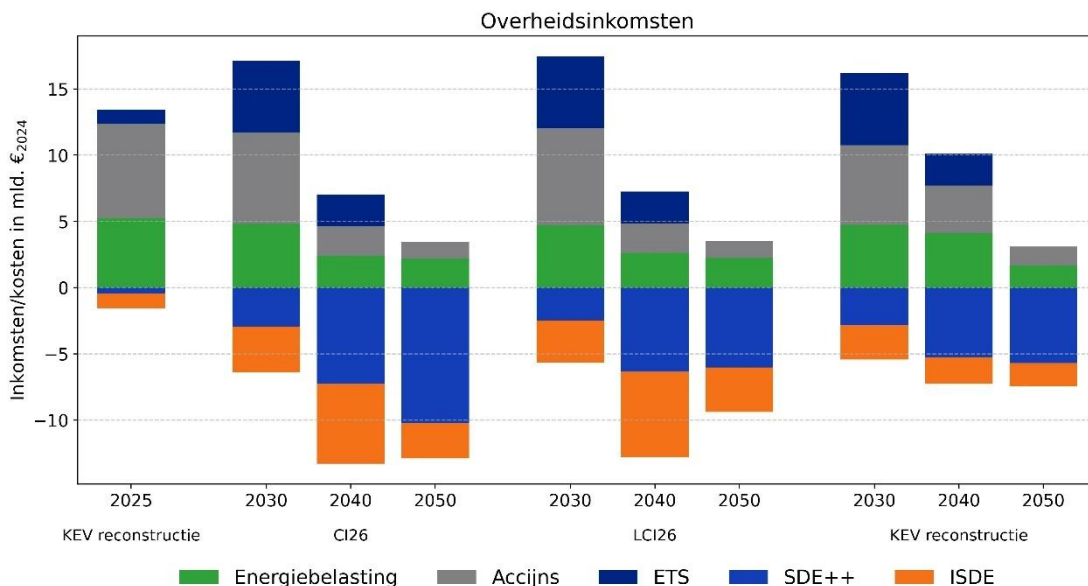
Voor vervolgonderzoek wordt daarom aanbevolen om binnen het onderzoeksprogramma EIK expliciet aandacht te besteden aan de uitwerking van samenhangende beleidspakketten.

Daarbij is het van belang de relatie tussen beleidsinstrumenten, de rentabiliteit van investeringen en beleidsdoelen te verkennen, inclusief de vraag welke beleidsprikkel daadwerkelijk nodig is om gewenste investeringen uit te lokken, en welke rol verschillende overheidsstrategieën kunnen spelen, zoals subsidies, beprijzing, normering of innovatieve financiële structuren.

In dit hoofdstuk doen we daarom slechts een beperkte what-if-analyse, bedoeld om te verkennen welke mogelijke effecten subsidies op de kostenontwikkeling zouden kunnen hebben als ze wél worden toegepast. Voor deze analyse richten we ons op twee subsidies: de SDE++ en de ISDE.

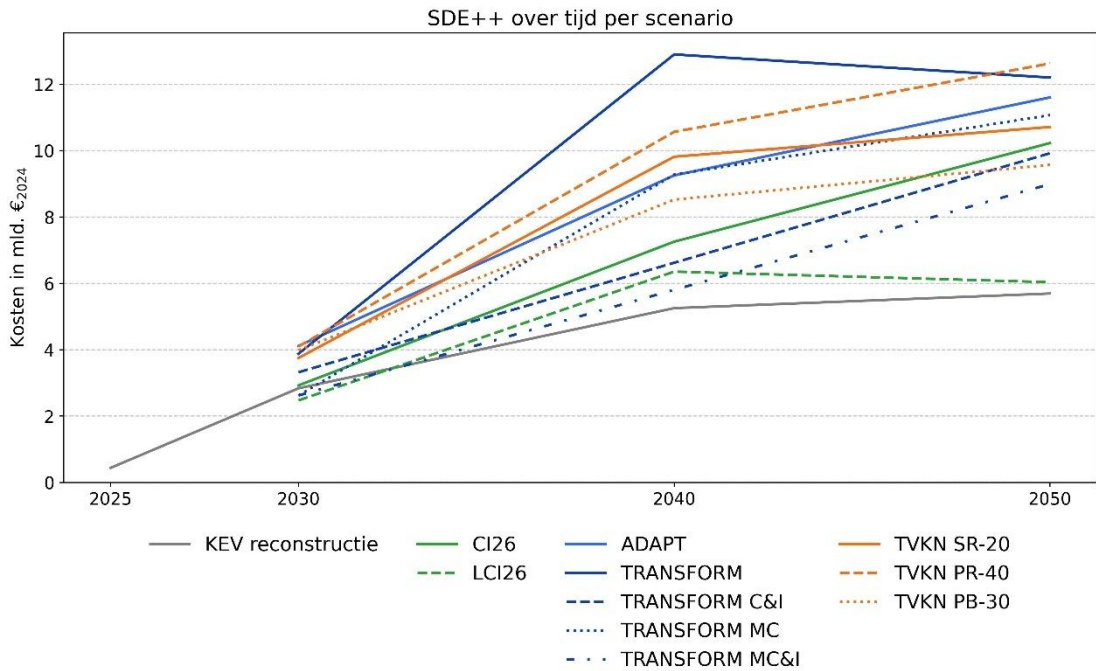
De SDE++ is een subsidie op o.a. de productie van duurzame energie, waaronder de productie van elektriciteit via zon-PV, warmte via geothermie, de productie van groen gas, of de productie van groene of blauwe waterstof (RVO, 2026) (bron). Hoewel de SDE++ ook voor andere soorten projecten gebruikt kan worden (zoals CO₂-afvang en elektrificatie in de industrie) wordt er in de INKTVIS-tool alleen gekeken naar de toepassing op energieproductie. Er wordt aangenomen dat voor elke geproduceerde GJ een vlak subsidietarief wordt uitgekeerd. Dit is overeenkomstig het gemiddelde gerealiseerde subsidiebedrag per MWh van vóór de energiecrisis gedaan, en hierbij is uitgegaan van een stabiel niveau over de tijd. Omdat de SDE++ een contract for difference (CfD) is, kan het daadwerkelijke subsidiebedrag echter lager uitvallen wanneer marktprijzen hoog zijn (zoals nu het geval is), maar ook hoger wanneer prijzen lager zijn, mede gezien de omvang van de totale beschikkingen. Ook kent de SDE++ (net als de ISDE) een beperkt budget. Daar wordt geen rekening mee gehouden, er wordt aangenomen dat de subsidiebedragen het daadwerkelijke budget kunnen overstijgen.

De ISDE is een subsidie op de verduurzaming van de gebouwde omgeving. In de berekening van de ISDE wordt aangenomen dat de subsidie zich vertaalt als 25% van de aanschafkosten van (hybride) warmtepompen & isolatie.



Figuur 8.10: Overheidsinkomsten en -kosten naar componenten

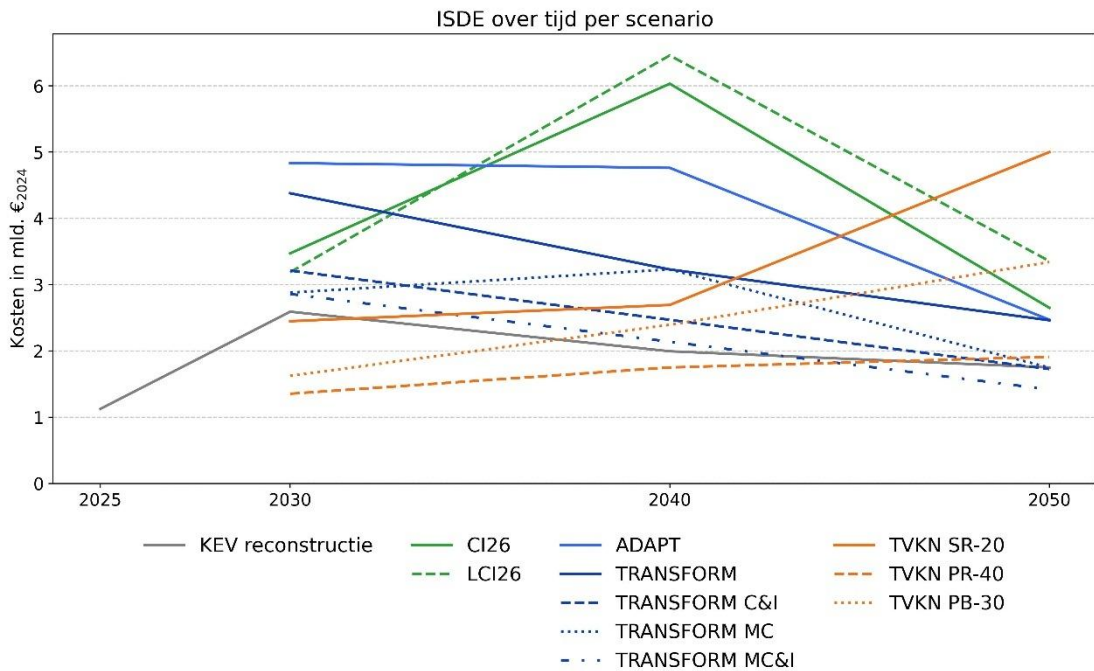
Figuur 8.11 toont een analyse van wat er zou gebeuren met de overheidskas bij het meewegen van de subsidies. Zoals eerder in Hoofdstuk 6 genoemd dalen de belastinginkomsten substantieel richting 2050. Hier is te zien dat ook de uitgaven aan subsidies flink toenemen in latere jaren, en dat de SDE++ richting 2050 een steeds groter aandeel in de subsidie-uitgaven krijgt, terwijl ISDE afzwakt naar tussen de €1 en 3 miljard. In praktijk betekent dit dat de overheid een deel van de kostenstijgingen, die in alle scenario's plaatsvinden, op zich neemt. In deze exercitie kan dit leiden tot consequenties voor de fiscale positie van de overheid van meer dan €10 miljard.



Figuur 8.11: SDE++-uitgaven over tijd per scenario

Figuur 8.11 toont de SDE++ uitgaven. De volgende zaken vallen op:

-) In alle scenario's stijgen de SDE++-uitgaven voor energieproductie sterk: waar de jaarlijkse subsidie in 2025 nog € 0,4 mld. is, ligt dit bedrag in 2050 tussen de € 5,7 en € 12,6 mld. Deze stijging wordt met name gedreven door zon-PV, wind op land, en de productie van groene waterstof.
-) Het KEV reproductie- en het LCI26-scenario hebben een lagere SDE++-uitgave in 2050 dan de overige scenario's. In het KEV-reproductiescenario komt dit door een lage groei van zon-PV en groene waterstofproductie. In het LCI26-scenario komt dit met name door minder productie van groene waterstof.

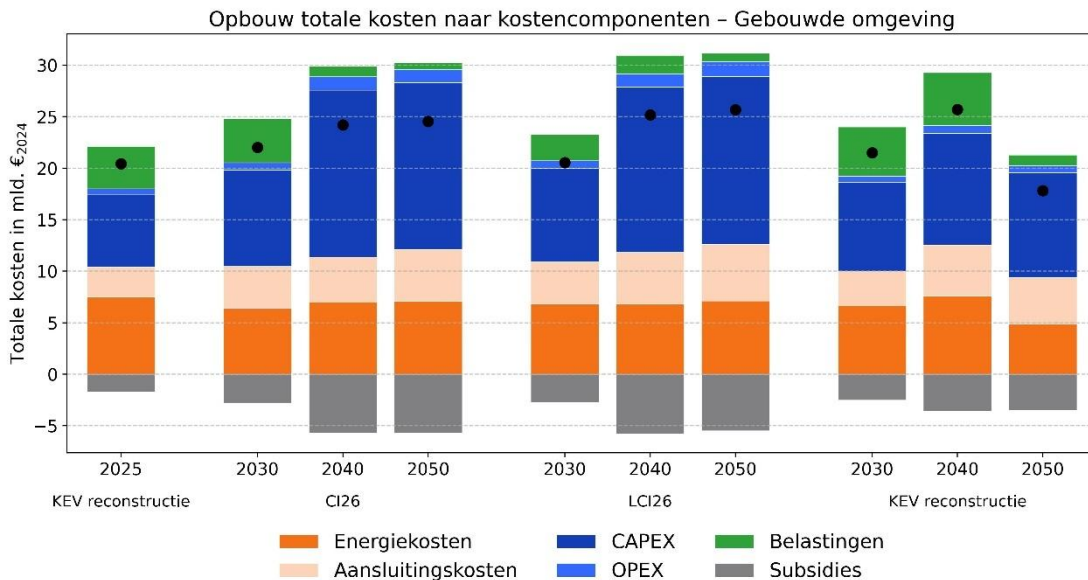


Figuur 8.12: ISDE-uitgaven over tijd per scenario

- De totale ISDE-uitgaven bedragen in 2025 circa € 1,1 mld en lopen in 2030 uiteen van €1,4 tot € 4,8 mld. De verschillen tussen scenario's worden vooral verklaard door het moment waarop investeringen plaatsvinden (zie ook Paragraaf 4.1), aangezien subsidie-uitgaven het investeringspatroon volgen. Dat investeringsmoment wordt op zijn beurt bepaald door de beleidsdoelstellingen die in de verschillende scenario's centraal staan.
- In de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's leiden sectorspecifieke emissiedoelen en energiebesparingsdoelstellingen in 2030 tot een versnelling van investeringen in de gebouwde omgeving, wat resulteert in tijdelijk hogere ISDE-uitgaven. Andere scenario's zoals ADAPT en TRANSFORM kennen daarnaast ook een emissiereductiedoel voor 2040, maar deze ligt lager (circa 80%) en door de kleinere omvang van de industrie is er meer emissieruimte, waardoor er minder noodzaak is om al in 2030 forse inspanningen te leveren bij huishoudens. De investeringen vinden daardoor later plaats, mede doordat voor 2040 een strenger 90%-reductiedoel geldt, wat in de 2026-industriescenario's leidt tot een latere investeringspiek en hogere ISDE-uitgaven rond dat moment (circa €6,0–6,5 mld). De TVKN-scenario's kennen daarentegen een meer geleidelijke maar aanhoudende stijging van de ISDE-uitgaven, passend bij hun sterkere focus op doelbereik in 2050.

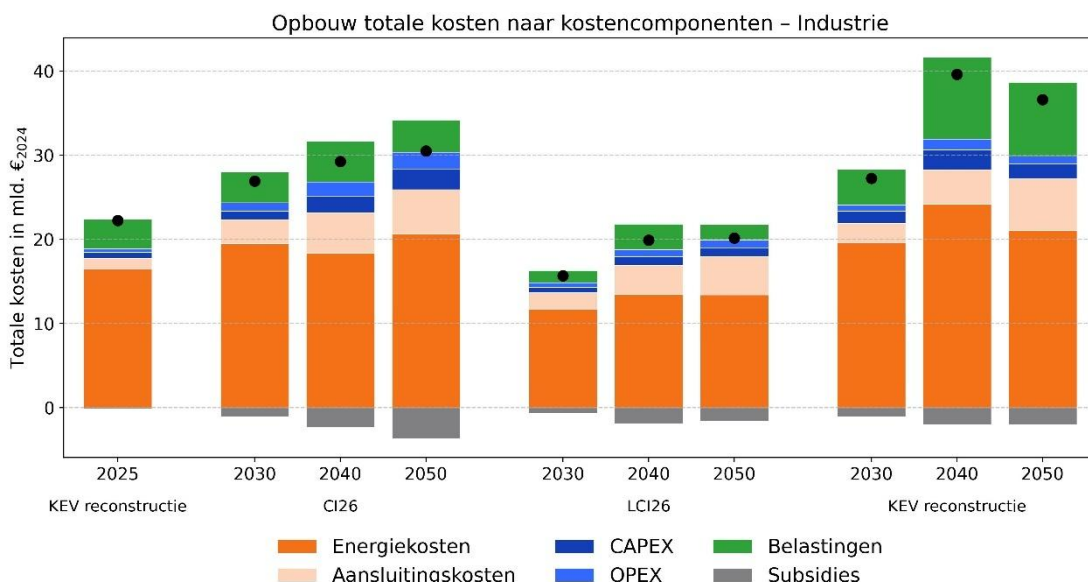
Het inachtnemen van deze subsidies heeft vanzelfsprekend ook gevolgen voor de kosten die de eindverbruikerssectoren dragen. In **Figuur 8.13** zijn de gevolgen voor de gebouwde omgeving te zien. Het deel van deze grafiek boven de 0-lijn is identiek aan die getoond is in paragraaf 7.1. Onder deze lijn zijn echter ook de effecten van subsidies toegevoegd, met een zwarte stip in het staafdiagram om het nettoresultaat aan te geven. Hoe lager deze stip in de bar chart ligt, hoe groter het effect van de subsidies. Hier is duidelijk te zien dat voor de gebouwde omgeving, de subsidies behoorlijk effect hebben op de totale kosten. Bij de KEV reconstructie gaat het om ongeveer €3 miljard richting 2050, maar voor de 2026-industriescenario's ligt de kostenverlichting voor deze eindverbruikerscategorie al op meer dan €5 miljard. Hier dient ook bij vermeld te worden dat het grootste deel van de subsidies voor de gebouwde omgeving uit ISDE bestaat. In 2030 gaat het om zo'n €500 tot €600

miljoen voor SDE++ en circa €2 miljard voor ISDE. In 2050 is dat tussen de €1 en 1,7 miljard voor SDE++ en tussen de €2,4 en €4 miljard voor ISDE.

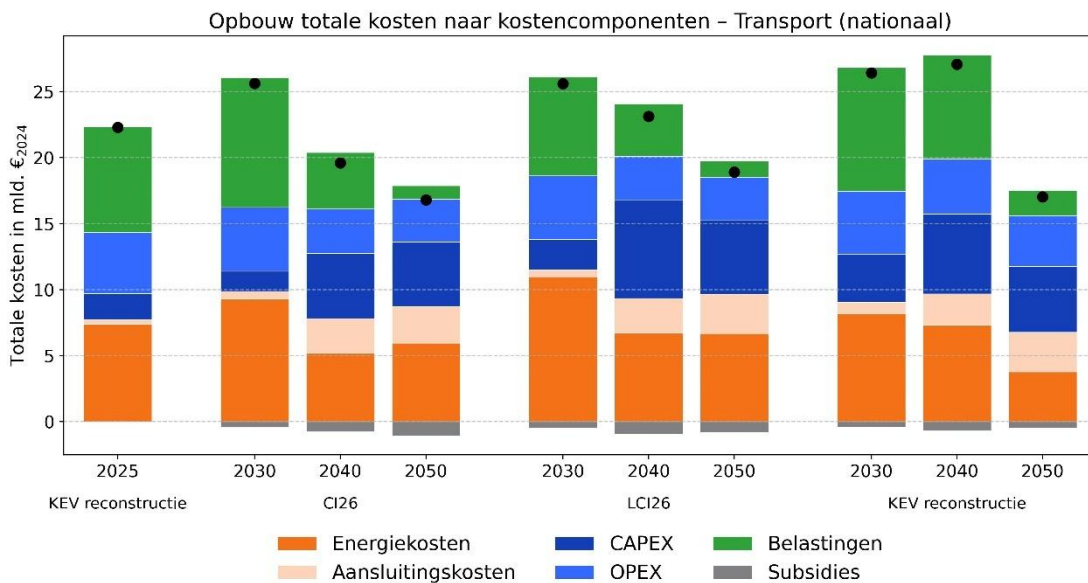


Figuur 8.13: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten – Gebouwde omgeving

Figuur 8.14 toont de opbouw van de totale kosten voor de industrie. Ook hier is in het grijs de hoogte van de subsidies die de industrie toekomen te zien en met een zwarte stip aangegeven wat het nettoresultaat is. Waar de invloed van subsidies op de totale kosten in 2025 nog beperkt is tot zo'n €140 miljoen, loopt het in 2050 al op naar tussen de €1,6 en 3,6 miljard. Vergelijken met de gebouwde omgeving is het effect echter beperkt, omdat ISDE alleen daar kostenverlichting geeft en niet in andere sectoren terugkomt.



Figuur 8.14: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten - Industrie



Figuur 8.15: Opbouw totale kosten naar kostencomponenten - Transport

Ook bij binnenlandse transport is het effect van subsidies beperkt en is, zoals ook in Hoofdstuk 7 opgemerkt, de dalende belastingdruk een veel grotere drijver voor de kostendalingen die deze sector richting 2050 ondervindt. In 2050 bedragen de subsidies voor deze sector tussen de €0,5 en 1,1 miljard.

9 Discussie methodologie

De resultaten in dit rapport zijn gebaseerd op het prototypeproduct INKTVIS. Bij het interpreteren van deze resultaten is het belangrijk stil te staan bij de factoren die onzekerheid en onnauwkeurigheid introduceren. Onzekerheid is inherent aan elke analyse van de toekomst: ook bij een volledig uitgewerkt programma zal de uitkomst nooit exact voorspelbaar zijn, bijvoorbeeld vanwege de grote spreiding van prijzen voor brandstoffen en kosten van technologieën. Onnauwkeurigheid daarentegen is specifiek voor dit prototype: praktische keuzes en aannames die nodig waren om het prototype te ontwikkelen, kunnen leiden tot afwijkingen ten opzichte van een “volledig correcte” kostenberekening. In dit hoofdstuk bespreken we daarom onvolkomenheden in de resultaten waarvan wij ons bewust zijn en welke implicaties dit heeft.

De belangrijkste bronnen van onzekerheid en onnauwkeurigheid kunnen worden ingedeeld in vier hoofdcategorieën:

- › **Algemeen en definitiekwesties:** Sommige kwesties zijn minder specifiek geïdentificeerd of benoemd, maar kunnen toch een relevante invloed hebben op de uitkomsten.
- › **Modellering scenario's:** De resultaten zijn grotendeels gebaseerd op de output van het OPERA-model. Deze kostenoutput is primair ontwikkeld om het energiesysteem te optimaliseren, niet om een volledig accuraat kostenbeeld te genereren. Methodische verschillen zijn daardoor onvermijdelijk. In veel gevallen kan een scherper beeld worden verkregen door het OPERA-model verder te verbeteren.
- › **Scenario-opzet:** We gebruiken bestaande scenario-uitkomsten als basis, die niet specifiek voor dit doel zijn ontwikkeld. Deze scenario's bevatten elk andere aannames en uitgangspunten, waardoor de resulterende beelden sterk kunnen verschillen. De onzekerheden hier liggen niet zozeer in “goed of fout”, maar in het correct interpreteren van wat verschillen in uitkomst betekenen.
- › **Opstellen van een integraal kostenbeeld:** Binnen het prototype vertalen we de systeemkosten uit de scenario's naar een integraal kostenbeeld, met implicaties voor energiedragers, de overheid en eindverbruikers. Hiervoor zijn pragmatische keuzes en aannames nodig, bijvoorbeeld bij de toerekening van kosten naar sectoren of het opstellen van een overheidskostenbeeld. Deze methodiek kan verder worden doorontwikkeld.

Op basis van deze indeling richten we ons in dit hoofdstuk op de vragen die per geïdentificeerde tekortkoming beantwoord moeten worden: wat verstaan we onder de tekortkoming, wat is de mogelijke impact op de huidige INKTVIS-resultaten, en hoe zal opvolging in het EIK-onderzoeksprogramma worden vormgegeven.

9.1 Algemene en definitiekwesties

1. **Scoping systeemkosten:** Bij het opstellen van het kostenbeeld is de scoping van de systeemkosten consistent toegepast binnen de gebruikte scenario's, maar deze scoping is niet volledig consistent met andere contexten buiten OPERA, zoals andere energiesysteemmodellen, statistische bronnen, sectorale studies of studies naar de economische impact van beleidsinstrumenten. Hierdoor kunnen de absolute waarden van ‘de totale kosten van de transitie’ flink afwijken wanneer ze naast externe bronnen of analyses worden gelegd. Voor het vergelijken van scenario's binnen dit onderzoek zijn de

keuzes echter wel consistent, waardoor de verschillen tussen scenario's een betrouwbaar beeld geven van relatieve effecten en beleidsimpact. Om toekomstige analyses robuuster en beter vergelijkbaar te maken, heeft EIK Werkpakket I tot doel een definitiedocument op te stellen waarin de scoping van de systeemkosten helder wordt vastgelegd. Dit zorgt voor meer transparantie en maakt toekomstige kostenanalyses consistent, zowel binnen het onderzoeksprogramma EIK als mogelijk in vergelijking met externe bronnen.

2. **Update kostenparameters:** De kostenparameters die binnen het OPERA-model worden gebruikt, zijn niet specifiek gevalideerd voor toepassing in het INKTVIS-prototype. Hierdoor zijn sommige kostengegevens onvolledig (bijvoorbeeld voor onderdelen die in eerdere toepassingen minder relevant waren) en zijn andere parameters gebaseerd op inschattingen die niet meer volledig aansluiten bij de meest recente inzichten. Dit geldt met name voor innovatieve technologieën, waarvoor kosten en prestaties sterk kunnen veranderen door technologische ontwikkeling, toenemende TRL-niveaus, eerste marktintroducties en marktdynamiek. Dit beperkt in algemene zin de betrouwbaarheid van de resultaten.
Binnen het EIK-programma krijgt dit daarom prioriteit: zowel een actualisatie van de kostenparameters als de ontwikkeling van een structurele methodiek om deze parameters periodiek te baseren op de meest recente inzichten vormen een belangrijk onderdeel van het programma, zodat toekomstige analyses robuuster en consistent kunnen worden uitgevoerd.
3. **Datadichtheid:** De datadichtheid verschilt sterk tussen sectoren: in sommige sectoren is relatief veel detail beschikbaar, terwijl in andere juist weinig technologieopties aanwezig zijn, of mogelijk zelfs belangrijke opties ontbreken. Dit kan leiden tot een onevenwichtige kostenverdeling en een overschatting van de totale systeemkosten. Ook hier is binnen het EIK-programma aandacht voor.

9.2 Modelleringscenario's

Modelleringscenario's – structurele ontwikkelingen

1. **Rekenkundige beperkingen:** Bij het opstellen van het kostenbeeld geldt een duidelijke grens vanwege de rekentijd: per berekening kan slechts één van de drie methodieken worden toegepast — een dynamische run, een regionale run of een uurlijkse run. Dit betekent dat keuzes moeten worden gemaakt die invloed hebben op zowel de uitkomsten als de vergelijkbaarheid tussen scenario's.
-) **Dynamische runs** anticiperen op toekomstige doelen en kunnen leiden tot het eerder doen investeringen om deze te behalen, wat in de eerste jaren tot hogere kosten leidt maar later juist tot lagere kosten. Een voorbeeld is het plaatsen van groene waterstofcapaciteit in 2030, die op dat moment nog slechts beperkt gebruikt wordt. Deze methodiek wordt toegepast in de scenario's uit de Toekomstverkenning Klimaatneutraal 2050.
-) **Regionale runs** brengen de ruimtelijke resolutie van het energiesysteem in kaart, zoals gedaan in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's. Dit levert een gedetailleerder beeld van regionale effecten, maar introduceert beperkingen introduceren bij dynamische investeringsplanning en zorgt ervoor dat het model met timeslices in plaats van uurlijks moet worden doorgerekend.
-) **Uurlijkse runs** geven een realistischer beeld van piekbelastingen en de benodigde flexibiliteit. Berekeningen met timeslices onderschatten deze effecten, waardoor de capaciteiten van installaties voor piekvraag zoals opslag en piekcentrales mogelijk worden onderschat
-) Omdat niet alle kenmerken tegelijk kunnen worden toegepast (dynamisch én regionaal én uurlijks), leidt dit tot methodische verschillen tussen scenario's en tast het de directe vergelijkbaarheid aan. Binnen EIK wordt hiermee omgegaan door expliciet te maken

welke methodiek per scenario is gebruikt en door, waar mogelijk, compensaties toe te passen voor effecten die onderschat worden, zoals de impact van piekbelasting in timeslice-berekeningen. Het programma streeft er niet naar om alle scenario's volledig eenduidig te maken, maar richt zich op transparantie en een duidelijke duiding van de gevolgen van deze keuzes voor de resultaten.

2. **Kosten elektriciteitsinfrastructuur:** De wijze waarop elektriciteitsinfrastructuur in OPERA is gemodelleerd, maakt het mogelijk om investeringen hierin grotendeels te vermijden in de optimalisatie, wat resulteert in een onderschatting van de infrastructuurkosten. Deze kosten zijn dan ook niet in lijn met inzichten uit (IBO,2025) en (Strategy&, PWC, 2024). Voor het huidige prototype zijn de resultaten voor infrastructuur overschreven met data uit FIEN. Waren deze kosten in de oorspronkelijke modellering meegenomen, dan had dit mogelijk invloed gehad op de technologiemix. Binnen het EIK-programma wordt de modellering van elektriciteitsinfrastructuur geactualiseerd, zodat OPERA-resultaten weer representatief worden.
3. **Import-/exportberekeningen:**
 -) De berekening van import en export van energiedragers verschilt per gebruikte scenariobasis. Sommige scenario's hanteren uiteenlopende aannames over de in- en uitvoer van onder meer waterstof en elektriciteit, waardoor Nederland in de resultaten kan variëren van netto-importeur tot netto-exporteur. Dit werkt door in het kostenbeeld: een groter energiesysteem vraagt om hogere investeringen, terwijl export tegelijkertijd ook opbrengsten kan genereren. In dit rapport is ervoor gekozen om opbrengsten uit export niet door te rekenen naar eindverbruikers. Hierdoor blijft het kostenbeeld voor eindverbruikers onveranderd, terwijl de nationale kosten hoger uitvallen doordat exportinkomsten niet worden meegenomen.
 -) Een vergelijkbare methodische vraag doet zich voor bij industriële halffabricaten en eindproducten. In tegenstelling tot energiedragers vallen de opbrengsten uit productexport buiten de scope van de systeemkosten, terwijl de bijbehorende investeringen en energiekosten wél worden meegenomen. Daarnaast worden importkosten van niet-energetische halffabricaten momenteel niet expliciet meegenomen, zoals de import van plastic afval of hot briquetted iron (HBI) voor staalproductie. Voor ammoniak geldt dit niet, omdat deze stof ook energetisch kan worden ingezet en daarom wél binnen de scope valt. Binnen het EIK-programma wordt verkend hoe import en export van industriële producten en halffabricaten explicieter kunnen worden geanalyseerd en geduid, zodat de gevolgen voor het integrale kostenbeeld beter inzichtelijk worden.
4. **Kosten warmteproductie-installaties woningen;**
 -) Bij een vergelijking tussen OPERA en HESTIA (een door PBL en TNO specifiek voor de gebouwde omgeving ontwikkeld model) blijkt dat zowel het kostenniveau als de kostenverdeling voor woningen belangrijke tekortkomingen vertonen. De kosten van warmtepompen wordt niet voldoende accuraat gemodelleerd, en daardoor onderschat. Deze onvolkomenheden zijn in dit rapport als gegeven geaccepteerd, maar hebben een aanzienlijke invloed op de resultaten.
 -) De effecten zijn juist het grootst bij voor de hand liggende toepassingen, zoals hybride warmtepompen in slecht geïsoleerde woningen en volledig elektrische systemen in goed geïsoleerde woningen. Omdat investeringskosten bij eindverbruikers in de gebouwde omgeving een groot aandeel vormen in de totale systeemkosten, heeft dit direct gevolgen voor het kostenbeeld. Het is op basis van de huidige analyse niet eenduidig vast te stellen of dit leidt tot een over- of onderschatting van de totale kosten, maar duidelijk is wel dat de kostenverdeling substantieel wordt beïnvloed.

-) Binnen het EIK-programma wordt specifiek aan dit vraagstuk voor de gebouwde omgeving gewerkt, met als doel toekomstige resultaten beter te laten aansluiten bij de feitelijke kosten en de werkelijkheid van de woningvoorraad.

5. Jaargangen boekhouding myope runs;

In de myope berekeningen worden kosten structureel onderschat, doordat kostendalingen ook worden toegepast op capaciteit die reeds in eerdere jaren is geïnstalleerd. Hierdoor profiteren bestaande assets ten onrechte van latere kostenreducties. Door een jaargangenboekhouding toe te passen, waarin investeringen worden vastgelegd naar het moment van installatie en tegen de dan geldende kosten, kan dit effect worden vermeden. Op basis van informatie over levensduren en capaciteitsontwikkeling kan worden gereconstrueerd wanneer en hoeveel capaciteit is bijgeplaatst, zowel voor uitbreiding als voor vervanging. Binnen het EIK-programma kan worden verkend hoe een consistente jaargangenboekhouding ook voor myope runs kan worden toegepast.

6. Startpunt van het energiesysteem (greenfield versus brownfield);

In de huidige opzet wordt uitgegaan van een greenfield-benadering, waarbij wordt aangenomen dat het energiesysteem in het startjaar als gegeven aanwezig is, zonder expliciete modellering van de leeftijdsopbouw van bestaande assets. Een mogelijke uitbreiding is een brownfield-benadering, waarin bestaande capaciteit wordt gemodelleerd met een levensduurverdeling. Dit maakt het mogelijk om recente investeringsniveaus realistischer te schatten en beter te bepalen wanneer bestaande assets vervangen moeten worden, en dus wanneer nieuwe investeringen nodig zijn. Binnen het EIK-programma wordt onderzocht of een dergelijke brownfield-benadering kan worden toegevoegd, mede op basis van het beschikbare werk binnen de Klimaat- en Energieverkenning.

Datafouten en inconsistenties tussen modellering scenario's

- 7. Scope modellen: glastuinbouw;** Binnen de TVKN-scenario's zijn nieuwbouwkassen en LED-verlichting niet als optie meegenomen. Hierdoor is de scope voor glastuinbouw kleiner, wat resulteert in minder investeringen in deze sector. Dit kan leiden tot een onderschatting van de kosten investeringsbehoefte voor glastuinbouw, terwijl er in andere sectoren juist meer investeringen plaatsvinden.
- 8. Warmteproductie bij staalindustrie;** In ADAPT en TRANSFORM is de optie om warmte uit de staalindustrie te leveren aan warmtenetten uitgezet, omdat specifiek voor dit doel installaties bij de staalindustrie werden geplaatst. In de TVKN-scenario's staan deze installaties bij de staalindustrie er wel. Dit verschil in modellering leidt waarschijnlijk vooral tot een andere kostenverdeling tussen sectoren, en niet tot een grote impact op de totale systeemkosten.
- 9. Datafout ADAPT & TRANSFORM;** Bij de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's zat een datafout in de energielabels van de woningvoorraad. Hierdoor zijn de CAPEX en investeringskosten voor 2050 niet betrouwbaar voor woninggebonden kosten in deze scenario's, wat leidt tot een onderschatting van de kosten. Scenario's worden binnen het EIK-programma periodiek herberekend zodat dergelijke fouten kunnen worden gecorrigeerd.
- 10. Restwarmtehuishouding industrie;** De restwarmtehuishouding in de industrie en andere sectoren is in het huidige prototype niet meegenomen. Dit kan leiden tot een overschatting van de systeemkosten, omdat er te veel inzet van andere warmtebronnen in warmtenetten wordt gemodelleerd en mogelijk ook een te grote rol voor warmtepompen in de industrie.

Binnen het EIK-programma is het de bedoeling dit in 2026/27 verder uit te werken, zodat restwarmte beter wordt benut in het model en de kostenverdeling realistischer wordt.

9.3 Opzet scenario's

1. Gestelde doelen;

-) Elk van de scenario's die meegenomen is in dit rapport hanteert verschillende doelen, die van invloed zijn op de uitkomsten en kostenplaat. Allereerst zijn niet alle doelen voor 2040 identiek. De 2026-industriescenario's hebben bijvoorbeeld een doel van 90% reductie van broeikasgasemissies, terwijl dit in ADAPT, TRANSFORM en in de TVKN-scenario's lagere doelstellingen hanteren in 2040. Het toevoegen van een scherp 2040-doel werkt als een extra constraint en leidt daarom doorgaans tot hogere kosten, een andere technologiemix en een verschuiving van investeringen naar voren in de tijd.
-) Daarnaast verschillen de scenario's in hun sectorale doelen. De TVKN-scenario's gebruiken in 2030 uitsluitend een generiek emissiedoel, terwijl ADAPT en TRANSFORM ook een sectoraal doel en een energiebesparingsdoel bevatten. Dit heeft aanzienlijke impact op de gekozen maatregelen en de kostenplaat, niet alleen in 2030 maar ook op de langere termijn. Isolatiemaatregelen die onder invloed van een besparingsdoel worden genomen, leiden bijvoorbeeld blijvend tot een lager energieverbruik en meer warmtepompen richting 2050. Het tempo waarin gebouwen tot 2030 worden geïsoleerd is zeer hoog, terwijl het besparingsdoel dat dit hoge tempo veroorzaakt in praktijk niet bindend is.
-) Tot slot hanteren de TVKN-scenario's in een deel van de trajecten aanvullende doelen, zoals uitfasering van fossiele energie en beperking van primair energiegebruik. Ook deze doelen leiden over het algemeen tot hogere kosten. De impact van deze zaken op het EIK-programma is beperkt, omdat de verschillen inherent zijn aan het gebruik van verschillende scenariobeelden. Het is niet het doel om de scenario's identiek te maken, maar het is wel belangrijk om de praktische implicaties van deze verschillen te duiden. Ze zijn immers bepalend voor de bruikbaarheid van de scenario's en voor de interpretatie van de kostenplaat en technologiemix.

2. Binnenlandse bio/synfuel productie: De scenario's verschillen in hun aannames over de binnenlandse productie van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen. De TVKN-scenario's schrijven voor dat alle brandstoffen binnenlands geproduceerd moeten worden, terwijl de ADAPT-, TRANSFORM-, en 2026-industriescenario's meer ruimte bieden voor de import van biobrandstoffen. Dit leidt tot verschillen in de opbouw van het energiesysteem, met meer installaties bij raffinage en chemie in de TVKN-scenario's.

3. Pieklastrandvoorwaarden; De gebruikte vraag- en aanbodpatronen (uit 2015) bevatten geen extreme situaties, zoals lange en diepe dunkelflautes. Hierdoor wordt de benodigde capaciteit van pieklastcentrales onderschat. In de TVKN-scenario's is dit deels gecorrigeerd door een specifieke capaciteitsrandvoorwaarde toe te voegen. Het effect op de totale kosten is waarschijnlijk beperkt, omdat pieklastcentrales relatief goedkoop zijn, maar het verschil in aannames kan wel leiden tot een andere systeeminrichting. Er ligt een voorstel om deze gevoeligheid binnen het EIK-programma aan te pakken.

4. Beschikbaarheid biograndstoffen; De beschikbaarheid van biograndstoffen wordt in de scenario's grotendeels exogeen verondersteld. Hoewel de mondiale of Europese beschikbaarheid onafhankelijk kan worden aangenomen, is het aandeel dat daadwerkelijk naar Nederland komt in de praktijk mede afhankelijk van het Nederlandse activiteitsniveau en de internationale marktwerking. Deze marktwerking wordt niet endogeen gemodelleerd, maar kan wel exogeen via consistente scenario-inputs worden

meegenomen, bijvoorbeeld door in scenario's met meer import en een minder competitieve industrie ook uit te gaan van een lagere beschikbaarheid van biograndstoffen voor Nederland.

5. **Prijsprikkel niet fossiele feedstocks:** In de TVKN-scenario's geldt een prijsprikkel op het gebruik van fossiele koolstof in producten (de fossil carbon penalty). Deze prikkel weerspiegelt de toekomstige emissiekosten van fossiele koolstof en zorgt ervoor dat het gebruik ervan in brandstofproductie en de chemische sector duurder wordt, ook wanneer uitsluitend op emissies wordt gestuurd. Dit leidt tot hogere systeemkosten en stimuleert de inzet van niet-fossiele koolstofbronnen. In de TRANSFORM- en 2026-industriescenario's wordt een vergelijkbaar effect bereikt via expliciete doelstellingen voor feedstocks, waarbij in 2040 40% en in 2050 80% van de koolstof in producten uit niet-fossiele bronnen moet bestaan.

De fossil carbon penalty werkt in de TVKN-scenario's door in de productprijzen van fossiel-gebaseerde goederen, en verlaagt daarmee hun netto marktwaarde. Deze prijscorrectie op producten wordt echter niet meegenomen in de INKTVIS-berekeningen, waarin de focus ligt op investerings- en productiekosten. Hierdoor worden de kostenverhogende effecten van de penalty wel zichtbaar in het systeem, maar de corresponderende effecten op productprijzen en -opbrengsten niet.

9.4 Opmaken integraal kostenbeeld

1. **Toerekening naar rato energie:** In het prototype worden kosten toegerekend op basis van de NPE-dragercategorieën. Alleen koolstof is verder uitgesplitst in Biobased (Eenvoudig/Complex), Fossiel (Eenvoudig/Complex) en Synthetisch. Dit betekent dat verschillende brandstoffen in één categorie zijn samengenomen. Daarnaast is de prijs voor elk uur in het jaar hetzelfde. Het is mogelijk dat de verdeling over sectoren of dragers verandert als het model hier explicieter rekening mee zou houden. Binnen het EIK-programma wordt de hele toerekeningsmethodiek herzien: kosten worden daar toegerekend op basis van schaduwprizen, en worden tijdsafhankelijk.
2. **Geharmoniseerde brandstofkosten:** Voor alle scenario's zijn de brandstofkosten gewaardeerd op basis van de prijsniveaus uit de KEV 2025. Deze keuze is gemaakt om de onderlinge vergelijkbaarheid tussen scenario's te vergroten. Met uitzondering van de KEV-reproductie zijn de scenario's echter niet geoptimaliseerd op dit prijsniveau. Indien dit wel het geval zou zijn geweest, had dit waarschijnlijk geleid tot een enigszins andere technologiemix en daarmee tot een ander kostenbeeld. De mate waarin deze inconsistentie doorwerkt in de resultaten is op dit moment onzeker. Binnen het EIK-onderzoeksprogramma wordt daarom opnieuw bezien hoe groot deze onzekerheid is en op welke wijze in toekomstige analyses met geharmoniseerde brandstofprijzen kan worden omgegaan.
3. **Geen gevoeligheidsanalyses/bandbreedtes**
 -) De INKTVIS-tool bevat momenteel geen uitgebreide gevoeligheidsanalyses of onderbouwde bandbreedtes voor prijzen van assets en brandstoffen. De gepresenteerde spreiding is daardoor niet gebaseerd op een diepgaande data-analyse, wat een belangrijke bron van onzekerheid vormt. Hierdoor kan het kostenbeeld robuuster lijken dan het in werkelijkheid is: de daadwerkelijke onzekerheidsmarge is aanzienlijk groter dan de scenariovergelijking suggereert.
 -) Wel is één beperkte gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, waarin is gevarieerd met een bandbreedte aan brandstofprijzen op basis van de KEV en met een variatie van $\pm 50\%$

in technologie-CAPEX. Deze analyse laat zien dat de resulterende spreiding in kosten zeer groot kan zijn, en onderstreept daarmee het belang van een meer systematische en onderbouwde omgang met onzekerheid.

- › Binnen het EIK-programma wordt dit daarom expliciet opgepakt via een afzonderlijk werkpakket 'Onzekerheid en bandbreedtes', met als doel om onzekerheden structureel beter te kwantificeren en transparant te maken in toekomstige analyses.

- 4. Investeringsen gewaardeerd tegen kosten vandaag:** In de huidige opzet is ervoor gekozen om alle installaties te waarderen tegen de momentane kosten, in plaats van de oorspronkelijke aanschafprijs mee te wegen. Dit kan ertoe leiden dat de totale systeemkosten worden onderschatten dat trends in de investeringsniveaus vertekend worden.

10 Conclusies

Dit rapport biedt een eerste, samenhangende verkenning van de kosten en verdelingseffecten van de energietransitie richting 2050. De analyse laat zien dat het realiseren van de klimaatdoelen gepaard gaat met substantiële kosten, maar ook dat deze kosten in verhouding blijven tot de omvang van de economie. Tegelijkertijd is sprake van aanzienlijke onzekerheid, zowel in absolute zin als in de verdeling van kosten tussen sectoren, actoren en tijdsperioden. De onzekerheid neemt toe naarmate het over meer gedetailleerde resultaten gaat, zoals specifieke energiedragers, technologieën of investeringscomponenten. De uitkomsten moeten daarom worden gelezen als richtinggevend en niet als exact of voorspellend.

10.1 Belangrijkste inzichten

Grote onzekerheidsmarges zijn onvermijdelijk en structureel

De bandbreedtes in de resultaten zijn groot: van circa –23 tot +26 miljard euro in 2025 en oplopend tot –25 tot +41 miljard euro in 2050. Deze spreiding komt bovenop de verschillen die al uit de scenario's zelf voortkwamen, en volgt uit variatie in energieprijzen en technologiekosten, die historisch volatiel zijn gebleken. Hierbij speelt de volatiliteit van kapitaalskosten vooral bij het moment van investering; eenmaal gerealiseerde kosten blijven daarna langere tijd relatief stabiel. De kosten van import van energiedragers daarentegen vormen een blijvende onzekerheid, die jaar op jaar fluctuaties kan veroorzaken. Ook de rentestand beïnvloedt de kapitaalskosten jaarlijks, wat een terugkerende bron van onzekerheid blijft. De bandbreedtes zijn gebaseerd op realistische uitersten uit het verleden en onderstrepen dat sturen op een exact kostenniveau niet realistisch is. Voor het Nationaal Plan Energiesysteem betekent dit dat robuustheid belangrijker is dan optimalisatie op puntwaarden, zowel op systeemniveau als binnen afzonderlijke sectoren.

De energietransitie blijft betaalbaar, maar vraagt structureel hogere investeringen

De totale kosten van het energiesysteem nemen toe bij het behalen van klimaatdoelen, maar blijven in verhouding tot de economische ontwikkeling. In de scenario's die streven naar netto nul broeikasgasemissies in 2050 stijgen de systeemkosten met circa 1,3–2,0%, terwijl het aandeel van energie in het BNP ongeveer stabiel blijft. Tegelijkertijd nemen de jaarlijkse investeringen sterk toe: van circa 18 miljard euro vóór 2025 naar 42–59 miljard euro per jaar in de periode 2025–2030 en daarna. Dit betekent een structurele omslag in investeringsniveaus en vraagt langdurige beleidsconsistentie.

De kostenstructuur verschuift fundamenteel

De energietransitie leidt tot een verschuiving van variabele brandstofkosten naar kapitaalintensieve investeringen in onder meer infrastructuur, elektriciteitsopwekking, flexibiliteit en – richting klimaatneutraliteit – klimaatneutrale moleculen. Hierdoor neemt de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen af, maar verschuift het prijsrisico naar investeringen en technologieontwikkeling. Deze verschuiving vraagt om ander beleid ten aanzien van financiering, risicodeling en investeringszekerheid.

Beleidskeuzes bepalen waar kosten landen

De analyse laat zien dat beleidskeuzes sturen waar kosten en baten terechtkomen. In de huidige doorrekening, met een voortzetting van bestaand beleid, nemen de

overheidsuitgaven toe terwijl de inkomsten voor de overheid niet proportioneel stijgen. Dit kan resulteren in een structureel tekort op de overheidsbegroting van circa 20–30 miljard euro. Dit is geen onvermijdelijk gevolg van de energietransitie zelf, maar het resultaat van de gekozen beleidsinstrumenten en financieringsstructuren. Het onderstreept dat verdelingsvraagstukken expliciet onderdeel moeten zijn van het NPE en niet impliciet mogen blijven.

Sectorale effecten verschillen sterk

De verdeling van kosten over sectoren laat duidelijke verschillen zien. Voor de gebouwde omgeving en mobiliteit blijven de meerkosten relatief beperkt, doordat hogere investeringen deels worden gecompenseerd door lagere gebruikskosten en een lagere belastingdruk. Voor sectoren die afhankelijk zijn van groene moleculen, zoals industrie en internationaal transport, vallen de kosten aanzienlijk hoger uit. Daarbij is het beeld voor de gebouwde omgeving gevoelig voor aannames over elektriciteitsprijzen en tijdsprofielen, wat verdere verfijning vraagt.

10.2 Interpretatie en doorwerking

De resultaten in dit rapport zijn gebaseerd op een prototype-aanpak met bewuste vereenvoudigingen. De belangrijkste beperkingen en aannames zijn uitgewerkt in Hoofdstuk 9. De bevindingen moeten worden gezien als werkhypotheses die richting geven aan vervolganalyse, niet als eindbeeld.

Voor het Nationaal Plan Energiesysteem betekent dit dat beleid gericht moet zijn op robuustheid, adaptiviteit en gunstige kosteneffectiviteit in een brede range aan omstandigheden, met aandacht voor verdelingseffecten tussen sectoren en actoren. De onzekerheid zal in de tijd afnemen naarmate investeringen zijn gerealiseerd en het energiesysteem minder afhankelijk wordt van volatiele fossiele brandstoffen. Tegelijk blijft onzekerheid inherent, wat vraagt om beleid dat bestand is tegen uiteenlopende prijspaden en systeemontwikkelingen.

De inzichten uit dit rapport bieden daarmee een inhoudelijke basis om het gesprek over kosten, verdeling en betaalbaarheid van de energietransitie te verdiepen en gerichter vorm te geven in het Nationaal Plan Energiesysteem.

Referenties

- Belastingdienst (2026): *Energiebelasting*. [Energiebelasting | Belastingdienst](#)
- CBS (2024): *StatLine - Aardgasverbruik bedrijven; belastingschijf*. [StatLine - Aardgasverbruik bedrijven; belastingschijf, SBI2008](#)
- EC (2026): *Buildings, road transport and additional sectors – Climate Action*. [ETS2: buildings, road transport and additional sectors - Climate Action](#)
- EC (2026a): *Auctioning of allowances*. [Auctioning of allowances - Climate Action - European Commission](#)
- IBO (2025): *Schakelen naar de toekomst IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*. <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-ffcd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025): *Klimaat- en Energienota 2025*. <https://open.overheid.nl/documenten/6744a7e2-bc2a-47b0-833e-8e4c5dd3d793/file>
- Koerhuis, S. en R. Terwel (2025): *Kostenbeeld Netbeheer Nederland scenario's 2025*, Kalavasta.
- KCET (2025): *Energietransitie Integraal Kostenbeeld*, Werkprogramma EIK. https://www.tno.nl/publish/pages/13773/24092025_werkprogramma-definitief.pdf
- Nea (2026): *Veiling van emissierechten*. [Veiling van emissierechten | Nederlandse Emissieautoriteit](#)
- RVO (2026): *Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++)*. [Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie \(SDE++\) | RVO.nl](#)
- Scheepers, M.J.J. (2024): *Toekomst van het Nederlandse energiesysteem*, TNO. <https://publications.tno.nl/publication/34642479/Acs6Uy/scheepers-2024-toekomst.pdf>
- Scheepers, M.J.J. et al. (2024a): *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*, TNO. <https://publications.tno.nl/publication/34642478/U1ZsmY/TNO-2024-P10607.pdf>
- Scheepers, M.J.J. et al. (2025): *Referentiescenario broeikasgasemissies 2045-2055 ten behoeve van de INEK-rapportage 2025*. TNO. [TNO-2025-R10246.pdf](#)
- Van Stralen, J.N.P. van (2021): *OPERA: a New High-Resolution Energy System Model for Sector Integration Research*. <https://link.springer.com/article/10.1007/s10666-020-09741-7>
- Daniëls, B.W. en B. Strengers (2024): *Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050. Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050*, PBL. <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-04/pbl-2024-trajectverkenning-klimaatneutraal-2050-5093.pdf>
- Ministerie van Financiën, Inspectie der Rijksfinanciën/Sectie BBO (2025): *Rapport Werkgroep discontovoet 2025*. <https://open.overheid.nl/documenten/43d845b2-d837-4e34-9a46-dffe460e043a/file>
- Nederlandse Emissie Autoriteit, *NEa wijst 32,9 miljoen gratis emissierechten toe aan Nederlandse industrie en luchtvaart*, [NEa wijst 32,9 miljoen gratis emissierechten toe aan Nederlandse industrie en luchtvaart | Nederlandse Emissieautoriteit](#)
- PBL (2025): *Klimaat- en energieverkenning 2025* [Klimaat- en Energieverkenning 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving](#)

Strategy& pwc (2024): *Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders (“FIEN+”)*. In opdracht van Netbeheer Nederland.

https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-12/241216_fien_eindrapport.pdf

RVO (2026): *Wanneer en hoe betaal ik accijns?*

<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/belasting-betalen/vraag-en-antwoord/accijns-betalen>

RVO (2026a): *Krijg ik subsidie voor een warmtepomp?*

<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/energie-thuis/vraag-en-antwoord/krijg-ik-subsidie-voor-een-warmtepomp>

RVO (2026b): *ISDE: Meldcodelijsten*. https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/isde/meldcodelijsten?utm_source=chatgpt.com

Bijlage A

Categorisering energiedragers

Drager	Dragersgroep
Biokerosine	Biobased - Complex
Bionaphta	Biobased - Complex
Biodiesel	Biobased - Complex
Bio-restgassen	Biobased - Complex
Biomethanol	Biobased - Complex
Biobenzine	Biobased - Complex
Bio-Methanol for shipping	Biobased - Complex
Overige bio-olieproducten	Biobased - Complex
Bio-LPG	Biobased - Complex
Biomass Pyrolysis Oil	Biobased - Complex
Bio-ethanol	Biobased - Complex
BioHFO	Biobased - Complex
Biomassa (zetmeel)	Biobased - Complex
Bio-DME	Biobased - Complex
Bio-aromatics	Biobased - Complex
Biomass Local Wood chips	Biobased - Complex
Biomass Straw	Biobased - Complex
Biomassa (hout)	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (hout buitenland)	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (hout binnenland)	Biobased - Eenvoudig
Biogas	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (suikers)	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (afval biogeen)	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (GFT & VGI)	Biobased - Eenvoudig

Drager	Dragersgroep
Biomassa (AWZ, RWZ en STRT)	Biobased - Eenvoudig
Bio-LNG for shipping	Biobased - Eenvoudig
E-inhoud mest	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (UCO buitenland)	Biobased - Eenvoudig
Biogas voor schaduwprijs	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (hout buitenland), expensive part	Biobased - Eenvoudig
Biomassa (natte stromen)	Biobased - Eenvoudig
Elektriciteit	Elektriciteit
Wind	Elektriciteit
Zon	Elektriciteit
Uranium	Elektriciteit
Import elektriciteit	Elektriciteit
Waterkracht	Elektriciteit
Export elektriciteit	Elektriciteit
Overige olieproducten	Fossiel - Complex
Ethylene	Fossiel - Complex
Kolen	Fossiel - Complex
Restgassen	Fossiel - Complex
Naphta	Fossiel - Complex
Olie	Fossiel - Complex
Diesel	Fossiel - Complex
LPG	Fossiel - Complex
HFO	Fossiel - Complex
Kerosine	Fossiel - Complex
Benzine	Fossiel - Complex
Cokes	Fossiel - Complex
Methanol for shipping	Fossiel - Complex
Methanol	Fossiel - Complex
Plastic pyrolysis oil	Fossiel - Complex
Oliegrondstoffen	Fossiel - Complex

Drager	Dragersgroep
Aromatics	Fossiel - Complex
Aardgas	Fossiel - Eenvoudig
Plastic waste	Fossiel - Eenvoudig
CO ₂ Flow	Fossiel - Eenvoudig
Aardgas feedstock	Fossiel - Eenvoudig
Afval (niet-biogeen)	Fossiel - Eenvoudig
Hoogovengas	Fossiel - Eenvoudig
Cokesovengas	Fossiel - Eenvoudig
Gas transport	Fossiel - Eenvoudig
SNG	Fossiel - Eenvoudig
LNG for shipping	Fossiel - Eenvoudig
Gas winning	Fossiel - Eenvoudig
CO ₂ flow for storage	Fossiel - Eenvoudig
Rejected plastic waste	Fossiel - Eenvoudig
Omgevingswarmte	Omgevingswarmte
Synthetische brandstoffen uit FT	Synthetisch
Synthetic diesel	Synthetisch
Synthetic naphtha	Synthetisch
Synthetic kerosine	Synthetisch
Synthetic methanol	Synthetisch
Synthetic methanol for shipping	Synthetisch
Synthetic waste gases	Synthetisch
Other synthetic oil products	Synthetisch
Synthetic LPG	Synthetisch
Synthetic HFO	Synthetisch
Synthetic benzine	Synthetisch
Synthetic LNG for shipping	Synthetisch
Synthetic aromatics	Synthetisch
Warmte	Warmte
Heat100to200	Warmte

Drager	Dragersgroep
Industrial Waste Heat	Warmte
Aardwarmte	Warmte
Heat200to400	Warmte
HeatHT400	Warmte
HeatDir200to400	Warmte
Zon thermisch	Warmte
Waterstof	Waterstof
Ammoniak	Waterstof
Waterstof voor schaduwprijs	Waterstof
Hydrogen import	Waterstof
Ammoniak export	Waterstof
Ammoniak import	Waterstof
Hydrogen export	Waterstof

Bijlage B

Categorie-indeling voor opties

	Sector	Subsector	Categorie
Eind- verbruiker	01 Gebouwde omgeving		CV-ketel in gebouwen
			CV-ketel in huishoudens
			Hybride warmtepomp
			Isolatie in gebouwen
			Isolatie in huishoudens
			Overige warmtevoorziening in gebouwen
			Overige warmtevoorziening in huishoudens
			Warmtepomp in gebouwen
			Warmtepomp in huishoudens
	02 Industrie		Chemie
			Glasindustrie
			ICT
			Keramiekindustrie
			Kunstmest
			Metaal
			Overige industrie
			Staalindustrie
			Voedsel
	03a Transport (nationaal)		Binnenvaart
			Mobiele werktuigen
			Wegtransport Personen
			Wegtransport Vracht
	03b Transport (internationaal)		Luchtvaart
		Zeescheepvaart	
04 Landbouw		Glastuinbouw	
		Overige landbouw	
Energie- systeem	11 Elektriciteit	Infrastructuur	
		Import/export balans	
		Omzetting/centrales	Elektriciteitscentrales
			Kernenergie
		Opslag	Batterijen
Compressed air storage			

	Sector	Subsector	Categorie
			Flow batterijen
		Winning/productie	Wind op land
			Wind op zee
			Zon-PV
	12 Warmte	Infrastructuur	Warmtenetten
		Winning/productie	Geothermie
			Overige warmtewinning
	13 Waterstof	Import/export balans	
		Infrastructuur	
		Omzetting/centrales	Productie blauwe waterstof
			Productie groene waterstof
			Productie overige waterstof
		Opslag	Tankopslag waterstof
	Zoutcavernes		
	Koolstof, waaronder:) Biobased - complex) Biobased - Eenvoudig) Fossiel - Complex) Fossiel - Eenvoudig) Synthetisch	Import/export balans	Import brandstof
			Import koolstof
		Infrastructuur	Infrastructuur CCS
			Infrastructuur gas
		Omzetting/centrales	Productie groen gas
			Raffinage
			Vergassing

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

TNO innovation
for life